621.311
Э45

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ
МОСКВА ★ 1941 ★ ЛЕНИНГРАД

Проф. А. Я. БУЙЛОВ, проф. Ю. В. БУТКЕВИЧ, доц. А. А. ВАСИЛЬЕВ, проф. А. А. ГЛАЗУНОВ, проф. П. Г. ГРУДИНСКИЙ, доц. И. Я. ГУМИН, инж. М. Д. ЗАЛЫШКИН, доц. Н. Н. КУВШИНСКИЙ, доц. М. В. МЕТЛИНА

621.311
Э45

КОНТРОЛЬНЫЙ ЭКЗЕМПЛЯР

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

ПОД РЕДАКЦИЕЙ

ЗАСЛУЖЕННОГО ДЕЯТЕЛЯ НАУКИ И ТЕХНИКИ

ПРОФЕССОРА А. А. ГЛАЗУНОВА

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ
ПЕРЕРАБОТАННОЕ

ДОПУЩЕНО ВСЕСОЮЗНЫМ КОМИТЕТОМ ПО ДЕЛАМ ВЫСШЕЙ ШКОЛЫ ПРИ СНК СССР В КАЧЕСТВЕ УЧЕБНИКА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ИНСТИТУТОВ

1545742

Рэспубліканская навукова-тэхнічная бібліятэка

Могилевская Обл. библиотека им. В. И. Ленина
АБОНЕМЕНТ

ДВО

ПРОВЕРЕНО

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА ◆ 1944 ◆ ЛЕНИНГРАД

ПРЕДИСЛОВИЕ

Второе издание книги «Электрические станции и подстанции» значительно расширено по сравнению с первым изданием. Введены новые разделы по электрической аппаратуре и эксплоатации электрических систем. Остальные разделы книги подверглись большим переделкам, часть из которых вызвана развитием техники, а часть — резкими сдвигами во взглядах, получившихся в результате опыта строительства станций и подстанций в военное время и изучения опыта передовых иностранных электрических компаний.

Необходимо отметить, что ряд основных вопросов, связанных с электрической частью станций и подстанций, не может считаться окончательно решенным и подлежит дальнейшему изучению и уточнению. В книге изложены взгляды коллектива кафедры «Электрические станции» Московского Ордена Ленина энергетического института.

Все разделы книги написаны применительно к послевоенному периоду. Вынужденно допускаемые упрощения в военное время не рассматриваются, так как по мнению авторов студенты должны получить в первую очередь сведения о правильном построении электрической части станций и подстанций. Зная и понимая правильную структуру, инженер может уже свободно принимать решения о допустимости тех или иных упрощений.

Книга написана в строгом соответствии с программой курса «Электрическая часть станций и подстанций», читаемого в электротехнических и энергетических втузах Союза. Разделы «Токи короткого замыкания», «Релейная защита» и т. д., представляющие по учебному плану самостоятельные дисциплины, не включены в книгу. Это является целесообразным и потому, что по этим дисциплинам имеются и подготовляются к печати специальные учебники.

Коллектив авторов старался изложить в книге новейшие взгляды по электрической части станций и подстанций, но в то же время понимает, что ряд из них является дискутабельными и потому будет благодарен за все замечания, которые найдут нужным сообщить им читатели.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Первый этап развития электростанций характеризуется обособленностью района питания и расположением их в центре нагрузки, т. е. непосредственно в городе. Эти станции, получившие название блокстанций, работали при напряжениях порядка 100÷400 V и питали потребителей одного или нескольких кварталов города; сооружались станции, обслуживающие только отдельные здания. Несовершенное оборудование станций и низкое рабочее напряжение позволяли присоединять к ним ограниченное количество потребителей, расположенных в непосредственной близости.

Увеличение мощности станций, сжигающих большое количество топлива и требующих для работы больших количеств воды (конденсация) привело к необходимости сооружения станций на окраинах городов или вне их. Местоположение станций стало определяться наличием водных источников и удобством подвоза топлива. Немалую роль в отношении выноса станций за городскую черту сыграли и санитарно-гигиенические соображения. Крупная станция, сжигающая десятки тысяч тонн топлива, при отсутствии хорошей очистки отходящих газов загрязняет все прилегающие к ней районы города. Этот этап развития станций характеризуется применением на них высоких напряжений (порядка 2—6 kV), что позволяет при экономически целесообразных решениях обслуживать электроэнергией потребителей в районе с радиусом в несколько километров.

Дальнейшее развитие электростанций привело к созданию районных станций. Последние располагаются вблизи угольных шахт, на торфяных массивах, на мощных реках и т. д. Такое расположение станций дает возможность рационально использовать местные низкосортные топлива, например: бурые угли, торф и природные местные энергетические ресурсы. Районные станции часто приходится располагать на расстояниях в несколько десятков или сотен километров от центров потребления электроэнергии. Удаление электростанций от потребителей стало возможным только благодаря развитию техники передачи электроэнергии. В этот период появляются сети, работающие при напряжениях 60—220 kV.

Преимущества, получаемые при параллельной работе электростанций, привели к созданию энергетических объединений или систем, примерами которых в СССР могут служить: Мосэнерго, Ленэнерго и т. д., а в США — Ниагарская, Нью-Йоркская, Тихоокеанская и другие энергетические системы, включающие в себя тепловые конденсационные, теплофикационные и гидравлические станции, работающие на общую электрическую сеть. Они являются основной базой энергетического хозяйства данного района и представляют сложный хозяйственный и технический аппарат, служащий для производства и распределения электроэнергии. Наличие в системе станций с различными техническими и экономическими характеристиками позволяет путем правильного распределения между ними нагрузок получать очень высокие экономические показатели, которые не могут быть достигнуты при работе изолированных станций.

Стремление к дальнейшему увеличению эффективности работы оборудования станций, использованию местных энергетических ресурсов, повышению надежности питания потребителей, снижению стоимости электроэнергии и т. д. ставит вопрос о параллельной работе отдельных систем путем соединения их в единую мощную энергетическую систему.

Началом электрификации СССР, а следовательно, и началом сооружения в нашей стране мощных современных электрических станций, нужно считать период после Октябрьской революции. Электроэнергетическая база царской России стояла на чрезвычайно низком уровне.

По инициативе В. И. Ленина 7 февраля 1920 г. ВЦИК была создана комиссия по разработке плана государственной электрификации России (Гоэлро). В декабре этого же года план был окончательно составлен и утвержден VIII Всероссийским съездом Советов. Товарищ Сталин сразу оценил громадное значение этого плана и характеризовал его в известном письме к В. И. Ленину как «мастерской набросок действительно единого и действительно государственного хозяйственного плана».

Постановление VIII Всероссийского съезда Советов и постоянное внимание партии и правительства к элек-

трификации Советского Союза обусловили быстрый рост числа и мощности электростанций и широкое развитие высоковольтных сетей. Война с фашистской Германией не остановила строительства новых станций. В восточных областях Союза введено в действие и строится большое количество мощных электростанций.

Постановление XVIII съезда ВКП(б) явилось поворотным моментом в области строительства станций. По докладу тов. Молотова съезд принял следующую резолюцию:

«5. В области электрохозяйства ликвидировать имеющуюся частичную диспропорцию между большим ростом промышленности и недостаточным увеличением мощности электростанций с тем, чтобы рост электростанций опережал не только рост промышленности, но и обеспечивал создание значительных резервов электрических мощностей. В соответствии с этим увеличить общую мощность электростанций за пятилетие в 2,1 раза. В строительстве тепловых электростанций перейти к небольшим и средним электростанциям в 25 000 kW и ниже. Осудить, как неправильное и вредное для народного хозяйства, увлечение крупными электростанциями в ущерб небольшим и средним. Мощность районных тепловых электростанций утверждать правительству в каждом отдельном случае. Широко внедрить новейшую энергетическую технику, высокое давление и перегрев пара, применение новейших теплофикационных турбин и автоматизацию основных процессов электростанций и сетевого хозяйства.

Важнейшей задачей всех предприятий промышленности, коммунального хозяйства, транспорта и сельского хозяйства — являются экономия топлива и электроэнергии»[1].

Это решение съезда послужило мощным толчком к развитию станций малой и средней мощности и к внедрению в энергетических системах новейшей техники.

Развитие электрификации Союза вызвало громадный рост творческой инициативы работников этой области техники. Если начальный период электрификации СССР можно характеризовать в основном как период освоения заграничного опыта, то работы в первой и во второй пятилетках можно с полным правом оценить как самостоятельный творческий путь в этой области техники. За этот период достигнуты высокие эксплоатационные показатели, созданы новые электрические станции, являющиеся образцами передовой техники. Стахановское движение послужило новым источником развития инициативы широких масс работников электрических станций в деле улучшения производственных процессов и показателей и т. д.

Развернутое строительство электростанций, наличие мощной энергетической базы в Союзе и предстоящие работы по восстановлению народного хозяйства во временно оккупированных областях требуют большого количества высококвалифицированных специалистов в области электростанций и ставят перед ними задачи, разрешение которых возможно только при напряжении всех творческих сил страны. Не приходится сомневаться, что советские инженеры, техники и рабочие преодолеют все затруднения, стоящие на их пути, и с честью выполнят обязанности, возложенные на них социалистической Родиной.

---

[1] XVIII Съезд Всесоюзной Коммунистической Партии (б), Стенографический отчет стр. 654.

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О РАБОТЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ПОДСТАНЦИЙ И СИСТЕМ

ГЛАВА I

ГРАФИКИ АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ПОДСТАНЦИЙ И СИСТЕМ

1,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Отличительной особенностью производства электроэнергии является необходимость отпускать с электростанции или электрической системы в каждый данный момент такое количество продукции, какое в этот момент потребуют абоненты. Объясняется это, с одной стороны, непосредственной связью потребителей с электрической системой при помощи электрической сети, а с другой — быстротой передачи электроэнергии. При любой протяженности сети практически можно считать, что момент производства электроэнергии совпадает с моментом ее потребления. Кроме того отсутствие требующих относительно малых капитальных затрат и имеющих высокий к. п. д. аккумуляторов электроэнергии не позволяет делать сколько-нибудь значительных запасов электроэнергии, которые можно было бы расходовать в моменты усиленного спроса на нее со стороны потребителей.

Постоянное совпадение потребления и производства электроэнергии заставляет энергообъединения и отдельные электростанции непрерывно следить за изменениями спроса на электроэнергию и даже более — предугадывать этот спрос заранее. Только правильные предположения о спросе на электроэнергию в ближайшие часы, сутки, годы позволяют рационально вести хозяйство электростанций и систем. При увеличении спроса в ближайшие часы должны быть подготовлены соответствующие агрегаты, способные покрыть повышенную нагрузку; при уменьшении потребления нужно подготовить остановку машин. Увеличение нагрузки в ближайшие 1—2 года обусловливает необходимость ввода новых мощностей на электростанциях.

Наиболее просто и наглядно изучение изменений спроса на продукцию электростанций и систем может быть произведено при помощи так называемых графиков нагрузок. Последние представляют диаграммы, по оси абсцисс которых отложено время, а по оси ординат — нагрузки (спрос) в каждый данный момент времени.

Основные виды графиков электрических нагрузок характеризуются следующими признаками:

1. Род нагрузки:

a) Графики активных нагрузок, представляющие изменения активных нагрузок по времени.

b) Графики реактивных нагрузок, дающие изменения реактивных нагрузок по времени.

2. Продолжительность времени, в течение которого изучается нагрузка:

a) Суточные графики нагрузок, изображающие изменения нагрузок в течение суток.

b) Годовые графики нагрузок, представляющие изменения нагрузок в течение года.

3. Место изучения нагрузки в электрической системе:

a) Потребительские графики нагрузок, дающие изменения суммарной нагрузки на вводе данного потребителя по времени.

b) Сетевые графики нагрузок, представляющие изменения нагрузок одного из звеньев сети по времени. В качестве звеньев сети могут быть подстанции, отдельные линии и т. д.

c) Станционные графики нагрузок, изображающие изменения нагрузок на зажимах всех генераторов станции по времени.

d) Графики нагрузок электрических систем, представляющие изменения нагрузок на зажимах всех генераторов всех станций электрической системы по времени.

Комбинации из трех указанных признаков дают полные характеристики графиков нагрузки. Например, суточный график реактивных нагрузок станции, как следует из самого названия, будет изображать суммарные реактивные нагрузки на зажимах всех генераторов данной станции в течение суток.

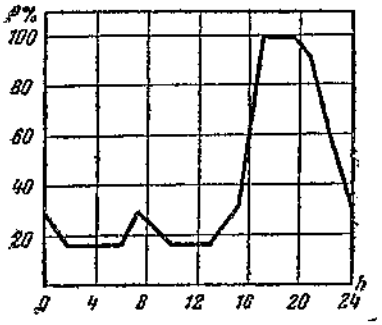
Остановимся теперь на вопросе начертания графиков нагрузки.

При эксплоатации какого-либо элемента электрической системы: станции, подстанции, линии сети и т. д. через определенные промежутки времени производятся записи показаний измерительных приборов[1].

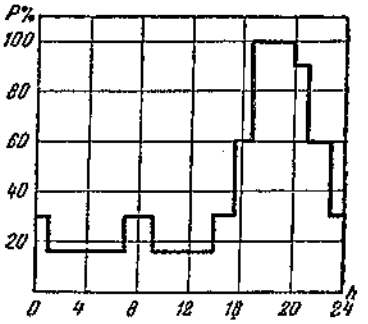
---

[1] Правила технической эксплоатации электрических станций и сетей (§ 632) предписывают производить записи показаний указывающих приборов в следующие сроки: 1. Показания приборов генераторов, каждые 30 мин. 2. Показания приборов трансформаторов, отходящих линий и пр., каждый час. 3. В часы максимальных нагрузок на ведущих станциях и станциях, работающих изолированно, показания амперметров и ваттметров генераторов — через каждые 10 мин., а трансформаторов — через каждые 30 мин.

Нанося показания приборов и соединяя полученные точки прямыми линиями, вычерчивают график типа, изображенного на фиг. I,1. Точки графика, соответствующие записям приборов, дают действительные значения нагрузок в данный момент. Нагрузки во все остальные моменты времени на графике будут представлены приближенно, поскольку фактическое изменение нагрузки между двумя моментами времени не происходит по закону прямой линии. Учитывая, однако, что часть времени действительные нагрузки будут больше, а часть времени меньше, чем изображенные на графике, можно считать, что подобные графики дают достаточно точное представление о нагрузках. Графики типа, изображенного на фиг. I,1, носит название **графиков нагрузок, построенных по точкам.**



Фиг. I,1.



Фиг. I,2.

При проектировании электростанций, подстанций и систем удобнее пользоваться другим начертанием графиков нагрузок, а именно **ступенчатыми графиками**, дающими возможность быстрее производить подсчеты, связанные с графиками. На фиг. I,2 представлен график фиг. I,1 в ступенчатом оформлении.

При вычерчивании ступенчатых графиков нагрузок соблюдаются следующие условия:

1. Характерные точки графика должны правильно отражать нагрузку в данный момент. К таким точкам относятся максимумы и минимумы нагрузок и отдельные закономерные повышения и понижения нагрузок. Это требование вытекает из необходимости знать действительные нагрузки в определенные моменты времени, поскольку эти нагрузки обусловливают число и мощность потребных для работы машин.

2. Площадь ступенчатого графика должна быть равна площади графика, построенного по точкам. Площадь потребительского графика нагрузок дает в некотором масштабе потребление электроэнергии абонентом в киловаттчасах, а площадь графика станции или системы — выработку электроэнергии.

Метод перехода от графика по точкам к ступенчатому графику показан на фиг. I,3 и настолько прост, что не требует пояснений.

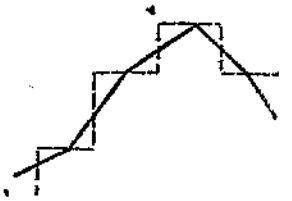
Действительные графики нагрузок могут быть получены при помощи самопишущих приборов. Самопишущий ваттметр (киловаттметр), включенный в нужную цепь, запишет на ленте полную и действительную картину изменения нагрузок по времени.

Переходя к изучению графиков нагрузок, начнем с рассмотрения суточных потребительских графиков применительно к следующим категориям:

1. **Коммунальные нагрузки**, включающие в себя освещение помещений, наружное освещение, нагрузки от бытовых приборов (чайники, утюги и т. д.), трамвая, троллейбуса, кустарной промышленности и т. д.

2. **Промышленные нагрузки**, включающие в себя нагрузки от различного рода промышленных предприятий (фабрик, заводов и т. д.).

3. Прочие нагрузки, в состав которых входит электрифицированный железнодорожный транспорт, орошение, сельское хозяйство и т. д.

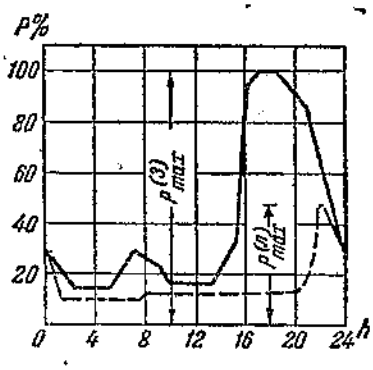

Фиг. I,3.

Изучение графиков нагрузок по категориям потребителей является необходимым вследствие того, что разные категории потребителей имеют различные графики, обусловленные особенностями их работы.

I,2. СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК ОСВЕЩЕНИЯ ПОМЕЩЕНИЙ

Одной из основных коммунальных нагрузок является нагрузка освещения помещений: квартир, торговых предприятий, складов, административных, культурно-просветительных и других учреждений. К этой категории потребителей не относится освещение фабрично-заводских предприятий, поскольку их осветительная нагрузка зависит от характера производства. Освещение фабрично-заводских предприятий всегда рассматривается совместно с нагрузкой от электродвигателей данного предприятия.

На фиг. I,4 представлены характерные графики активных нагрузок внутреннего освещения: сплошной линией — для зимних, а пунктирной — для летних рабочих суток. По оси абсцисс отложено время в часах, а по оси ординат — нагрузки в процентах от максимума нагрузки $P_{(з)max}$ в зимние сутки.



Фиг. I,4.

Как видно из графика зимнего дня, при-

мерно около 7 час. наблюдается утренний пик нагрузки, обусловленный тем, что часть населения в это время встает, совершает свой туалет, завтракает и отправляется на работу. По мере увеличения естественной освещенности количество горящих ламп уменьшается, и к 9—10 час. нагрузка спадает до величины около 15% от максимальной ($P^{(з)}_{max}$). Такая нагрузка держится до 13 час. и определяется горением ламп в темных или плохо освещаемых дневным светом помещениях. Наступление сумерек, а затем вечернего потемнения вызывает сначала относительно небольшой, а потом резкий подъем нагрузки. Зажигается большое количество ламп в квартирах, учреждениях, торговых помещениях и т. д.—почти во всех местах, где применяется электрическое освещение. Максимума осветительная нагрузка зимой достигает примерно в 16 час. и держится на этом уровне до 18—19 час. Окончание работы учреждений, а затем и торговых предприятий определяет в дальнейшем спад нагрузки. До введения 8-часового рабочего дня для служащих спад нагрузки начинался около 17 час. Снижение нагрузки продолжается до 2—3 час., после чего наступает минимальная нагрузка за зимние сутки. Ночная нагрузка определяется лампами накаливания, горящими круглые сутки,—дежурное освещение, освещение коридоров и т. п.

График нагрузок внутреннего освещения в летние сутки резко отличается от такого же за зимние сутки. В период от 2 до 19 час. держится минимально возможная нагрузка (0,05÷0,1 $P^{(з)}_{max}$). Летний максимум нагрузки $P^{(л)}_{max}$, наблюдаемый около 22 час. вследствие окончания работы учреждений и большинства торговых предприятий до наступления темноты, значительно меньше зимнего максимума $P^{(з)}_{max}$. Снижение летнего максимума объясняется еще тем, что количество зажигаемых летом ламп из-за позднего потемнения также меньше, чем зимой.

Если бы на фиг. I, 4 изобразить не только графики зимних и летних суток, но и графики для других периодов года, то они заняли бы промежуточные положения между графиками, нанесенными на чертеже. Рассуждая теоретически, нужно признать, что график каких-либо суток отличается от графика любых других суток этого же года. Однако отличие в графиках нагрузок внутреннего освещения для разных суток, лежащих в сравнительно коротком календарном отрезке времени, невелико. Последнее позволяет судить о характере изменения нагрузки от этой группы потребителей по небольшому числу графиков.

Как показывает опыт, достаточное суждение может быть получено по следующим пяти графикам:

1) графику за 1 января рассматриваемого года; этот график будет соответствовать периоду с наименьшей продолжительностью светлого времени в начале года;

2) графику за 1 апреля, представляющего изменения нагрузок в период весеннего равноденствия;

3) графику за 1 июля, соответствующему периоду с наибольшей продолжительностью светлого времени;

4) графику за 1 октября, изображающего изменения нагрузок в период осеннего равноденствия;

5) графику за 1 января следующего года, дающему нагрузки с наибольшей продолжительностью темного времени, в конце рассматриваемого года.

Эти графики с достаточной точностью отразят как изменения нагрузок, обусловленные различными периодами года, так и динамику роста нагрузок от внутреннего освещения за год. По графикам могут быть найдены максимальные и минимальные нагрузки, соответствующие зимнему и летнему периодам, и целый ряд других показателей, характеризующих работу этой группы потребителей.

В тех случаях, когда нагрузка внутреннего освещения стабилизировалась, можно иметь всего три графика: за зимние, летние и весенне-осенние сутки. Последнее становится понятным, если учесть, что графики зимних суток в начале и в конце года при отсутствии роста нагрузки будут одинаковыми. Это положение относится также и к графикам весенних и осенних суток.

На очертание суточных графиков нагрузок внутреннего освещения оказывает влияние целый ряд факторов. Например, графики зимних и летних суток для городов, расположенных: одного — на севере, а другого — на юге, будут значительно отличаться друг от друга. На севере в зимние сутки максимум нагрузки вследствие малой длительности светлого времени в этот период года будет наступать рано и продолжаться сравнительно долго. В летние сутки, когда продолжительность светлого времени большая, нагрузка в утренние, дневные и вечерние часы будет малой, приближаясь по величине к минимальной ночной нагрузке; вечерний максимум будет выражен очень слабо. Графики же нагрузок летних и зимних суток южного города будут отличаться друг от друга значительно меньше, поскольку в южных районах разница в продолжительности дня летом и зимой относительно невелика. Из приведенного видно, что географическая широта местности сильно влияет на графики нагрузок внутреннего освещения.

Другим фактором, оказывающим влияние на очертание графиков, является характер населенного пункта, использующего электрическое освещение. В сельских местностях вследствие малой площади окон жилых домов подъем вечернего максимума наступает раньше и резче, чем в городе. Утренний пик в фабрично-заводских поселках будет в более раннее время, чем в городах с слабо развитой промышленностью, так как в городах начинают работу позднее. На некоторых курортах из-за наплыва курортников максимум нагрузки в летнее время может быть даже больше зимнего максимума и т. д.

Приведенные примеры достаточно характеризуют влияние отдельных факторов на очертания графиков нагрузки внутреннего освещения.

До настоящего времени изучение графиков нагрузки велось в плоскости их анализа, что может иметь место только при наличии готовых графиков, построенных по показаниям измерительных приборов.

Такие графики имеются в предприятиях, уже ведущих эксплоатацию, и представляют собой констатацию существующего положения с нагрузками. При проектировании новых и расширении работающих электростанций, подстанций и систем приходится строить графики предполагаемых нагрузок. Анализ последних позволяет решить целую серию вопросов, связанных с сооружением или расширением того или иного объекта. Рассмотрим, как производится построение предполагаемых графиков нагрузок внутреннего освещения.

Первым этапом при подсчете нагрузок внутреннего освещения является определение присоединенной мощности. Присоединенной мощностью называется суммарная мощность всех источников света, которые находятся или будут находиться у потребителей. Наиболее правильно определение присоединенной мощности внутреннего освещения может быть произведено путем расчетов по средней освещенности помещений. Для этого в жилищных отделах советов и коммунхозах получают сведения о существующей и вновь сооружаемой площади городских или поселковых зданий, с разбивкой ее по категориям: жилые помещения, учреждения, торговые помещения, склады и т. д.

Задаваясь далее, в соответствии с нормами для различных категорий помещений, средней освещенностью, можно легко найти необходимую установленную мощность[1].

В случаях перспективного проектирования, не требующего большой точности, определение присоединенной мощности внутреннего освещения производится обычно на основании статистических данных, собранных в ряде других электрифицированных городов. Эти данные показывают, что на каждую тысячу жителей присоединенная мощность внутреннего освещения составляет:

в городах с числом жителей до 100 000 . . . . 35—40 kW
в городах с числом жителей от 100 000 до 500 000 . . . . . 40—70 kW
в городах с числом жителей 500 000 и более . 70—100 kW и выше

Найденная тем или иным способом присоединенная мощность внутреннего освещения не определяет, однако, нагрузку от этой группы потребителей. Наличие большого числа ламп в городе или поселке предопределяет, что все лампы гореть одновременно не будут. В зависимости от времени суток и периодов года количество одновременно горящих ламп различно. Наибольшее число одновременно включенных ламп будет в вечернее время зимних суток. Но даже и в этот период часть ламп не будет зажжена.

Максимальная нагрузка внутреннего освещения в зимние сутки по присоединенной мощности найдется по формуле

$$P_н = m_{см} P_{пр}, \qquad (1,1)$$

где $m_{см}$ — коэфициент одновременности;
$P_{пр}$ — присоединенная мощность.

[1] Подробно вопрос об определении установленной мощности для осветительных целей излагается в курсе „Электрическое освещение".

Коэфициент одновременности представляет отношение мощности одновременно включенных источников света в момент максимума нагрузки к суммарной мощности всех присоединенных источников света.

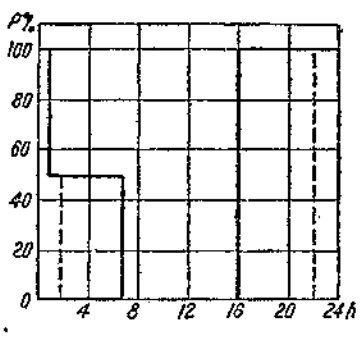
Величина коэфициента одновременности колеблется в очень широких пределах, а именно $m_{см}=0{,}4$—$0{,}8$. Высшая из этих цифр относится к уплотненным городам и поселкам, в которых на каждого из жителей приходится 9—10 м² жилой площади. Низшая из цифр соответствует большей жилой площади на каждого жителя, что будет иметь место в новых городах социалистического типа. В СССР коэфициент одновременности имеет величины $0{,}6 \div 0{,}8$.

После определения максимума нагрузки внутреннего освещения в зимние сутки можно перейти к составлению графиков нагрузок от этой группы потребителей, отнесенных к зажимам потребителей. Для этого берут действительный график нагрузок за зимние сутки города или поселка, имеющего тот же характер (географическая широта местности, насыщенность промышленностью и т. д.), что и подлежащий электрификации, и приравнивают его максимум нагрузки подсчитанному максимуму нагрузки. Соответствующий пересчет масштаба графика позволяет установить нагрузки внутреннего освещения и для других часов суток. Такой же пересчет производится и для графиков летних, весенних и осенних суток.

Внутреннее освещение, использующее лампы накаливания, является практически потребителем только активной нагрузки и потому для этого вида потребителей графиков реактивной нагрузки рассматривать не приходится.

1,3. СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Нагрузка наружного освещения складывается из освещения улиц, площадей, парков, дворов, реклам и т. д. Характерные суточные графики активных нагрузок наружного освещения даны на фиг. 1,5. На этом чертеже сплошной линией показан график зимних, а пунктирной — летних суток. С наступлением сумерек, примерно спустя полчаса после захода солнца, включается наружное освещение. При централизованном управлении наружным освещением рост нагрузки будет очень резким, подобным изображенному на графике. При децентрализованном управлении рост нагрузки будет более плавным вследствие постепенного включения наружного освещения. Около 24—1 часа ночи половина наружного освещения обычно отключается, что достигается или отключе-



Фиг. 1,5.

нием половины светильников или половины ламп в каждом из светильников. Полное отключение наружного освещения производится примерно за полчаса до восхода солнца. Максимумы нагрузок зимних и летних суток для этой категории потребителей равны между собой. В светлые часы суток нагрузка наружного освещения отсутствует.

Все сказанное ранее относительно влияния географической широты местности на графики нагрузок внутреннего освещения в полной мере относится и к наружному освещению.

Присоединенная мощность источников света наружного освещения может быть определена светотехническими расчетами.

Учитывая, однако, относительно малую величину нагрузки наружного освещения, наиболее часто эту нагрузку определяют по удельным показателям.

Данные эксплоатации показывают, что присоединенная мощность наружного освещения колеблется в пределах от 0,5 до 1,5 kW на каждую тысячу жителей. Первая из этих цифр относится к городам с числом жителей до 100 000, а высшая — с числом жителей 500 000 и более. Коэфициент одновременности наружного освещения, как следует из анализа соответствующего графика, равен единице. Имея эти цифры и поступая так, как было описано при разборе нагрузок внутреннего освещения, легко построить графики активных нагрузок наружного освещения. Графики реактивных нагрузок для наружного освещения не строятся, поскольку и эта категория абонентов не требует для своей работы реактивной мощности.

I,4. СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК ПРОЧИХ КОММУНАЛЬНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

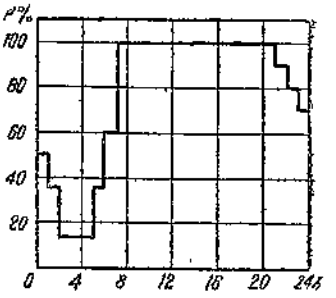
Одной из коммунальных нагрузок является бытовая нагрузка, обусловленная применением различных электроприборов. К таким электроприборам относятся: плиты для приготовления пищи, чайники, утюги, пылесосы, вентиляторы и т. д. В связи с ростом культурных потребностей населения СССР количество и мощность этих приборов постоянно возрастают. В силу специфичности бытовой нагрузки и ряда других мероприятий, например, тарификации электроэнергии для этих целей, максимум бытовой нагрузки всегда будет в дневные часы. Бытовая нагрузка может рассматриваться как чисто активная, поскольку основная масса бытовых приборов использует нагревание активных сопротивлений. Отсутствие соответствующего материала, относящегося к СССР, не дает возможности привести здесь типовые графики бытовой нагрузки.

Определение величины присоединенной мощности бытовой нагрузки из-за недостатка статистических данных представляет большие затруднения. Ориентировочно можно принимать, что максимальная нагрузка

$$P_н = m_{ст} P_{пр}$$

от этой категории потребителей составляет от 5 до 50 kW на каждую тысячу жителей. Низшая из цифр соответствует малым, а высшая — большим городам.

Крупной коммунальной нагрузкой является нагрузка от трамвая и троллейбуса. Суточный график активных нагрузок от трамвая большого города показан на фиг. I,6.



Фиг. I,6.

Утренний подъем нагрузки объясняется постепенным выпуском вагонов из парков. Характер вечернего спада нагрузки обусловливается тем, что прекращение трамвайного движения происходит путем снятия вагонов с линии не сразу, а очередями. Ночная нагрузка в период от 2 до 5 час. утра вызывается движением дежурных и грузовых вагонов, а также и ремонтными работами в парках и на линиях.

В малых городах, на трамвайных линиях которых работает небольшое количество вагонов, эта категория потребителей характеризуется пиками и провалами нагрузок. Последнее вызывается сильным изменением потребной мощности моторного вагона от момента трогания до его остановки.

На моторных трамвайных вагонах и троллейбусах применяются двигатели постоянного тока. Для питания контактной сети электроэнергия, получаемая от сети переменного тока, трансформируется при помощи вращающихся преобразователей (одноякорные преобразователи, мотор-генераторы) или ртутных выпрямителей. При правильном ведении эксплоатации возбуждение на вращающихся преобразователях регулируется так (перевозбуждение), что преобразовательные подстанции городского электрифицированного транспорта не только не потребляют реактивной мощности, но даже отдают ее в сеть. Учитывая возможность различных режимов работы вращающихся преобразователей, следует из осторожности считать, что преобразовательные подстанции являются потребителями чисто активной мощности, т. е. не принимать во внимание генерацию реактивной мощности этой группой потребителей.

Наибольшее распространение в последнее время в качестве преобразователей переменного тока в постоянный получили ртутные выпрямители. Они соединяются непосредственно с силовыми трансформаторами, изменяющими напряжение сети на напряжение, необходимое для ртутных выпрямителей. Коэфициент мощности такого агрегата колеблется около 0,94, что соответствует потреблению реактивной мощности около 35% от активной.

Под присоединенной мощностью для трамвая и троллейбуса наиболее правильно понимать присоединенную мощность преобразователей, установленных на подстанциях. Данные о нагрузке преобразовательных подстанций и об их работе могут быть получены на

месте в случае наличия в городе электрифицированного транспорта или по проектным предположениям. При отсутствии подобных данных принимают обычно, что максимум нагрузки от этой категории потребителей составляет:

для городов с числом жителей до 200 000	7—10 kW на 1 000 жителей
для городов с числом жителей до 500 000	10—15 kW на 1 000 жителей
для городов с числом жителей свыше 500 000	15—25 kW на 1 000 жителей

В тех случаях, когда известна присоединенная мощность преобразователей, а не нагрузка, должен быть учтен коэфициент одновременности, равный для данной категории потребителей около 0,7. Пользуясь приведенными цифрами и графиками нагрузок электрифицированного транспорта какого-либо города, имеющего тот же хозяйственно-административный уклад и похожий рельеф местности, можно построить график активных нагрузок и для данного города.

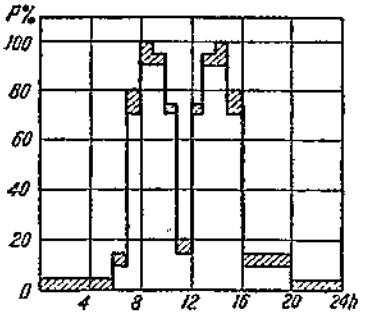
Построение графиков реактивных нагрузок при использовании в качестве преобразователей ртутных выпрямителей следует вести, исходя из графика активных нагрузок, принимая коэфициент мощности в течение суток постоянным.

Коммунальная нагрузка слагается из нагрузок еще целого ряда потребителей, например, водопровода, канализации, кустарных мастерских, фабрик-кухонь, прачечных и т. д. Ввиду того что настоящая книга не преследует цель детального изучения графиков нагрузок, ограничимся в отношении коммунальных нагрузок рассмотренными выше.

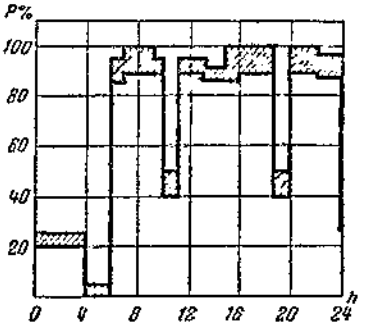
1,5. СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Анализируя графики нагрузок различных отраслей промышленности, можно убедиться, что целый ряд их имеет некоторые отличительные, характерные для этой отрасли промышленности, особенности. В то же время можно убедиться и в том, что основное различие в графиках нагрузок объясняется не столько особенностями производственного процесса, сколько организацией работы предприятий, т. е. количеством смен, загрузкой отдельных смен, временем обеденных перерывов и т. д. Основываясь на только что сказанном, в дальнейшем поведем рассмотрение обобщенных графиков нагрузок промышленных предприятий, а не частных, относящихся к той или иной отрасли промышленности.

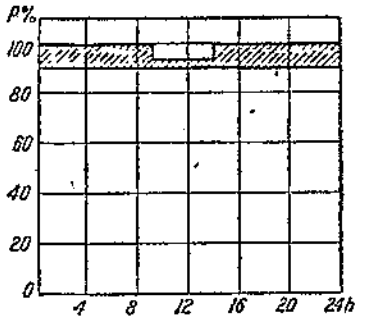
На фиг. 1,7 изображен график нагрузок за зимние сутки для предприятия, работающего в одну смену. Заштрихованные прямоугольники соответствуют нагрузке от освещения. Провал нагрузки между 11 и 12 час. вызван обеденным перерывом. Небольшие нагрузки от 6 до 7 и от 16 до 20 час. обусловливаются работой ремонтных цехов. Осветительная нагрузка в период работы предприятия выше



Фиг. 1,7.



Фиг. 1,8.



Фиг. 1,9.

чем в остальное время. В светлое время суток остаются включенными только лампы, находящиеся в местах с плохим естественным освещением; вечером и ночью (20—6 час.) включено только дежурное освещение. Максимум нагрузки от освещения в зависимости от вида промышленности составляет 10—20% от максимума моторной нагрузки.

График нагрузок предприятия, работающего в две смены, дан на фиг. 1,8. Уменьшения нагрузок в периоды с 10 до 11 и с 19 до 20 час. объясняются обеденными перерывами в работе цехов. Эти провалы нагрузки показаны меньшими, чем на фиг. 1,7, вследствие того, что перерывы в работе отдельных цехов двухсменного предприятия сдвинуты по времени друг относительно друга. Все сказанное при рассмотрении графика односменного предприятия про осветительную нагрузку и работу ремонтных цехов полностью применимо и к данному случаю.

Целый ряд предприятий (металлургия, химическая промышленность и т. д.) имеет непрерывный и круглосуточный производственный процесс. График нагрузок таких предприятий приведен на фиг. 1,9. Ясно, что в течение всех суток ровной нагрузки, как показано на графике, быть не может. Однако неопределенность колебаний нагрузки не позволяет их правильно отразить на графике, и потому он изображен прямой линией.

Все рассмотренные графики нагрузок промышленной нагрузки относятся к зимним суткам. Эти же графики соответствуют и осенне-весенним суткам. В летнее время графики будут несколько отличаться от графиков зимних за счет влияния следующих факторов: 1) изменения режима работы освещения и 2) уменьшения моторной нагрузки вследствие большого количества рабочих, находящихся в отпуске, чем зимой, и капитального ремонта оборудования на трехсменных пред-

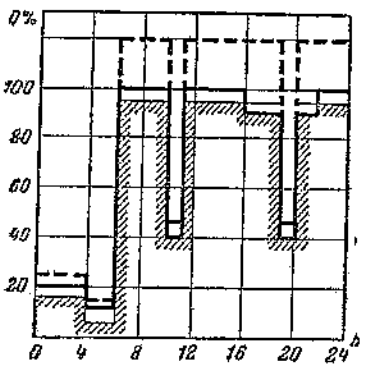
приятиях. Снижение моторной нагрузки в летнее время против зимней составляет около 5—7%. В военный период нагрузка от электродвигателей в течение года остается постоянной.

В южных районах с очень высокой температурой воздуха в летнее время графики нагрузок промышленных предприятий за летние и зимние сутки могут значительно отличаться друг от друга. Некоторые предприятия в дневные часы вследствие высокой температуры в производственных помещениях делают перерывы в работе. Последнее, с одной стороны, вызывает дневной провал нагрузки на графике, а с другой, обусловливает изменение часов начала и конца смен по сравнению с зимним временем. Географическая широта местности оказывает, следовательно, влияние не только на графики нагрузок освещения, но в отдельных случаях и на графики нагрузок промышленных предприятий.

Потребителями реактивной мощности в промышленности являются в основном асинхронные двигатели, которые в зависимости от мощности, конструкции и их загрузки берут из сети реактивную мощность, равную 40—100% от активной мощности. Первая из этих цифр относится к крупным двигателям, имеющим высокий коэфициент загрузки [1]. Высшая цифра соответствует мало ощным двигателям, работающим с неполной нагрузкой. Для большого количества промышленных предприятий можно считать, что потребление реактивной мощности составляет 75% от активной нагрузки. Отметим, что при ведущейся в Союзе борьбе за высокий $\cos\varphi$ имеются предприятия, оборудованные асинхронными двигателями, работающие с коэфициентом мощности, близким к единице. Это достигается посредством компенсирующих устройств—в частности установкой статических конденсаторов.

Синхронные двигатели обычно работают с перевозбуждением. Последнее означает, что они не потребляют, а наоборот, генерируют реактивную мощность в сеть.

На фиг. I,10 толстой сплошной линией представлен график реактивных нагрузок промышленного предприятия, работающего в две смены. Для большей наглядности на этом же графике пунктирной линией дан график активных нагрузок и тонкой сплошной со штрихами—график реактивных нагрузок в предположении, что коэфициент мощности потребления в течение суток остается неизменным. Как видно из приведенного графика, реактивные нагрузки не изменяются пропорционально активным. Увеличенное потребление реактивной мощности в утренние и дневные часы (с 6 до 16 час.) против среднего объясняется повышенным напряжением в сети в этот промежуток времени. Уменьшение реактивной нагрузки в вечернее время (с 16 до 21 час.) вызывается понижением напряжения сети в период наибольших нагрузок системы.



Фиг. I,10.

В ночные часы относительное увеличение потребления реактивной мощности объясняется как повышением напряжения сети, так и уменьшением загрузки двигателей.

Определение нагрузок промышленных предприятий может быть произведено только на основе сведений о состоянии промышленности в данном районе и перспективах ее развития. Эти данные получаются путем обследования или путем запросов соответствующих учреждений. Результатом этой работы явится знание установленной мощности электродвигателей $P_{уст}$ на фабрике или заводе, т. е. суммарной номинальной мощности всех электродвигателей.

Присоединенная мощность электродвигателей, необходимая для работы всех двигателей с полной нагрузкой, будет больше, чем установленная мощность, и может быть найдена по формуле

$$P_{пр} = \frac{P_{уст}}{\eta}, \qquad (I,2)$$

в которой η—к. п. д. электродвигателей, колеблющийся в зависимости от мощности и типа двигателя в пределах 0,8—0,95. Низшая цифра относится к асинхронным двигателям мощностью около 3 kW, а высшая к синхронным двигателям мощностью порядка 75 kW, работающим при $\cos\varphi = 1$.

По производственным и другим условиям промышленные предприятия никогда не берут от сети нагрузку, равную присоединенной мощности, что объясняется следующими факторами:

1. Мощность двигателя почти всегда больше мощности, потребной для приведения в движение машины-орудия, из-за невозможности подобрать стандартный двигатель соответствующей мощности.

2. Средняя нагрузка машины-орудия во многих случаях меньше, чем та, по которой выбирается мощность двигателя. Например, на токарном станке при обточке детали при первом проходе всегда снимается более толстая стружка, чем при втором. Мощность станка определяется по первому проходу, как требующему большей мощности. При втором проходе станок и следовательно, и электродвигатель, приводящий его в движение, идут недогруженными.

3. Неодновременной работой всех машин-орудий на предприятии; часть механизмов находится в заправке, ремонте и т. д.

[1] Коэфициентом загрузки двигателя называется отношение мощности, отдаваемой с вала двигателя приводимому им механизму, к номинальной мощности двигателя.

Нагрузка промышленного предприятия по присоединенной мощности может быть найдена по следующей формуле:

$$P_н = a \cdot m \cdot P_{пр}.$$

В этой формуле коэфициент a, меньший единицы, учитывает несоответствие мощности двигателей и машин-орудий и недогрузку последних, m, также меньший единицы,— неодновременность работы всех двигателей предприятия. Оба эти коэфициента должны быть отнесены к периоду максимальной нагрузки.

Ввиду сложности определения двух коэфициентов обычно для нахождения максимальной нагрузки от промышленных предприятий по присоединенной мощности пользуются несколько иным видом предыдущей формулы, а именно

$$P_н = m_{см} P_{пр}, \qquad (1,8)$$

где $m_{см}$—коэфициент, учитывающий и недогрузку потребителей и неодновременность работы машин-орудий. Этот коэфициент может быть назван коэфициентом одновременности использования присоединенной мощности. Средние значения этого коэфициента для некоторых видов промышленности даны в табл. 1,1.

Таблица 1,1

Виды промышленности	Коэфициенты одновременности использования присоединенной мощности
Металлообрабатывающая	0,6÷0,8
Металлургическая	0,6÷0,7
Горная	0,6÷0,8
Химическая	0,9
Текстильная	0,8
Кустарная	0,3÷0,5

Имея данные о присоединенной мощности, задаваясь коэфициентом одновременности использования присоединенной мощности и пользуясь графиками предприятия того же вида промышленности с теми же условиями работы (сменность, обеденные перерывы и т. д.), можно построить график активных нагрузок для данного предприятия. Это построение производится так же, как было описано для случая нагрузки от внутреннего освещения.

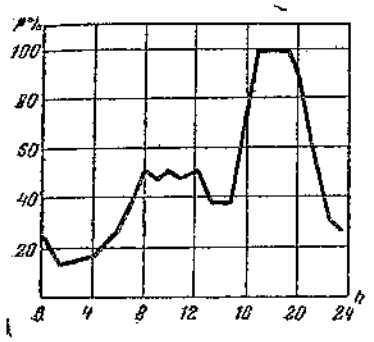
Графики реактивных нагрузок промышленных предприятий строят, исходя из графиков активных нагрузок, для чего нужно знать их коэфициент мощности. Последняя величина колеблется в широких пределах: мелкие асинхронные двигатели имеют при полной нагрузке $\cos\varphi = 0{,}75$, а крупные короткозамкнутые—$\cos\varphi = 0{,}95$; синхронные двигатели работают с $\cos\varphi = 1$ или даже генерируют реактивную мощность в систему. При построении графиков реактивных нагрузок принимать для промышленных предприятий за исключением кустарных $\cos\varphi$ ниже 0,8 не следует. При более низких значениях коэфициента мощности производится его улучшение на самом предприятии путем установки компенсирующих устройств.

Кроме рассмотренных выше потребителей имеется еще целый ряд других с характерными особенностями графиков нагрузок, например: орошение, сельское хозяйство, электрифицированный железнодорожный транспорт и т. д. Изучение графиков нагрузок всех этих потребителей значительно увеличило бы объем книги и потому здесь не производится. Приведенные выше потребительские графики и их анализ позволяют учащемуся выявить в достаточной мере влияние на графики нагрузок вида потребителей, местных условий и других факторов.

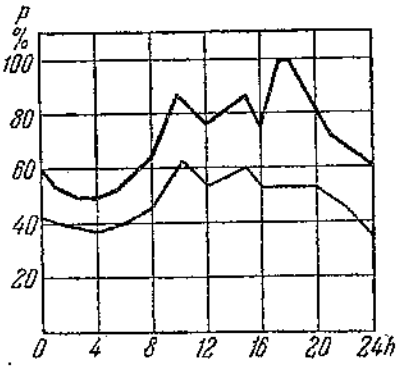
1,6. СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ПОДСТАНЦИЙ И СИСТЕМ

Суточные графики активных и реактивных нагрузок электростанций, подстанций и систем определяются совокупностью работы целого ряда потребителей: освещение, бытовая нагрузка, промышленность, электрифицированный транспорт и т. д. Одной из составляющих нагрузок будут потери во всех звеньях сети, т. е. в трансформаторах и линиях, поскольку станции и подстанции должны отдавать мощность не только обусловленную потребителями, но и потерями в сети. Второй составляющей нагрузки будут так называемые «собственные нужды станции». Эта группа потребителей состоит из большого числа электродвигателей, приводящих в движение механизмы котельной, машинного зала, топливоподачи и т. д., и без работы которых невозможна эксплоатация станции. Примерами механизмов собственных нужд являются: циркуляционные и конденсатные насосы турбин, дымососы и вентиляторы котлов, транспортеры для подачи топлива и пр. Ясно, что нагрузка, определяемая этой группой потребителей, также должна войти в графики нагрузок электростанций и систем, так как эти графики относятся к зажимам генераторов. Нагрузка собственных нужд станций для некоторых видов их (теплоэлектроцентрали) достигает значительной величины. Теоретически в графики нагрузок подстанций и систем должны входить собственные нужды подстанций. Однако эти нагрузки столь незначительны, что практически их никогда не учитывают.

Очертание графиков суммарных нагрузок электростанций, подстанций и систем зависит от состава присоединенных к ним потребителей. Это положение хорошо видно из сопоставления графиков фиг. 1,11 и 1,12. Первый из них представляет график нагрузок за зимние сутки станции, работающей на район со слабо развитой промышленностью. В дневные часы нагрузка, определяемая в основном промышленностью, составляет всего 50% от вечернего максимума. Вечером имеется резкое и большое увеличение нагрузки за счет включения внутреннего и наружного освещения. Ночью наступает глубокий провал нагрузки, вызванный почти полным прекращением работы промышленных предприятий и отключением значительной части освещения.



Фиг. I,11.



Фиг. I,12.

Совершенно другой вид имеют графики нагрузок за зимние сутки систем и станций, снабжающих промышленные районы (фиг. I,12, где толстой линией дан график активных, а тонкой—реактивных нагрузок). Утренний и вечерний максимумы активных нагрузок этого графика отличаются друг от друга сравнительно на небольшую величину. Последнее объясняется тем, что к моменту резкого подъема нагрузки от освещения односменные промышленные предприятия прекращают работу, а часть двухсменных уменьшает нагрузку смен. В ночное время трехсменные предприятия создают нагрузку около 40—50% от вечернего максимума. Отметим, что в районах с преобладающей тяжелой промышленностью, работающей в три смены, снижение нагрузки ночью бывает еще меньше.

Сравнивая графики активных и реактивных нагрузок (фиг. I,12), замечаем разницу в их очертаниях. Активная нагрузка достигает максимума в вечернее время. Реактивная нагрузка имеет дневной максимум больший, чем вечерний, вследствие прекращения работы односменных и снижения нагрузки у части двухсменных промышленных предприятий.

Из рассмотрения графиков нагрузок отдельных потребителей нетрудно представить себе, как изменяются графики фиг. I,11 и I,12 в летние сутки. Ясно, что график фиг. I,11 претерпит гораздо большие изменения за счет отсутствия вечернего осветительного тока, чем график фиг. I,12. Для электрических систем максимум летних суток будет составлять примерно 75—80% от зимнего максимума. Для станции, имеющей график типа фиг. I,11, это снижение может доходить до 50%.

Графики нагрузок отдельных станций, работающих в электрической системе, не определяются составом потребителей и их географическим расположением. В электрических системах распределение нагрузок между станциями производится из соображений наименьшей стоимости электроэнергии, использования местных ресурсов и т. д., т. е. по технико-экономическим показателям. Принципы, положенные в основу распределения нагрузки между отдельными станциями системы, изложены в § II,2.

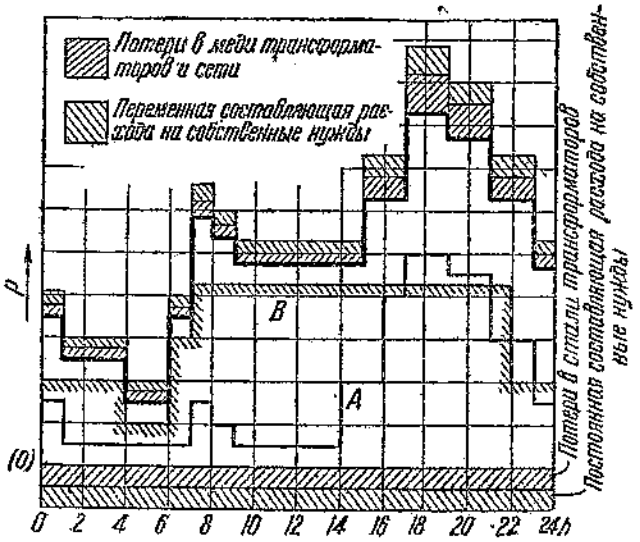
Исходным материалом для построения перспективных графиков нагрузок электростанций, подстанций и систем являются предполагаемые графики нагрузок отдельных групп потребителей. Рассмотрим вначале построение графиков активных нагрузок.

Для этого наносим в одном и том же масштабе предполагаемые графики активных нагрузок отдельных групп потребителей (фиг. I,13, где A — график одной группы, B — другой группы потребителей), складываем их ординаты и получаем график суммарных нагрузок, отнесенных к зажимам приемников тока (толстая линия)[1]. Все эти построения произведены относительно условного нуля, обозначенного на чертеже в скобках (O).

При передаче электроэнергии от места ее генерации к потребителям происходят потери активной мощности во всех звеньях сети, т. е. трансформаторах и линиях.

Потери активной мощности в трансформаторах состоят из потерь в стали и меди. Потери в стали не зависят от нагрузки трансформаторов, и потому, если мощность их, приключенная к сети, остается постоянной, эти потери будут в течение суток также постоянными. Указанное положение принято при построении графика фиг. I,13, на котором потери в стали отложены вниз от условного нуля (первая заштрихованная площадь). Подобное построение является наиболее удобным, как требующее наименьшего количества времени.

Отметим, что постоянство мощности включенных трансформаторов является полностью правильным для станций и подстанций, питающих коммунальные сети, и не точным для электрических систем. В электрических системах в периоды спада нагрузки производится частичное отключение трансформаторов, что и ведет к снижению потерь в стали;



Фиг. I,13.

[1] Для наглядности взяты всего две группы потребителей; в действительности число отдельных графиков будет значительно больше.

в коммунальных сетях частичное отключение трансформаторов никогда не производится (исключением являются сети типа замкнутой сетки). Учитывая, однако, незначительную величину потерь мощности в стали трансформаторов, обычно для электрических систем эти потери принимаются постоянными.

При построении графиков активных нагрузок потери в стали трансформаторов могут быть оценены следующими величинами: в коммунальных сетях 1—1,5%, в электрических системах 2—3%.

Приведенные цифры представляют собой проценты от максимума суммарной активной мощности на зажимах потребителей.

Потери активной мощности в меди трансформаторов и в линиях сети рассматриваются при построении графиков нагрузок совместно и называются обычно сокращенно потерями в меди. Наибольшей величины потери в меди достигают в период максимума нагрузки (W_{max}). Пусть эта величина, выраженная в процентах, составляет $\Delta p_{max}\%$. При других нагрузках процент потери мощности может быть найден по формуле

$$\Delta p\% = \Delta p_{max}\% \frac{W}{W_{max}}, \qquad (I,4)$$

где W — полная нагрузка в данный момент, выраженная в kVA; W_{max} — максимальная нагрузка в kVA.

Очень часто при построении графиков активных нагрузок в целях упрощения работы пользуются следующей формулой:

$$\Delta p\% = \Delta p_{max}\% \frac{P}{P_{max}}, \qquad (I,5)$$

т. е. отношение полных мощностей нагрузок заменяют отношением активных нагрузок. Это допущение хотя и дает ошибки вследствие непостоянства коэфициента мощности нагрузок в течение суток, но практически может считаться приемлемым, поскольку в графики предполагаемых нагрузок вносятся гораздо большие ошибки от неточности сведений относительно будущих нагрузок отдельных групп потребителей.

Суммарные потери активной мощности в меди трансформаторов и линиях в моменты максимума нагрузки имеют примерно следующие величины:

1) в коммунальных сетях . . . . . 8—10%
2) в электрических системах . . . . . 14—18%

Высокий процент потерь в меди в электрических системах объясняется наличием большого количества трансформаций и протеканием энергии по сетям нескольких напряжений. Для определения потерь в меди указанные проценты следует относить к максимальной суммарной активной мощности на зажимах потребителей. Потери в меди на фиг. I,13 изображены заштрихованными прямоугольниками, построенными непосредственно на суммарном графике потребителей.

Как указывалось выше, для работы электростанций необходимо приводить в движение целый ряд механизмов собственных нужд. Потребная для этого мощность составляет в зависимости от типа станции от 0,5 до 12% (иногда и выше) от активной нагрузки станции. Первая из этих цифр относится к гидростанциям, а вторая — к теплоэлектроцентралям, отпускающим потребителям не только электроэнергию, но и пар и горячую воду. Часть нагрузки от собственных нужд, примерно около 40%, может считаться неизменной. Последнее объясняется, с одной стороны, необходимостью непрерывной работы некоторых механизмов в течение суток, а с другой холостым ходом механизмов собственных нужд. Остальные 60% нагрузки собственных нужд следует считать пропорциональными активной нагрузке станции.

Приведенные выше проценты расхода на собственные нужды станций относятся к полной нагрузке их в момент максимумов, т. е. с учетом нагрузок потребителей, собственных нужд и потерь в сети. При построении графиков этот процент берется обычно от нагрузки станции, обусловленной потребителями и потерями в сети. Ясно, что такое допущение приводит к относительно небольшим ошибкам.

Расход на собственные нужды станции на фиг. I,13 показан в виде прямоугольника (внизу графика), изображающего постоянную часть нагрузки, и в виде отдельных прямоугольников, представляющих переменную часть нагрузки от собственных нужд. В тех случаях, когда графики активных нагрузок строятся для электрической системы, последовательность построения остается той же самой, но нагрузки, потери и расход на собственные нужды должны быть взяты для всей системы в целом.

Построение графиков реактивных нагрузок станций, подстанций и систем производится аналогично описанному выше. Отличие состоит в определении потерь мощности.

Величины потерь реактивной мощности в момент максимума нагрузки системы могут быть приблизительно оценены следующим образом:

1) в трансформаторах коммунальных сетей 10—12%
2) в трансформаторах электрических систем 35—45%
3) в коммунальных сетях при выполнении их воздушными линиями . . . . . 6—10%
4) в сетях электрических систем . . . . . 30—40%

Все указанные цифры отнесены к моменту максимальной нагрузки и должны быть взяты от полной нагрузки, выраженной в kVA.

Из приведенных потерь реактивной мощности часть, связанная с намагничивающей мощностью трансформаторов, является постоянной; все остальные потери переменные, и величина их пропорциональна квадрату нагрузки. Постоянная часть потерь в трансформаторах составляет:

1) для коммунальных сетей . . . . . 6— 8%
2) для сетей электрических систем . . . 17—20%

Одновременно с потерями реактивной мощности в сети происходит и ее генерация. Величина генерируемой сетью реактивной мощности может быть найдена по формуле

$$Q = U^2 b \cdot l, \qquad (1,6)$$

где U — линейное номинальное эксплоатационное напряжение сети в kV;

b — реактивная проводимость 1 km линии в S/km;

l — протяженность сети данного напряжения в km.

Реактивная проводимость для кабельных линий 6—10 kV равна в среднем от 90 до $125 \cdot 10^{-6}$ S km, а для воздушных линий 110—220 kV около $2{,}6 \cdot 10^{-6}$ S/km.

Воздушные линии с напряжением ниже 110 kV и кабельные низкого напряжения практически могут считаться не генерирующими реактивную мощность. Приведенные данные при знании параметров сети позволяют определить генерируемую ей реактивную мощность.

В случае отсутствия данных о сети можно считать приближенно, что в коммунальных сетях, выполненных кабелями, и воздушных сетях 220 kV электросистем генерируемая ими реактивная мощность покрывает в момент максимума нагрузки соответствующие потери в линиях и трансформаторах. При меньших нагрузках генерация реактивной мощности больше, чем потери ее. В воздушных сетях 35—110 kV генерация реактивной мощности меньше, чем потери ее в линиях и трансформаторах. Дефицит реактивной мощности в этих сетях при максимуме нагрузки составляет около 15—25%.

1,7. ГОДОВЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК

Для определения целого ряда очень существенных величин, например, к. п. д. станций, годового расхода топлива, степени использования машин и т. д. при проектировании станций и систем строятся так называемые годовые графики нагрузок по продолжительности.

Эти графики представляют собой диаграмму нагрузок за весь год, расположенных в порядке постепенного убывания. Построение годового графика нагрузок по продолжительности производится следующим образом.

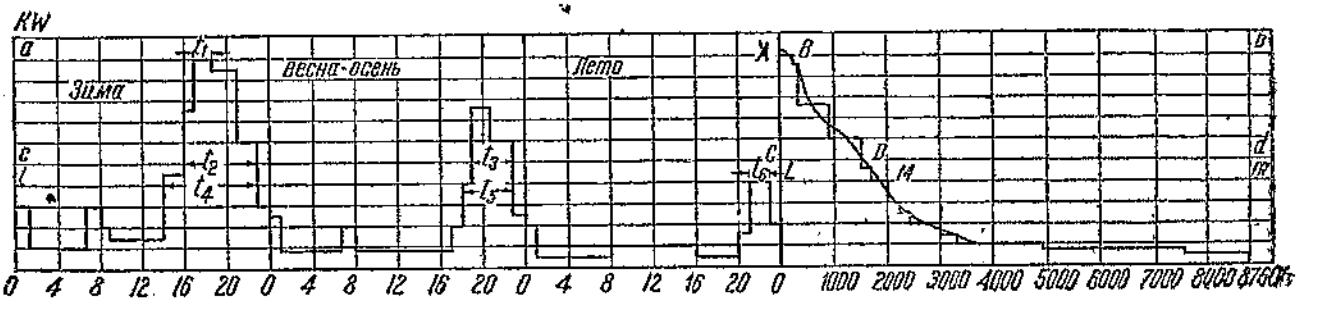
Берутся три (или пять) характерных графика (фиг. I,14) — за зимние, весенне-осенние и летние сутки. При построении годового графика по продолжительности по трем графикам нагрузок, т. е. при предположении, что они характеризуют работу станции, подстанции или системы за год, нужно считать, что рассматриваемый объект работает по зимнему графику 91 сутки, по весенне-осеннему 183 суток и по летнему 91 сутки.

В правой стороне от суточных графиков по оси абсцисс откладывается 8760 час., что соответствует числу часов в году ($24 \cdot 365 = 8760$). После этого максимальная ордината суточных графиков нагрузок разбивается на n равных частей, через которые проводятся горизонтальные линии. Через характерные точки суточных графиков (резкое изменение нагрузки) проводятся дополнительные горизонтальные линии (на чертеже не показаны).

Линия ab пересекает только график зимних суток в момент максимума нагрузки. С этой нагрузкой станция или система в зимние сутки работает t_1 час., следовательно, в году она проработает с той же нагрузкой t_1 91 час. Полученную величину откладываем на годовом графике в виде отрезка AB. Горизонталь cd пересекает графики зимних и весенне-осенних суток. С нагрузками большими, чем соответствующая этой горизонтали, рассматриваемый объект работает в году $t_3 \cdot 91 + t_5 \cdot 183$ час. Последняя величина отложена на годовом графике отрезком — CD. Нагрузка выше, чем соответствующая горизонтали lm, на станции или в системе будет держаться в течение $t_4 \cdot 91 + t_6 \cdot 183 + t_8 \cdot 91$ час. в году.

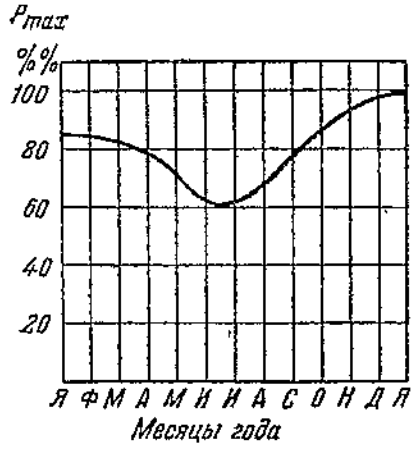
Полученное значение представлено на годовом графике отрезком LM. Поступая подобным же образом последовательно для каждой из проведенных горизонтальных прямых, можно построить ступенчатую линию (фиг. I,14), которая и будет представлять годовой график нагрузок по продолжительности. Ступенчатая кривая может быть заменена плавной кривой при условии, чтобы ее очертание было близко к очертанию ступенчатой линии и чтобы площади, ограниченные обеими линиями, были равны.

Естественно, что наиболее точный годовой график по продолжительности получим, если для его построения использ ем все 365 суточных графиков. Практически, однако, это являе ся неприемлемым. В целях уточнения годового графика иногда построение его ведется как максимум по 10 суточным графикам, а именно: четырем зимним (два отнесены к началу, а



Фиг. I,14.

ва к концу года), двум весенним, двум летним и двум осенним графикам, причем для каждого из этих периодов берутся графики воскресенья и рабочего дня недели.



Фиг. I,15.

При рассмотрении вопросов, связанных с проведением плановых ремонтов, необходимо иметь график, показывающий изменение максимума нагрузки в течение года. Такой график, носящий название годового графика максимумов нагрузок, получится, если по оси абсцисс отложить дни года в календарном порядке, а по оси ординат нанести максимумы нагрузок за данные дни (фиг. I,15). Практически берутся для построения графика не все максимумы, а наиболее характерные за каждый месяц. При проектных работах график часто строится по пяти точкам (январь, апрель, июль, октябрь, январь). На фиг. I,15 представлен годовой график максимумов нагрузок для одной из систем, имеющей относительно большую осветительную нагрузку. Спадом осветительной нагрузки и обусловливается провал графика в летние месяцы. Крутой подъем графика, начиная с августа месяца, объясняется присоединением новых потребителей.

Годовые графики максимумов нагрузок строятся как для активных, так и реактивных нагрузок.

I,8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗОК И ВЕЛИЧИНЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ РАБОТУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Суточные и годовые графики нагрузок широко используются при эксплоатации и проектировании электростанций, подстанций и систем. Они дают возможность определить целый ряд важных величин, характеризующих работу этих объектов, позволяют правильно вести эксплоатацию и т. д. Основными путями использования графиков являются следующие:

1. Определение выработки (потребления) электроэнергии за сутки и за год. Эти подсчеты производятся просто, так как площадь каждого из графиков в некотором масштабе дает выработку (потребление) электроэнергии за данный промежуток времени.

2. Определение расхода топлива на тепловых станциях и воды на гидростанциях. Зная по графику выработку электроэнергии за рассматриваемый промежуток времени и к. п. д. установки, легко подсчитать расход топлива или воды.

Отметим, что наличие графиков нагрузок позволяет пользоваться не средним значением к. п. д. установки, а уточненным, найденным в зависимости от величины и продолжительности действия нагрузок.

3. Составление плана работы машин станций, трансформаторов подстанций и станций в электрических системах. Анализируя суточные графики, подъемы и спады нагрузок, можно, пользуясь специальными методами подсчета, установить режимы работы отдельных машин на станциях и подстанциях, а также и станций в системе, при которых получается наилучший экономический эффект.

4. Определение необходимой мощности станции и подстанций и числа машин на них, обеспечивающих надежную и наиболее экономичную работу установки. Для этого при проектировании объекта производится ряд подсчетов при различных вариантах числа и мощности машин с целью сравнения экономических показателей рассматриваемых вариантов. Наличие графиков нагрузок позволяет для каждого из вариантов найти все необходимые данные, например, к. п. д. установки, расход топлива, стоимость сооружения и т. д.

5. Рационализация работы электростанций, систем и потребителей путем регулирования графиков нагрузки. Регулирование графиков нагрузки преследует цель, с одной стороны, уменьшить максимум нагрузки, а с другой — выравнить график нагрузок. Приведение этого мероприятия повышает эффективность капиталовложений и обеспечивает снижение себестоимости электроэнергии (подробнее о регулировании графиков нагрузки см. § I,9).

Не останавливаясь более на возможностях использования графиков нагрузки, перейдем к рассмотрению величин, характеризующих работу станций, подстанций, систем и потребителей, которые могут быть найдены по графикам нагрузок.

1. Среднесуточная и среднегодовая нагрузка. Среднесуточной и среднегодовой нагрузкой называется та нагрузка, работая с которой равномерно в течение всего данного промежутка времени, станция, подстанция или система выработали бы то же количество электроэнергии, что и в действительности вырабатывает данный объект. Ясно, что это понятие полностью приложимо и к потребителям, только в этом случае пришлось бы говорить не о выработанной, а о потребленной электроэнергии[1].

Среднесуточная или среднегодовая нагрузка найдется, если выработку станции за сутки или год A,

[1] Ввиду того что все последующие коэфициенты выражают одно и то же для станций, подстанций, систем и потребителей, в целях сокращения будет говориться только о станциях. Читатель без труда сможет применить их и к другим объектам.

подсчитанную по соответствующему графику, разделить на число часов за этот отрезок времени, т. е.

$$P_{co} = \frac{A}{t}. \qquad (I,7)$$

2. Коэффициент нагрузки, называемый иногда коэффициентом заполнения графика. Этот коэффициент может быть отнесен к суткам и году и представляет собой отношение средней нагрузки к максимальной за рассматриваемый промежуток времени:

$$a = \frac{P_{cp}}{P_{max}}. \qquad (I,8)$$

Значение этого коэффициента становится понятным, если правую часть последнего выражения помножить и разделить на число часов t для данного отрезка времени (24 часа для суток, 8760 час. для года). Произведя умножение, получим

$$a = \frac{P_{cp} \cdot t}{P_{max} \cdot t}. \qquad (I,9)$$

После этого преобразования числитель представляет действительную выработку электроэнергии станцией, а знаменатель возможную выработку, если бы станция все время работала с максимальной нагрузкой. Коэфициент нагрузки, следовательно, характеризует заполнение графика, т. е. показывает, насколько велики и продолжительны спады действительной нагрузки против максимальной.

3. Коэффициент использования установленной мощности. Коэффициентом использования установленной мощности называется отношение средней нагрузки к установленной мощности станции, т. е.

$$n = \frac{P_{cp}}{P_{уст}}. \qquad (I,10)$$

По смыслу и значению этот коэфициент близок к коэфициенту нагрузки. Он характеризует степень использования машин станции. Поскольку установленная мощность машин всегда больше, чем максимальная нагрузка, постольку коэфициент n всегда меньше чем a. Отметим, что коэфициенты a и n иногда выражаются в процентах.

4. Продолжительность использования максимума нагрузки. Эта величина, выраженная в часах, представляет собой отношение выработанной энергии за сутки или за год к максимальной нагрузке станции за данный период, и равна, следовательно,

$$T_{max} = \frac{A}{P_{max}}. \qquad (I,11)$$

Она показывает, какое количество часов должна бы проработать станция с максимальной нагрузкой за рассматриваемый период времени, чтобы выработать количество энергии, равное произведенному в действительности станцией. Эта величина является очень характерной и употребительной на практике и, так же как и коэфициент нагрузки, определяет заполнение графика, только в других единицах. Действительно, умножая обе части выражения коэфициента нагрузки на число часов t, соответствующее рассматриваемому промежутку времени, будем иметь

$$a \cdot t = \frac{P_{cp} \cdot t}{P_{max}} = \frac{A}{P_{max}} = T_{max}, \qquad (I,12)$$

т. е. продолжительность использования максимума нагрузки равна коэфициенту нагрузки, умноженному на число часов за данный период времени.

Данные об использовании максимума нагрузки отдельными категориями потребителей приведены в табл. I,2.

Таблица I,2

Категория потребителей	T_{max} часов
Внутреннее освещение	1 500÷2 500
Наружное освещение	2 500÷3 000
Промышленные предприятия, работающие в одну смену	2 000÷2 500
То же, но работающие в две смены .	4 000÷5 000
То же, но работающие в три смены .	5 000÷7 000

Продолжительность использования максимума нагрузок станций и систем в СССР в зависимости от характера потребителей колеблется в пределах 4 000 — 6 500 час. Высшие цифры относятся к энергетическим системам, питающим крупную тяжелую промышленность, работающую в три смены.

5. Продолжительность использования установленной мощности. Эта величина аналогична предыдущей и выражает отношение выработанной энергии за рассматриваемый отрезок времени к установленной мощности станции, т. е. равна

$$T_{уст} = \frac{A}{P_{уст}}. \qquad (I,13)$$

Продолжительность использования установленной мощности характеризует использование машин и отчасти резерв станции. Путем простых операций можно получить выражение, дающее связь между этой величиной и коэфициентом использования установленной мощности, а именно

$$n \cdot t = \frac{P_{cp} \cdot t}{P_{уст}} = \frac{A}{P_{уст}} = T_{уст}, \qquad (I,14)$$

или

$$T_{уст} = n \cdot t.$$

Рэспубліканская навукова-тэхнічная бібліятэка

Все рассмотренные коэфициенты и величины были отнесены к активным мощностям. В полной мере они могут быть применены и к реактивным мощностям.

Обычно эти величины в отношении реактивных мощностей не определяются. Определение части их производится только для специальных расчетов, связанных с эксплоатацией и проектированием электрических сетей энергетических систем.

I,9. РЕГУЛИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СИСТЕМ

Себестоимость энергии, выработанной в течение года электростанцией, складывается из суммы всех годовых расходов. Приближенно все годовые расходы станции могут быть разделены на две группы:

Первая группа — расходы чисто эксплоатационные, ложащиеся постоянной величиной на каждый выработанный киловаттчас. К этой группе расходов относится стоимость топлива, смазки, воды и т. д. Суммарная величина этих расходов пропорциональна годовой выработке энергии станцией.

Вторая группа — расходы, связанные с капиталом, затраченным на сооружение электростанции, т. е. расходы на амортизацию и ремонт всех элементов станции. Величина этих расходов определяется в основном мощностью станции и ее техническим оборудованием. К ним следует добавить также другие расходы, не зависящие от выработки, количества электроэнергии и составляющие почти постоянную величину: оплата персонала, охрана, обязательные отчисления и т. д.

Предположим, что имеется станция с установленной мощностью $P_{уст}$, выработавшая за год энергии A и что расходы первой группы в год составили B руб., а второй C руб. Тогда себестоимость 1 kWh станции может быть найдена из уравнения

$$a = \frac{B}{A} + \frac{C}{A}. \qquad (I,15)$$

Обозначая далее через b расходы первой группы на каждый киловаттчас произведенной энергии, через c расходы второй группы на каждый установленный киловатт на станции и выражая годовую выработку станции через установленную мощность $P_{уст}$ и продолжительность использования установленной мощности $T_{уст}$, можем предыдущую формулу написать в виде

$$a = b + \frac{c \cdot P_{уст}}{P_{уст} \cdot T_{уст}} = b + \frac{c}{T_{уст}}. \qquad (I,16)$$

Выведенное уравнение применимо и к системе в целом.

Анализ полученного уравнения показывает, что себестоимость электроэнергии складывается из двух величин: одной постоянной, а другой, зависящей от продолжительности использования установленной мощности. Расходы, не зависящие от выработки электроэнергии, имеют большой удельный вес в составе себестоимости киловаттчаса. Поскольку группа расходов $\frac{c}{T_{уст}}$ находится в обратной зависимости от $T_{уст}$, то повышение продолжительности использования установленной мощности ведет к снижению себестоимости электроэнергии на станциях и в системах. Последнее и достигается регулированием графиков нагрузок станций и систем, сущность которого заключается в увеличении продолжительности использования установленной мощности, или, что то же самое, в повышении продолжительности использования максимума нагрузки T_{max}.

Наиболее эффективным способом регулирования графиков нагрузок является тот, который ведет, с одной стороны, к снижению максимума нагрузки системы, а с другой — к заполнению провалов суточных и годовых графиков, так как при этом уменьшается потребная суммарная установленная мощность в системе и увеличивается отпуск энергии с шин электростанций.

Основными мероприятиями, которые могут быть проведены для выравнивания графиков нагрузок, являются следующие:

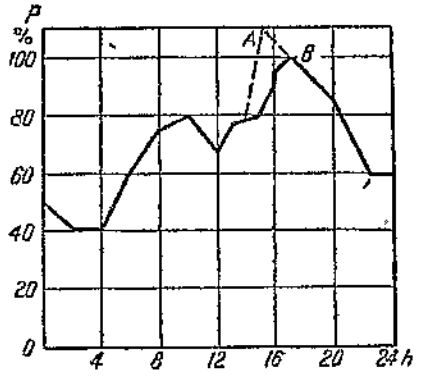
1. Развитие и создание сезонных потребителей. В летнее время нагрузка станций и систем снижается вследствие уменьшения нагрузок от освещения и промышленных предприятий. Включение в этот период времени сезонных потребителей поднимет нагрузку системы и тем самым повысит годовую выработку электроэнергии. В качестве примеров сезонных потребителей можно указать на торфоразработки, орошение и т. д.

2. Развитие и создание потребителей, заполняющих провалы суточных графиков нагрузок. Выравнивание суточных графиков нагрузок увеличивает суточную, а следовательно, и годовую выработку системы. Ясно, что потребителями такого рода могут явиться только такие, которые допускают по своему технологическому процессу работу в течение нескольких часов в сутки. В качестве примеров таких потребителей могут быть указаны насосные станции (канал Москва—Волга), ирригация и т. д.

3. Увеличение числа рабочих смен на промышленных предприятиях. Предприятия, работающие в две смены, создают более ровный график, чем односменные. Трехсменные — еще более ровный, чем двухсменные. Наибольшее выравнивание графика получается при трехсменной работе с одинаковой нагрузкой всех трех смен.

4. Регулирование начала работы промышленных предприятий и учреждений. Косвенным методом регулирования начала работы промышленных предприятий и учреждений является перевод часовой стрелки. У нас в СССР часовая стрелка переведена на 1 час вперед. Вследствие этого максимум осветительной нагрузки в зимние сутки попадает на часы, когда односменные предприятия прекратили работу, а на части двух- и трехсменных предприятиях нагрузка снизилась за счет уменьшения загрузки смен. График нагрузок благодаря этому получает более ровный характер, а максимум нагрузки снижается. Сказанное хорошо иллюстрируется фиг. I,16, на которой сплошной линией показан график нагрузки системы при переводе часов вперед, а пунктирной — при установке стрелки часов по поясному времени. Перевод стрелки часов дает снижение максимума, а следовательно, и выравнивание графика в зимнее, весеннее и осеннее время.

Независимо от перевода стрелки часов может быть применено индивидуальное регулирование начала работы смен промышленных предприятий с тем, чтобы еще более выравнить суточный график нагрузки.



Фиг. 1,16.

5. Интерконекция систем и кустование отдельных станций. Соединение отдельных систем и станций с разнохарактерными потребителями в единую электрическую систему приводит к выравниванию суммарного графика нагрузок.

До сих пор рассматривались мероприятия по выравниванию графиков нагрузки, которые проводятся в основном электростанцией или системой. Кроме этого применяется еще одно мероприятие, в проведении которого участвуют как электростанция или система, так и сам потребитель. Мероприятие это состоит в следующем. Электростанция (система) задает абоненту лимиты потребления по мощности и по энергии. Абонент обязан построить свой производственный процесс так, чтобы заданные лимиты не были превзойдены. Для достижения этой цели промышленные предприятия рационализируют свое хозяйство, применяя для этого, например, правильный подбор мощности электродвигателей к машинам-орудиям, устранение излишнего холостого хода машин, сдвиги обеденных перерывов по цехам, перенесение некоторых производственных процессов на часы слабой нагрузки предприятия и т. д. Последнее мероприятие дает очень большой эффект как в отношении выравнивания графика, так и упорядочения заводского электрохозяйства.

Лимиты по мощности и энергии получают не только промышленные предприятия, но и учреждения, торговые предприятия, коммунальные хозяйства и т. п., использующие электроэнергию для осветительных целей.

Выравнивание графиков нагрузок дает экономический эффект не только за счет снижения необходимой установленной мощности в системе и большей выработки электроэнергии, но и за счет уменьшения удельного расхода топлива на киловатт выработанный киловатт-час. При резких колебаниях нагрузки в течение суток приходится останавливать часть машин и котлов. Кроме того они работают в неустановившемся режиме. Все это требует большего расхода топлива, чем при работе с равномерной нагрузкой.

ГЛАВА II

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О РАБОТЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

II, 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Энергетической системой называется комплекс, состоящий из электростанций, подстанций и потребителей, связанных между собой электрической сетью. Основной особенностью энергетической системы является то, что все станции, подстанции, участки сети и потребители рассматриваются с энергетической точки зрения не как отдельные объекты, а как нечто целое, представляющее собой единый хозяйственно-технический организм. Работа всех объектов энергетической системы тесно связана. Повреждения и неполадки в одной части системы сказываются на работе всей системы в целом. Оперативное управление энергетической системой централизовано и осуществляется диспетчерской службой.

Электростанции в системе не имеют „приписанных" абонентов, которых они должны снабжать электроэнергией. Существует общая нагрузка системы, распределяемая между станциями диспетчером системы. Участие в покрытии общей нагрузки системы каждой отдельной станцией определяется при этом не только взаимным географическим положением станции, но и целым рядом других чрезвычайно важных соображений. Главнейшими из них являются экономичность работы системы, использование местных энергетических ресурсов, бесперебойность снабжения потребителей электроэнергией и т. д.

Общность хозяйства в системе позволяет в наилучшей степени обеспечить высокие технические и экономические показатели, которые не могут быть получены при раздельной работе станций. В системе средневзвешенная стоимость электроэнергии будет меньше, надежность электроснабжения выше, общие капиталовложения меньше, местные энергетические ресурсы могут быть использованы значительно шире и целесообразнее и т. д. Все эти преимущества являются решающими и заставляют строить электроснабжение Союза, в основном базируясь на создании и развитии энергетических систем, а не путем сооружения отдельно работающих станций. Последние строятся и имеют право на существование только в районах, где потребность в электроэнергии полностью покрывается одной станцией. По мере развития на-

грузки таких районов в них также должны появиться энергетические системы, сначала в простейшем виде — в виде объединения нескольких станций местного значения, а затем в случае необходимости и в более совершенной форме — с наличием районных станций, т. е. станций, построенных в местах нахождения естественных энергетических ресурсов (реки, залежи торфа и угля), а также теплоэлектроцентралей, позволяющих наиболее экономично разрешить вопросы производства тепловой и электрической энергии.

II,2. СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ СТАНЦИЙ, РАБОТАЮЩИХ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Графики нагрузок электростанций, работающих изолированно, определяются характером их потребителей. Графики нагрузок отдельных станций электрической системы зависят не только от суммарного графика системы, но и от целого ряда других факторов, а именно: значения и роли данной станции в системе, ее технического оборудования, возможности использования местных энергетических ресурсов и т. д. Каждой из станции системы дают ту долю суммарного графика нагрузки, при которой народное хозяйство Союза получает наибольший экономический эффект и обеспечивается наибольшая надежность работы системы. Рассмотрим основные принципы распределения нагрузок между станциями электрической системы.

В первую очередь задаются графики всем станциям, имеющим частично или полностью вынужденные графики нагрузок (см. „Правила технической эксплоатации электрических станций и сетей[1], раздел „Диспетчерское управление энергосистемой § 1058—1064"). К станциям с частично вынужденными графиками относятся теплоэлектроцентрали, на которых происходит комбинированная выработка электрической и тепловой энергии.

Поскольку передача тепловой энергии не может производиться на большие расстояния, то расчленение графика тепловых нагрузок между станциями невозможно. Каждая из теплоэлектроцентралей поэтому получает жесткий график тепловых нагрузок, которому соответствует вполне определенный график электрических нагрузок. Последний, однако, является обычно только частью графика электрических нагрузок, который может быть задан этой станции по ее техническому оборудованию.

К станциям с вынужденными графиками нагрузок относятся все гидростанции в периоды высоких расходов воды. На гидростанциях, имеющих водохранилища, круглосуточная работа с полной нагрузкой всех агрегатов обязательна:

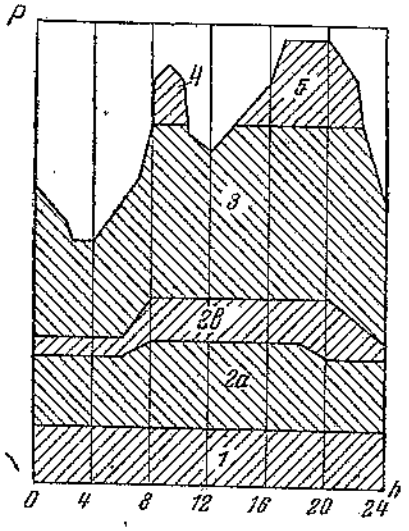
1) в периоды наполнения водохранилища, если при таком режиме гидростанции обеспечивается наполнение водохранилища до его нормальной верхней отметки;

2) в период наполненного водохранилища, если приток воды к нему равен или больше пропускной способности всех турбин.

На гидростанциях, не имеющих собственных водохранилищ, все агрегаты должны работать круглосуточно с полной нагрузкой во всех случаях, когда приток воды равен или больше пропускной способности турбин.

Выполнение этих требований к загрузке гидростанций приведет к снижению выработки электроэнергии на тепловых станциях, в результате чего себестоимость электроэнергии и расход топлива в системе будут наименьшими.

Гидростанциям, имеющим бассейны регулирования стока воды, в остальные времена года могут задаваться различные графики нагрузок, характер которых зависит от целого ряда факторов: емкости водохранилища, стока воды на данном отрезке времени, экономических и технических характеристик системы и т. д. Предельными графиками гидростанций могут явиться или чисто пиковый график (станция *5* фиг. II,1) или график с одинаковой нагрузкой в течение



Фиг. II,1.

суток (станция *1* фиг. II,1.) При комбинированной работе гидро-и теплостанций и возможности регулировать сток воды экономически целесообразнее дать гидростанциям снимать пики суммарного графика нагрузок системы. Съем пиков нагрузки гидростанциями создает для тепловых станций более ровные графики нагрузок, при которых стоимость выработанного киловаттчаса на них будет меньшей, чем при резко колеблющейся нагрузке.

После того как намечена работа станций с частично и полностью вынужденными графиками, они „вырезаются" из суммарного графика нагрузки системы. Оставшаяся часть графика должна быть покрыта тепловыми станциями и гидростанциями, имеющими регулирование стока воды. Распределение этой части графика между станциями, а также и установление величины нагрузки теплоэлектроцентралей сверх мини-

[1] В дальнейшем Правила технической эксплоатации электрических станций и сетей в целях сокращения будут обозначаться „П. Т. Э".

мума, обусловленного тепловой нагрузкой, производится на основе топливной политики и технико-экономических расчетов. Станциям, работающим на местном топливе, назначается выработка электроэнергии большая, чем использующим привозное топливо. Станциям с технически более совершенным оборудованием, т. е. имеющим высший к. п. д. при прочих равных условиях, также дается задание на относительно большую выработку электроэнергии, чем станциям с устаревшим оборудованием. Одновременно с этим учитывается и еще целый ряд факторов: 1) нагрузка станций, регулирующих частоту; 2) возможность покрытия реактивных нагрузок; 3) регулирование напряжения в различных точках системы; 4) поведение системы при авариях; 5) расположение резерва и т. д. Для учета всей совокупности этих факторов приходится произвести ряд технико-экономических расчетов, которые и позволяют установить окончательное распределение нагрузок между станциями системы, обеспечивающее высший экономический эффект и нужные технические показатели.

На фиг. II,1 показан пример распределения нагрузок между станциями системы. Графики *1* и *5* задаются гидростанциям, из которых одна работает по пиковому режиму, а вторая с равномерной нагрузкой. График *2а* является вынужденным для теплоэлектроцентрали и обусловлен тепловой нагрузкой. Теплоэлектроцентраль по экономическим соображениям получает добавочную нагрузку по графику *2в*, График *3* покрывается тепловой конденсационной станцией.

Распределение нагрузок между станциями системы не остается постоянным в течение года из-за непостоянства суточных графиков нагрузок, изменения режима работы отдельных станций (гидро- и теплоэлектроцентрали), планово-предупредительных ремонтов машин и т. д.

В электрических системах распределение нагрузок между отдельными станциями производится не самими станциями, а диспетчерским управлением, — центральным оперативным органом, ведущим эксплоатацию системы.

II,3. ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Энергетическая система представляет сложное хозяйство, состоящее из ряда станций, большого количества подстанций и приемников электроэнергии, связанных между собой сетями различных напряжений с суммарной протяженностью, исчисляемой иногда тысячами километров. Все эти объекты, расположенные подчас на больших расстояниях друг от друга, имеют ряд особенностей, как по своему производственному процессу, так и по значению их в системе. Очевидно, что правильная организация такого большого и сложного хозяйства требует создания оперативного централизованного управления. В энергетических системах оно осуществляется диспетчерской службой.

Диспетчеризация энергетических систем дает большие преимущества, выражающиеся в уменьшении суммарного расхода топлива, в лучшем использовании местных энергетических ресурсов, в уменьшении аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям, в повышении качества энергии и т. д., т. е. улучшает все основные показатели системы.

Диспетчерская служба системы состоит из ряда отделов, из которых *диспетчерская группа* в лице *дежурного диспетчера* осуществляет непрерывное руководство всей оперативной работой системы[1].

Дежурный диспетчер в нормальных условиях задает графики нагрузок станциям и следит за их выполнением, руководит регулированием частоты и напряжения и проведением в системе переключений, связанных с выводом в ремонт и вводом из ремонта станционного оборудования и отдельных участков сети и т. д. При авариях в системе диспетчер руководит ликвидацией аварий, для чего выявляет место и размеры аварии, составляет план ее ликвидации и отдает соответствующие распоряжения.

Четкая работа диспетчера может быть обеспечена только при надлежащем оборудовании диспетчерского пункта (место работы дежурного диспетчера). На диспетчерском пункте устанавливается специальная доска — диспетчерский щит, на которой нанесены все основные элементы системы (станции, подстанции, сеть). Специальная сигнализация позволяет видеть состояние каждого из этих элементов (включен, отключен, в ремонте и т. д.). На диспетчерский пункт выводится ряд измерительных приборов, показывающих нагрузки, напряжения и т. п. в отдельных частях системы и позволяющих дежурному быстро контролировать и регулировать работу отдельных элементов системы.

Диспетчерский пункт должен иметь телефонную связь со всеми основными пунктами системы. По телефону диспетчер получает донесения и отдает распоряжения. Телефонная связь выполняется очень надежной (дублируется) с тем, чтобы диспетчер мог иметь непрерывающуюся связь с любой нужной ему точкой системы.

II,4. ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫЙ РЕМОНТ АГРЕГАТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СИСТЕМ

Каждый агрегат (турбина-генератор) помимо текущего ремонта и чистки должен проходить через определенные промежутки времени *планово-предупредительный ремонт* (ревизию). Во время ревизий агрегат разбирается, осматривается, чистится и подвергается нужному ремонту—агрегат подготовляется к последующей длительной работе. Отказ от планово-предупредительных ремонтов ведет, как показывает опыт эксплоатации, к повышенной аварийности с машинами, причем некоторые из этих аварий являются очень тяжелыми, выводящими агрегат из работы на длительное время.

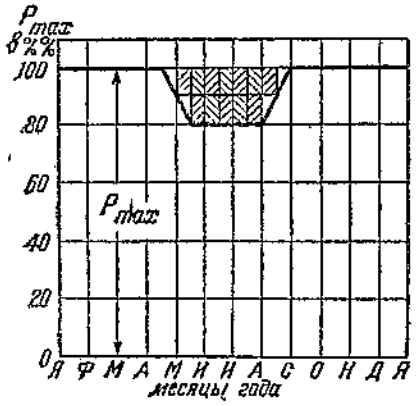
[1] Подробнее о диспетчерском управлении см. главу XXII.

По «ПТЭ» (§ 348, 1009) все агрегаты электростанций и систем должны проходить через ревизию ежегодно.

Не так давно у нас в Союзе ревизия крупной машины (10—50 MW) продолжалась около 25—30 дней. Стахановское движение на электростанциях резко снизило время ревизий, доведя его в среднем до 12—15 дней на агрегат. Примерно эти же цифры дает и практика станций США.

Рассмотрим теперь, как составляется план проведения ревизий в энергетических системах. Наиболее наглядным способом составления такого плана является графический, для чего используется годовой график максимумов нагрузок.

Представим себе упрощенный годовой график



Фиг. II,2.



Фиг. II,3.

максимумов (фиг. II,2) системы с одиннадцатью машинами. Для простоты рассуждений предположим, что все машины системы имеют одинаковую мощность и что система находится в стабильном состоянии, т. е. что рост нагрузок отсутствует. Ясно, что ревизию машин следует производить в провал графика максимумов, так как при этом можно иметь в системе меньшую располагаемую мощность. Вписывая в провал графика прямоугольники (на фиг. II,2 заштрихованы) с высотой, равной в соответствующем масштабе мощности каждой машины, и основанием, соответствующим продолжительности ревизии, получим, какое количество машин может быть проведено через ревизию при снижении нагрузки и какое количество машин должно проходить ревизию одновременно.

В прямоугольниках (фиг. II,3, представляющая в увеличенном масштабе часть фиг. II,2) ставятся номера машин. При вписывании прямоугольников в провал количество их берется несколько большим, чем число машин в системе (ненумерованный прямоугольник на фиг. II,3), что является необходимым для получения маневренности. Действительно, предположим, что какая-либо машина по тем или иным причинам не может быть поставлена в ревизию в период времени, отведенный по плану. Эту машину придется провести через планово-предупредительный ремонт в резервное время (запасные прямоугольники на графике максимумов). Число запасных прямоугольников, которое нужно предусмотреть, зависит от числа машин в системе.

Годовой график максимумов нагрузок с вписанными прямоугольниками дает полное представление о плане производства ревизий в системе или на станции, так как на нем видно, какая машина в какой срок должна пройти ревизию. При составлении плана ревизий следует учитывать целый ряд моментов, например, невозможность одновременного производства ревизий нескольких машин на одной станции, необходимость проведения ревизий теплофикационных агрегатов в летнее время, осуществление ревизий машин на гидростанциях в периоды малых стоков воды и т. д.

II,5. РЕЗЕРВ МОЩНОСТИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И В СИСТЕМАХ

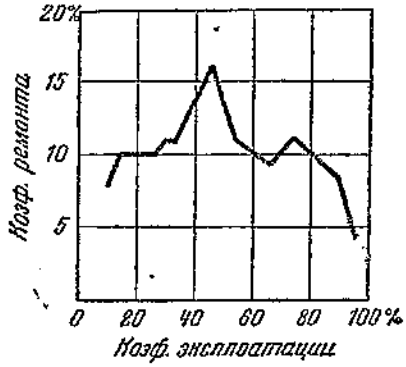
Нормальная эксплоатация электрической системы или станции не может быть обеспечена, если установленная мощность машин будет точно равна максимальной нагрузке системы. Каждое аварийное выпадение из работы одной из машин системы приводило бы в этом случае к необходимости частичного сброса нагрузки. Всякое же прекращение питания потребителей означает срыв народнохозяйственного плана по выпуску продукции и вызывает большие убытки. Как показывают исследования, каждый недоданный промышленности киловаттчас, если учесть недовыпуск продукции, оплату простоя рабочих, брак продукции вследствие прекращения производства и т. д., оценивается в зависимости от рода промышленности в сумме от 3 до 20 руб. Следовательно, простой предприятий, например, с общей нагрузкой 10 MW в течение 10 час., при оценке недоданного киловаттчаса только в 5 руб., вызовет убыток в 500 000 руб. Не следует забывать, что для некоторых предприятий даже кратковременный перерыв в подаче электроэнергии вызывает длительное нарушение производственного процесса. В ряде случаев прекращение питания завода может привести к порче его основного оборудования.

Перерывы в снабжении электроэнергией, вызывающие простои предприятий, крайне неблагоприятно отражаются и на моральном состоянии работников промышленности, дезорганизуют производство, затрудняют рост и развитие стахановского движения и т. д.

В силу указанных причин электростанции и системы должны иметь резервную мощность, используемую при авариях с машинами.

Рассмотрим вопрос о резерве несколько подробнее. Аварийность машин на электростанциях определяется главным образом повреждениями и неполадками турбины и вспомогательных механизмов, а не генератора. Частота повреждений в основном обусловливается качеством машин и их эксплоатации, качеством планово-предупредительных ремонтов и условиями работы машин. Последнее хорошо иллюстрирует кривая фиг. II,4, по оси абсцисс которой отложены

коэфициенты эксплоатации, а по оси ординат коэфициенты ремонта. Укажем, что коэфициентом эксплоатации называется отношение времени работы (вращения) машины в течение года (в часах) к полному числу часов в году (8760). Коэфициентом ремонта называется отношение времени, в течение которого машина находилась в ревизии и аварийном ремонте, к числу часов в году. Кривая фиг. II,4 составлена для крупных турбогенераторов по данным электростанций США. Как видно из этой кривой, турбогенераторы с коэфициентом эксплоатации 40—50% дают резкое повышение значения коэфициента ремонта, что объясняется режимом работы этих машин с частыми пусками и остановками. Каждый пуск и остановка турбогенератора вызывает некоторое, хотя и незначительное, расстройство машины, поскольку она должна пройти ряд нестационарных состояний. Например, прогрев генератора при приеме нагрузки сопровождается подвижкой стержней обмотки относительно статора вследствие более быстрого нагрева обмотки, чем стали и разных удельных коэфициентов линейного их расширения. То же явление наблюдается и при охлаждении генератора. Перемещение стержней обмотки относительно стали приводит к постепенному ухудшению изоляции обмотки. При прогревах и охлаждении турбин появляются местные напряжения материала в различных частях ее, обусловленные разностью температур соседних элементов. Эти добавочные напряжения, достигающие в отдельных случаях больших величин, приводят к расстройству соединений, к старению материала и т. д. Результатом всех указанных обстоятельств и является повышенная аварийность машин с частыми пусками и остановками. Машины, работающие с высоким коэфициентом эксплоатации, находящиеся примерно в стационарном тепловом режиме, как видно на фиг. II,4, дают низкий коэфициент



Фиг. II,4.

ремонта, т. е. длительная беспрерывная работа машины при правильной эксплоатации ее приводит не к повышению, а к снижению аварийности.

Вследствие целого ряда мероприятий, возможных только в условиях социалистического хозяйства (выравнивание графиков нагрузки и т. д.), машины электростанций и систем СССР имеют высокий коэфициент эксплоатации. Принимая для этих машин коэфициент ремонта 7—8% и учитывая продолжительность ревизии 12—15 сутками, получим, что коэфициент аварийного ремонта составит около 4—5%. Под коэфициентом аварийного ремонта следует понимать отношение времени нахождения машины в ремонте после аварии к числу часов в году. Необходимо отметить, что приведенные цифры являются средними по данным эксплоатации в СССР и США.

С вопросом резерва в системе непосредственно связана вероятность одновременного аварийного простоя двух или нескольких машин в системе. Опыт эксплоатации показывает, что в системах наблюдаются случаи одновременного простоя машин, когда в период нахождения одной машины в ревизии или аварийном ремонте выпадает вторая машина. Неполные сведения, относящиеся к затронутому вопросу, дают, что при учете одновременного выхода машин следует считаться с возможностью выхода одной машины на каждые 8—12 работающих машин. Низшая цифра относится к системам с сравнительно малым числом машин, высшая — к крупным системам. Для бесперебойной эксплоатации системы, следовательно, нужно иметь одну резервную машину на каждые 10—12 работающих в ней машин.

До сих пор резерв в системе рассматривался только с точки зрения обеспечения бесперебойности питания потребителей электроэнергией. В то же время резерв в системе имеет и другое не менее важное значение. Запас мощности в системе дает возможность беспрепятственного присоединения новых потребителей, развития производства на существующих предприятиях и не ставит препятствий к повышению производительности промышленных предприятий, вызванному стахановскими методами работы и т. д.

Одновременно с этим резерв в системе должен обеспечить возможность развития промышленности в период военных действий, когда потребность в мощности отдельных предприятий сильно возрастает.

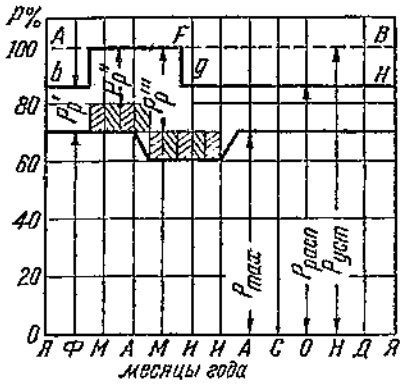
Приведенное выше с очевидностью показывает значение резерва в электрических системах, на станциях. Учитывая решающее значение резерва в системах, XVIII Съезд ВКП(б) в резолюции по докладу тов. Молотова В. М. указал: «Общий прирост мощностей по электростроительству за третью пятилетку определить в 9 миллионов киловатт, обеспечив создание в промышленных районах постоянного энергетического резерва мощностью в 10—15 процентов [1].

Резерв в системе не остается постоянным в течение года. Изменения нагрузки, вывод машин в ревизии и т. д. приводят к тому, что величина резерва в течение года изменяется. Наиболее наглядное представление дает об этом годовой график суточных максимумов, на котором показан план ревизий машин и установленная мощность в системе.

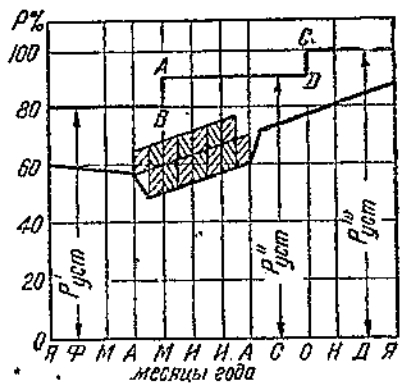
Представим себе систему в стабильном состоянии (без роста нагрузки), имеющую годовой график суточ-

[1] XVIII Съезд Всесоюзной Коммунистической партии (б). Стенографический отчет. Стр. 661. Изд. ОГИЗ, 1939 г.

ных максимумов нагрузок, изображенный на фиг. II,5, на которой пунктирная линия AB соответствует установленной мощности системы $P_{уст}$, а сплошная $bAFGH$ располагаемой мощности $P_{расп}$. Последняя величина представляет собой мощность, которую система может длительно отдавать в данное время. Уменьшение располагаемой мощности в некоторые периоды года против установленной объясняется тем, что график фиг. II,5 относится к системе, имеющей в своем составе гидростанцию, с переменной мощностью водотока. Наибольшей мощности водоток достигает во время таяния снега и в дождливое время года. В эти периоды могут работать с полной мощностью все машины, установленные на гидростанции. В периоды уменьшенного водотока работает часть машин.



Фиг. II,5.



Фиг. II,6.

Как видно из фиг. II,5, резерв в системе $P_p^I \div P_p^{III}$ не остается постоянным и резко колеблется в различные месяцы.

Если обратиться теперь к вопросу резерва в действительных системах, т. е. с учетом роста их нагрузки, то он должен быть связан с вопросом ввода новых мощностей.

Увеличение нагрузки системы (фиг. II,6) вызывает соответствующее уменьшение в ней резервной мощности. Поддержание резерва в нужных пределах может быть осуществлено только путем пуска в эксплоатацию новых машин,—установленная мощность системы $P_{уст} \div P^{III}_{уст}$ не может оставаться постоянной и должна увеличиваться. Периоды, когда следует ввести в работу новые машины (отрезки AB и CD), легко определяются по годовому графику суточных максимумов нагрузок, на котором нанесен план ревизий машин.

Все сказанное выше относительно резервов активной мощности полностью относится и к резервам реактивной мощности. Нехватка реактивной мощности в системе ведет также к тяжелым последствиям.

Ограниченность объема книги не позволяет подробно остановиться на особенностях определения резерва реактивной мощности в системе и потому укажем здесь только некоторые основные положения.

Годовой график суточных максимумов реактивных нагрузок всегда имеет значительно более ровный характер, чем аналогичный график активных нагрузок. Это обусловливается тем, что провал в графике максимумов активных нагрузок в основном определяется снижением осветительной нагрузки. Вследствие этого вписать в провал графика максимумов реактивных нагрузок ревизуемые машины не удается и иногда приходится устанавливать добавочные генераторы реактивной мощности (синхронные компенсаторы, статические конденсаторы), заменяющие машины, поставленные в ревизию.

При составлении баланса реактивной мощности в системе должно быть учтено, что в некоторых случаях в моменты максимума реактивной нагрузки или в моменты, близкие к максимуму, располагаемая реактивная мощность в турбогенераторах меньше, чем суммарная реактивная мощность всех турбогенераторов. Действительно, дневной и вечерний максимумы реактивных нагрузок в электрической системе равны между собой или отличаются друг от друга незначительно (фиг. I,12). В то же время для покрытия вечернего максимума активных нагрузок в системе пускаются добавочные машины, которые останавливаются при спаде нагрузки, т. е. в дневные часы суток эти машины не работают. Пускать эти машины в дневное время для выработки реактивной мощности крайне невыгодно. В подобных случаях, когда определяющим моментом в составлении баланса реактивных мощностей в системе является дневной максимум, рациональнее предусмотреть установку специальных генераторов реактивной мощности, чем использовать для покрытия реактивных нагрузок турбогенераторы системы.

В заключение отметим, что при наличии в системе линий 220 kV необходимо проверить влияние планового ремонта и аварийного их выхода на баланс реактивной мощности. Отключение линии 220 kV длиной 250 km уменьшает реактивную мощность, генерируемую сетью, на величину 30—35 MVAr. Выход линий с напряжением 110 kV и ниже заметного влияния на баланс реактивных мощностей в системе не оказывает.

II,6. ВРАЩАЮЩИЙСЯ И ХОЛОДНЫЙ РЕЗЕРВ

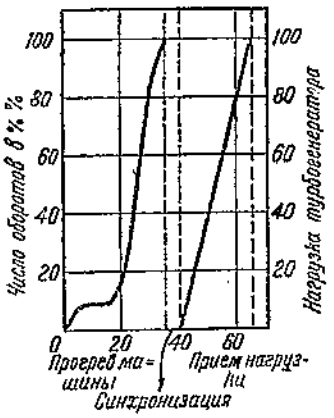
Часть резервных машин в системе должна находиться в рабочем состоянии (во вращении) и нести соответствующую нагрузку. Часть резервных машин может находиться в состоянии холодного резерва, т. е. стоять и не быть подготовленными к немедленному приему нагрузки.

Для лучшего понимания сказанного рассмотрим условия пуска турбогенераторов. Пуск турбогенератора разделяется на следующие операции:

1. Подготовка к пуску—продувка и прогрев паропроводов, пуск вспомогательных механиз-

мов, создание вакуума и т. д. Продолжительность подготовительного периода зависит от технического оборудования установки, в частности, от централизации управления вспомогательными механизмами (ручные или моторные приводы), гарантий заводов, поставляющих паропроводы, и т. д. Подготовительный период продолжается от 10 до 60 мин.

2. Пуск турбогенератора на малом числе оборотов для прогрева и доведение числа оборотов его до номинальной величины. Длительность прогрева турбины зависит от ее конструкции. Длинные машины требуют большего времени для прогрева, чем короткие, так как в них получаются большие относительные удлинения. Реактивные турбины вследствие меньшего зазора между лопатками ротора и направляющих аппаратов также требуют большего времени на прогрев, чем активные. На левой части фиг. II,7 показана диаграмма пуска турбины. Турбина должна прогреваться 15 мин. при числе оборотов около 10% от номинального числа оборотов. После этого развертывание машины ведется так, чтобы рост числа оборотов не превышал 5% в минуту. Следовательно, пусковой период турбины будет продолжаться около 35 мин. По данным станций США время прогрева турбины агрегатов мощностью от 20 до 80 MW продолжается от 20 до 90 мин.



Фиг. II,7.

3. Третьим этапом пуска генератора является синхронизация генератора и включение его на шины станции. При отсутствии автоматической синхронизации этот период занимает время 2—5 мин.

4. Постепенный прием агрегатом нагрузки. Длительность этого периода зависит от конструкции машины. Более длинные генераторы требуют по тем же причинам, что и турбины, большего времени для прогрева, чем короткие. На правой части диаграммы фиг. II,7 показан прием нагрузки генератором. В одну минуту на генератор берется нагрузка 4% от номинальной, т. е. полная нагрузка может быть взята генератором через 25 мин.

Суммируя все сказанное выше, получим, что общая продолжительность пуска и приема нагрузки паровым турбогенератором составит от 1 до 2 час.

Пуск гидрогенераторов может быть осуществлен значительно быстрее вследствие следующих двух основных причин: а) гидротурбина не требует прогрева перед включением ее в работу; б) гидрогенераторы вследствие малой их аксиальной длины принимают нагрузку быстрее, чем паротурбинные генераторы. Суммарная продолжительность пуска агрегата на гидростанциях равна примерно 10—15 мин.

Относительно большое время, требуемое для включения парового турбогенератора в работу, не позволяет держать все резервные машины в системе в холодном состоянии. Резерв в системе должен находиться в таком состоянии, чтобы аварийный выход машины из работы не отзывался на качестве электроснабжения потребителей, т. е. мощность выпавшей машины мгновенно должна быть подхвачена другими машинами. Это осуществимо только при наличии вращающегося резерва, вполне подготовленного для приема нагрузки. Последнее и заставляет часть резервных машин системы иметь во вращающемся и прогретом состоянии. Другая часть резервных машин может находиться в холодном состоянии и постепенно пускаться в случаях аварийного выхода машин, с тем чтобы величина резервной мощности в системе поддерживалась в нужных пределах.

Не следует понимать сказанное относительно резервных машин, находящихся во вращении, что они работают в холостую и не несут никакой нагрузки. Такое понимание было бы неправильно. Резервные машины выполняют такую же работу, как и все остальные, и потому в системе нельзя говорить о вращающихся резервных машинах, а можно говорить только о резервной мощности.

Все или часть машин электрической системы в период нормальной эксплоатации работают с некоторой недогрузкой. В случае аварии с одной из машин оставшиеся в работе недогруженные машины путем увеличения своей нагрузки подхватывают мощность выпавшего агрегата. Таким образом понятие о резервных машинах может быть отнесено только к тем из них, которые находятся в холодном состоянии.

Распределение нагрузки системы между всеми вращающимися машинами соответствует и наиболее выгодным условиям работы системы. Как известно, экономическая мощность турбогенератора, при котором расход пара на 1 kWh будет минимальным, равна около 80 ÷ 85% его номинальной мощности.

Следовательно, недогружая машины благодаря наличию резервной мощности, получим, что они будут работать с нагрузкой, близкой к их экономической мощности. Результатом этого явится снижение стоимости электроэнергии, генерируемой в системе.

Отметим, что не все машины системы должны работать с одной и той же процентной недогрузкой. Новые технически совершенные машины с меньшим расходом пара на 1 kWh всегда несут несколько большую нагрузку, чем устаревшие. Кроме указанных соображений на распределение нагрузки между отдельными станциями и агрегатами системы влияет еще целый ряд факторов, о которых уже было сказано выше.

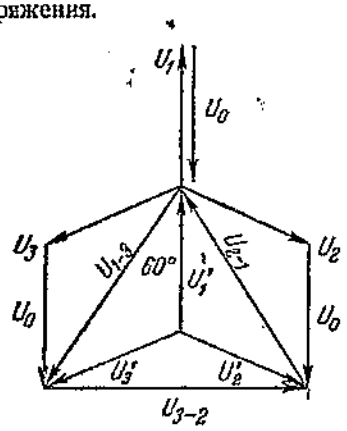
II,7. Режим работы нейтрали электрических систем

В первый период эксплоатации электрических установок высокого напряжения нулевые точки машин не заземлялись.

В нормальных условиях работы все три фазы установки с незаземленной нейтралью име-

ют по отношению к земле потенциалы, равные фазному напряжению. В случае однополюсного замыкания на землю больная фаза получает потенциал земли, а на двух других потенциалы повышаются до величины линейного напряжения.

Это явление может быть представлено как результат наложения на нормальные потенциалы трехфазной установки U_1, U_2 и U_3 (фиг. II, 8), потенциалов $U_0 = U_\phi$, одинаковых во всех трех фазах, равных по величине и противоположных по знаку потенциалу заземленной фазы.



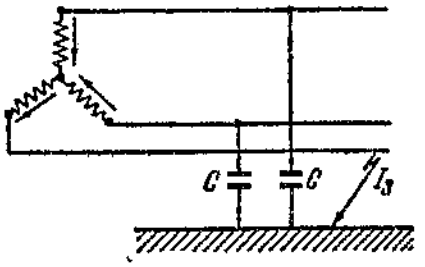
Фиг. II,8.

Линейные напряжения U_{1-3}, U_{3-2}, U_{2-1} и фазные напряжения U'_1, U'_2 и U'_3 при заземлении одной из фаз установки не искажаются, и потому работа токоприемников не нарушается.

Повышение потенциала здоровых фаз по отношению к земле до величины линейного напряжения распространяется на всю систему и создает угрозу пробоя изоляции. Если в какой-либо точке системы изоляция будет ослаблена, то последует ее разрушение, в результате чего появится двухполюсное замыкание на землю. Последнее обусловит ток короткого замыкания, который, воздействуя на релейную защиту, и приведет к отключению больного участка установки. Необходимо отметить, что в случае замыкания на землю двух фаз в различных частях установки, например на двух разных линиях, на линии и в генераторе и т. д., отключенным может оказаться только одно больное место и установка останется в ненормальном режиме работы.

При достаточном запасе прочности изоляции и малом емкостном токе сети в установках с незаземленной нейтралью заземление одной из фаз не требует немедленного отключения больного участка. В системе могут быть предварительно произведены необходимые переключения, обеспечивающие электроснабжение потребителей после отключения поврежденного элемента установки.

По мере развития сетей и повышения напряжения электрических установок с незаземленной нейтралью в процессе эксплоатации было обнаружено, что однополюсные замыкания на землю вызывают опасные перенапряжения, приводящие к тяжелым последствиям, а именно пробоям электрических машин, перекрытиям и пробоям линейных изоляторов и т. д. Возникновение перенапряжений при однополюсных замыканиях на землю в таких установках объясняется появлением дуги с током $I_з$ (фиг. II,9), обусловленным емкостями C здоровых фаз на землю. Электрическая дуга, носящая перемежающийся характер, вызывает в контурах, состоящих из емкостей и индуктивностей (линий, машины), колебательные процессы, в результате которых потенциалы здоровых фаз значительно поднимаются. Теоретически повышение потенциалов здоровых фаз при определенных условиях может достигнуть произвольно больших

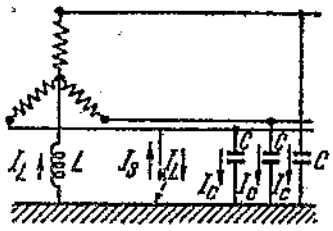


Фиг. II,9.

величин. Опыт эксплоатации показывает, однако, что эти повышения не достигают более $3{,}5 - 4{,}5\,U_\phi$.

Появление перенапряжений, как следует из сказанного, связано с возникновением электрической дуги, которая будет устойчивой только при токах замыкания на землю порядка 5 А и выше. При меньших токах дуга гаснет. Последнее обстоятельство предопределяет возможность работы установок с незаземленной нейтралью, у которой ток на землю не превышает указанной величины. К таким установкам относятся установки 35 kV, имеющие протяженность воздушной сети не более 30—40 km и все работающие на воздушную сеть с напряжением ниже 35 kV.

В Европе, главным образом в Германии, для борьбы с перенапряжениями, возникающими при однополюсных замыканиях на землю, с 1918—1920 гг. начали применять дугогасящие аппараты. Наибольшее распространение из них получила катушка Петерсена, включаемая в нулевую точку трансформаторов (L фиг. II,10).



Фиг. II,10.

Принцип работы катушки Петерсена следующий: при замыкании на землю одной из фаз на нормальные напряжения всех трех фаз накладываются напряжения нулевой последовательности $U_0 = U_\phi$, под действием которых через емкости C трех фаз проходит ток $I_з = 3\,U_0 \cdot \omega \cdot C$, а через катушку Петерсена ток $I_L = \dfrac{U_0}{\omega L}$.

Эти два тока сдвинуты по фазе на 180° и при условии

$$\omega L = \frac{1}{3\omega C}$$

будут равны, т. е. весь ток замыкания на землю проходит через катушку Петерсена, а не через место замыкания на землю. Отсос тока катушкой от места замыкания приводит к гашению дуги и восстановлению напряжения на больной фазе установки до величины, определяемой напряжением на катушке Петерсена. Электрические системы с дугогасящими аппаратами получили название компенсированных установок.

Другим решением для установок высокого напряжения (порядка 20—220 kV), обеспечивающим надежность работы изоляции системы при однополюсных замыканиях на землю, является выполнение установок с глухозаземленной нейтралью. При глухом заземлении нейтрали генераторов и трансформаторов присоединяются к специально сделанному заземлению. Заземление нулевых точек машин ограничивает возможность подъема потенциалов здоровых фаз установки, при однополюсных замыканиях, только до величины, несколько превосходящей фазное напряжение. В этих установках опасность появления перенапряжений, вызванных дугой на землю, ликвидируется тем, что больной участок установки немедленно отключается релейной защитой. Последнее является необходимым, поскольку в системах с глухозаземленной нейтралью однополюсное замыкание является коротким замыканием, вызывающим большой ток, способный привести к повреждению машин, аппаратов и т. д.

Системы с глухозаземленной нейтралью получили самое широкое распространение в США. Отметим, что до появления дугогасящих аппаратов в Германии целый ряд установок работал с заземленной нейтралью. В последнее время в США появилось несколько установок с дугогасящими аппаратами.

Токи замыкания на землю в установках с глухозаземленной нейтралью определяются исключительно параметрами электрической системы: ее мощностью и сопротивлениями генераторов, трансформаторов и линий. В крупных электрических системах токи замыкания на землю достигают очень больших величин (тысячи и более ампер), и потому возникает необходимость их ограничения. Последнее осуществляется в первую очередь разземлением части нейтральных точек трансформаторов. Число необходимых заземлений в системе и их местоположение устанавливается соответствующими расчетами. Основным фактором, определяющим число заземленных нейтралей, является четкость и селективность работы релейной защиты.

В случаях, когда разземлением части нулевых точек машин нужное ограничение токов на землю не может быть достигнуто, в нейтрали включаются токоограничивающие сопротивления. Наибольшая допускаемая величина этих сопротивлений также лимитируется четкостью работы релейной защиты. В установках высокого напряжения 35—220 kV в качестве токоограничивающих сопротивлений применяются реакторы, а при более низких напряжениях — активные сопротивления. Это объясняется тем, что при напряжениях 35—220 kV активные сопротивления получались бы очень громоздкими и дорогими.

Установки, имеющие в заземленных нейтралях токоограничивающие сопротивления, носят название установок с заземленной нейтралью.

Рассмотрим теперь преимущества и недостатки систем с заземленной и компенсированной нейтралями.

1. Влияние на установки слабого тока. Однополюсное замыкание на землю в установках с глухозаземленной нейтралью вызывает появление тока короткого замыкания по контуру провод-земля, магнитное поле которого будет не уравновешено. Это магнитное поле, пересекая провода линии слабого тока, если она проходит вблизи линии сильного тока, наводит в них э. д. с., которые могут достигать значительных величин. Наведенная в телефонной линии э. д. с. будет вызывать в телефонных аппаратах шумы, мешающие переговорам («мешающие воздействие»). При большей величине наведенной э. д. с. возможны пробои телефонных аппаратов на землю, что связано с опасностью для жизни лиц, обслуживающих телефоны и пользующихся ими.

В линиях железнодорожной блокировки наведенная э. д. с. может привести в действие сигналы и тем самым нарушить железнодорожное движение.

Для устранения этих явлений необходимо удалять друг от друга линии сильного и слабого тока или предусматривать специальную защиту линий слабого тока. Эти мероприятия удорожают строительство линий сильного тока в установках с заземленной нейтралью.

Установки с незаземленной и компенсированной нейтралями характеризуются малыми токами на землю при однополюсных замыканиях и потому малым влиянием на линии слабого тока. Практически при этих установках никаких добавочных затрат при сооружении линий не требуется. Исключением являются линии сильного тока, проходящие вблизи линий железнодорожной блокировки. Для этих линий требуется проверка на одновременное замыкание на землю в двух различных точках установки, что вызывает обычно добавочные затраты на защиту линий слабого тока.

2. Заземление на станциях, подстанциях и линиях сети. Перекрытие или пробой изолятора на подстанции, станции или линии сети обусловливает протекание тока на землю. В установках с заземленной нейтралью этот ток будет являться током короткого замыкания, а в установках с незаземленной нейтралью величина тока определяется емкостью двух фаз по отношению к земле. Последний ток несравненно меньше, чем ток в установках с заземленной нейтралью.

Ток, вызванный пробоем или перекрытием изолятора, проходит по аппарату или опоре в землю, в результате чего они получат некоторый потенциал по отношению к земле. Величина этого потенциала определится произведением тока на землю на сопротивление растеканию тока. В целях достижения безо-

пасности обслуживающего персонала и окружающих людей потенциал на аппаратах и опорах не должен превосходить некоторой заданной величины. Из сказанного ясно, что в установках с заземленной нейтралью приходится применять более сложные, а следовательно, и более дорогие системы заземлений, чем в установках с незаземленной и компенсированной нейтралями.

3. Аварийное отключение элементов установки. Однополюсное замыкание на землю в установке с заземленной нейтралью, приводящее к короткому замыканию, вызывает действие релейной защиты и отключение поврежденного элемента установки (линии, шин станции и т. д.). В тех случаях, когда данный элемент установки резервирован, потребители продолжают работать бесперебойно. Отсутствие резерва приводит к прекращению питания потребителей, причем количество отключенных потребителей зависит от места аварии и значения поврежденного элемента. Например, повреждение линии приведет к обесточиванию всех потребителей, питаемых данной линией. Повреждение на шинах станции вызовет отключение всех потребителей, присоединенных к данной секции шин.

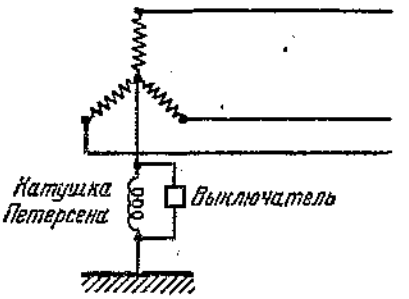
Однополюсные замыкания на землю большей частью являются переходящими, т. е. прекращающимся после гашения дуги хотя бы на время, исчисляемое долями секунды. Объяснением этому служит то, что целый ряд однополюсных замыканий не сопровождается разрушением изоляции самой установки и потому после гашения дуги установка снова может работать нормально. Например, перекрытие изоляторов на линии вследствие перенапряжения далеко не всегда вызывает повреждение изоляторов. При недостаточном уходе за трассой воздушной линии возможно появление дуги между проводом, отклоненным под действием ветра, и ветвями деревьев и т. д. В целях предотвращения остановки потребителей в подобных случаях в США было введено быстродействующее повторное включение линий, идея которого заключается в следующем: при аварии на линии последняя под действием релейной защиты отключается выключателем, а затем выключатель автоматически снова включает линию в работу. Весь цикл: отключение—обратное включение—занимает времени менее 1 сек. При проходящих замыканиях линия остается в работе. Если линия отключается вторично, то она снова автоматически включается, но уже с интервалом времени между отключением и включением в 10—15 сек. В отдельных случаях предусматривается трехкратное автоматическое включение линии. Эксплоатационный опыт США показывает, что в 85—95% случаев при автоматическом повторном включении линии остаются в работе. Если линия после первого же автоматического включения не отключится, то все потребители избегнут перерыва в работе. Из сказанного совершенно очевидно то большое значение, которое имеет автоматическое повторное включение в установках с заземленной нейтралью. В настоящее время однократное автоматическое повторное включение применяется, правда в еще недостаточно широком масштабе, и у нас в Союзе.

В системах с незаземленной и компенсированной нейтралями немедленное отключение однополюсных замыканий на землю не является обязательным. Эксплоатационный персонал имеет возможность сначала найти место повреждения, а затем соответствующими переключениями обеспечить подачу электроэнергии потребителям другими путями, после чего отключить поврежденный элемент установки на ремонт. Опыт эксплоатации показывает, что в отдельных случаях работа установки с наличием «земли» на одной из фаз продолжается по нескольку часов. Необходимо, однако, отметить, что не всегда работы по переключениям в системе могут быть закончены благополучно. Возможен пробой на какой-либо другой фазе установки и отключение части ее. Дуги проходящих однополюсных замыканий на землю при малой протяженности сети гасятся самостоятельно, а при наличии катушки Петерсена гасятся ею, и установка продолжает работать нормально.

Подводя итог рассмотренному, можно констатировать, что установки с заземленной нейтралью требуют большего резерва в элементах системы, чем установки с незаземленной и компенсированной нейтралями.

4. Релейная защита. В установках с заземленной нейтралью релейная защита реагирует четко на все виды повреждений, в том числе и на однополюсные замыкания на землю. В установках с незаземленной и компенсированной нейтралями отключений поврежденных элементов при однополюсных замыканиях на землю не происходит; нельзя обеспечить селективного действия релейной защиты вследствие малых токов на землю. Нечеткость действия релейной защиты при однополюсных замыканиях на землю является недостатком установок с незаземленной и компенсированной нейтралями.

Устранение этого недостатка возможно, если применить шунтировку катушки Петерсена выключателем, как это изображено на фиг. II,11. При затяжном



Фиг. II,11.

однополюсном замыкании, продолжающемся несколько секунд, автоматически включается шунтирующий выключатель и установка переводится на режим работы с заземленной нейтралью. Возникающий при этом ток короткого замыкания приводит в действие релейную защиту, которая, воздействуя на соответствующие выключатели, отключает больной участок. После отключения больного участка выключатель,

шунтирующий катушку Петерсена, также отключается и установка снова переходит на работу с компенсированной нейтралью. Эта система является промежуточной, поскольку она работает в нормальных условиях с компенсированной нейтралью, а при затяжных однополюсных замыканиях на землю — с заземленной нейтралью.

Все установки Германии работают, как уже указывалось, с незаземленной или компенсированной нейтралями. В США почти все установки выполняются с глухозаземленной нейтралью. Основным доводом в пользу этой системы в США выдвигается недопустимость работы установки при наличии в ней однополюсного замыкания на землю; немедленное же отключение больного участка у установки при этом виде повреждений возможно только при заземлении нейтралей машин.

У нас в Союзе применяются обе системы. Установки с напряжением 110—220 kV работают с глухозаземленной нейтралью. От этих установок, поскольку они питают большие районы с многочисленными потребителями, требуется исключительная надежность работы, которая может быть обеспечена только при четком селективном действии релейной защиты при всех случаях повреждений.

Эти условия достижимы только при заземленной нейтрали и при условии наличия в системе соответствующего резерва.

Генераторы 3—10 kV в СССР имеют, как правило, заземление нулевых точек, что вызывается необходимостью получить надежно и четко действующую релейную защиту столь дорогих машин, как генераторы. Для уменьшения разрушений в генераторах электрической дугой, возникающей при замыканиях на корпус (выгорание меди, стали, изоляции) заземление нейтрали генераторов производится через активные сопротивления. Величина этих сопротивлений подбирается так, чтобы ток замыкания на землю не превосходил 150—200 А. Последнее гарантирует, с одной стороны, нужную четкость действия релейной защиты генератора, а с другой — ограничивают разрушения в нем при однополюсном замыкании обмотки на корпус. Устройство подобного заземления на генераторах позволяет осуществить релейную защиту от однополюсных замыканий и для радиальных линий сети.

В установках 6—10 kV, где генераторы работают непосредственно на кабельную сеть большой протяженности, характеризующейся большим емкостным током на землю, начинают применять катушки Петерсена. Примером такой установки может служить Московская кабельная сеть. Установки 3—10 kV, питаемые от вторичных обмоток трансформаторов, выполняются в СССР для работы с незаземленной нейтралью.

Системы 35 kV в Союзе, если протяженность сети незначительна, работают с незаземленной нейтралью. Когда ток на землю в таких установках достигает величины порядка 5 А и более, устанавливаются дугогасящие устройства.

АППАРАТУРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

ГЛАВА III
ИЗОЛЯЦИЯ АППАРАТУРЫ

III,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В аппаратуре низкого напряжения изоляционные расстояния в воздухе приходится выбирать главным образом исходя из условий загрязнения изоляционных промежутков при длительном нахождении аппарата в эксплоатации. Применяемые изоляционные материалы в аппаратах низкого напряжения оцениваются преимущественно с точки зрения их механических характеристик и влагостойкости. Для аппаратов с рабочим напряжением до 500 V для проверки изоляции обычно рекомендуют испытательное напряжение в 2 000 V независимо от номинального напряжения, на которые рассчитаны эти аппараты; например, напряжением в 2 000 V переменного тока производят испытание изоляции таких элементов, как отключающих катушек выключателей, рубильников, обмоток приборов, вторичных обмоток трансформаторов тока и т. д.

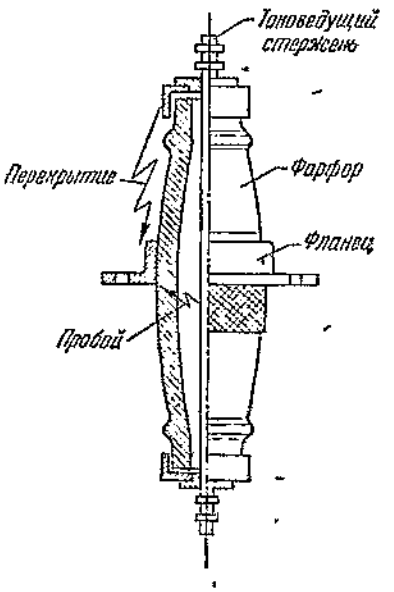
С повышением напряжения вопросы изоляции начинают играть все большее и большее значение. Особенно остро стоит вопрос с изоляцией установок, присоединенных к воздушным линиям передач, так как эти линии являются приемниками атмосферных перенапряжений, связанных с грозовыми разрядами.

Если проводнику, находящемуся в воздухе и изолированному от земли, сообщать относительно земли или другого проводника, несущего другой потенциал, высокое напряжение, то при некотором его значении на проводнике станет заметна корона. Чем меньше радиус проводника, тем раньше появится корона. Появление короны указывает на то, что около проводника начинает происходить интенсивная ионизация газа. При дальнейшем повышении напряжения появляется кистевая корона, которая все далее распространяется в пространстве и, наконец, при некотором значении напряжения наступает пробой воздушного пространства.

Если между проводниками или проводником и землей находится какой-либо твердый диэлектрик, например, фарфоровый изолятор, то при повышении напряжения может наступить так называемое перекрытие, т. е. разряд по поверхности этого изолятора или пробой тела самого изолятора. На фиг. III,1 показан для примера проходной изолятор, сквозь который пропущен проводник, находящийся под высоким напряжением. С наружной стороны на изоляторе укреплен фланец, служащий для его крепления. Стрелками показаны возможные перекрытие и пробой изолятора. Что и ступит ранее при повышении напряжения на проводнике пробой или перекрытие, зависит от целого ряда причин, таких, как: соотношение изоляционных промежутков, время наложения напряжения, материал изолятора, предшествующая пробою температура изолятора и т. п.

Пробой изолятора является всегда менее желательным, чем перекрытие его по поверхности, так как пробой ведет к полному выходу изолятора из строя, в то время как при перекрытии изолятор необязательно разрушается, в особенности, если он снабжен защитной арматурой (фиг. III,4).

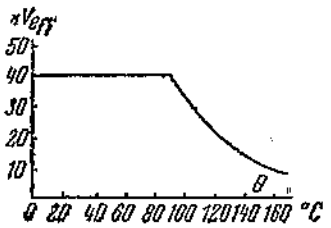
Изоляция аппаратов и машин ведет себя различно при различной длительности приложения напряжения за счет теплового действия токов проводимости, запаздывания формирования разряда и т. д. В эксплоатации аппараты подвергаются перенапряжениям различного характера. Могут иметь место очень длительные перенапряжения, связанные с нарушением



Фиг. III,1.

симметрии системы, более или менее длительные перенапряжения, вызванные различными коммутационными процессами, такими, как отключения линий, заземления через перемежающиеся дуги и, наконец, совсем кратковременные, обычно имеющие атмосферное происхождение.

Длительное воздействие перенапряжений неприятно в том отношении, что оно может привести к так называемому тепловому пробою. Как известно, токи проводимости изолятора при некотором значении напряжения могут достигнуть такой величины, что диэлектрик начнет прогреваться. Повышение температуры еще более повышает проводимость диэлектрика. В конце концов изолятор разрушается (пробивается). Влияние нагревания на пробивное напряжение фарфора показано на фиг. III,2. При температуре 90°С и ниже пробивное напряжение с температурой почти не меняется. Начиная со 100°С происходит резкое снижение электрической прочности, что и показывает на недопустимость перегрева изоляции.



Фиг. III,2.

При менее длительных воздействиях перенапряжений тепловой пробой делается уже маловероятным, но может иметь место нарушение диэлектрика силами электрического поля.

Пробой газовых или жидкостных сред связан с явлениями ионизации или образованием проводящих мостиков, которые для своего формирования требуют известного времени. Обычно, чем меньше время воздействия напряжения, тем более высокое напряжение требуется для пробоя. Особенно это заметно для жидкостной изоляции.

В связи с этим на практике различают два вида испытательных напряжений, которым должна удовлетворять изоляция аппарата, находящегося в эксплоатации.

Во-первых, изоляция должна удовлетворять определенной величине напряжения промышленной частоты, которое при испытании прикладывается в течение некоторого промежутка времени, в зависимости от характера изоляции, и во-вторых, она должна противостоять действию импульсов, т. е. кратковременных воздействий. Обычно величины импульсных перенапряжений, которые способна выдержать изоляция аппарата, значительно больше перенапряжений промышленной частоты.

Существуют определенные требования, предъявляемые к изоляции аппаратуры высокого напряжения, которые устанавливают необходимый минимум запаса электрической прочности.

III,2. ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ И РАЗРЯДНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Для того чтобы убедиться в надлежащем качестве изоляции аппаратуры, устанавливаются определенные нормы испытательного напряжения, которым должен удовлетворять любой из аппаратов.

Нормы VDE (германских электротехников) устанавливают испытательное напряжение при промышленной частоте, определяемое формулой

$$U_{исп} = 2{,}2\,U_л + 20\ \text{kV}, \qquad \text{(III,1)}$$

где $U_л$ — номинальное линейное напряжение у приемника в киловольтах.

Минимальное разрядное напряжение должно быть по крайней мере на 10% больше испытательного, т. е.

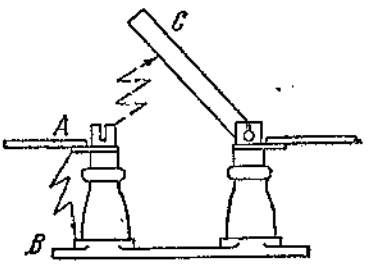
$$U_{разр} = 1{,}1(2{,}2U_л + 20)\ \text{kV} = 1{,}1U_{исп}. \qquad \text{(III,2)}$$

Эти нормы распространяются на аппаратуру напряжением 3 kV и выше.

Испытательное напряжение прикладывается к испытуемому аппарату между различными его частями и землей и между разомкнутыми полюсами одной и той же фазы (выключателя) и выдерживается в течение определенного времени (1 мин. для фарфора и 5 мин. для волокнистой изоляции).

Для разомкнутых полюсов разъединителей (точки A и C фиг. III,3) нормы VDE предусматривают повышенные требования, а именно

$$U_{исп} = 3{,}3U_л + 20\ \text{kV} \quad \text{и} \quad U_{разр} = 1{,}1U_{исп}. \qquad \text{(III,3)}$$



Фиг. III,3

Это требование объясняется тем, что разъединитель в разомкнутом положении должен обеспечивать надежную изоляцию отключаемого им участка от остальной части системы, находящейся под напряжением. При отключенном разъединителе на отделенном участке могут производиться работы, связанные с ревизией и монтом аппаратуры, и перекрытие между его полюсами может привести к человеческим жертвам. Установление различных испытательных напряжений для изоляторов разъединителя [формула (III,1)] и воздушного промежутка [формула (III,3)] преследует цель координации изоляции; если разряд неизбежен, то он произойдет по опорному изолятору между точками A и B, а не между разомкнутыми полюсами разъединителя (пунктирная стрелка).

По нормам AIEE (американских инженеров-электриков) испытательное напряжение составляет

$$U_{исп} = 2{,}25U'_л + 2\ \text{kV},$$

где $U'_л$ — номинальное напряжение у генераторного конца линии.

Сравнивая нормы VDE и AIEE, можно видеть, что нормы VDE требуют большего запаса изоляции на

низких напряжениях. Для напряжений же 100 kV и выше, наоборот, американские нормы требуют более высокого запаса прочности.

Стремление дать больший запас электрической прочности на низких напряжениях вполне естественно, так как при небольших размерах изоляторов возможны сильные изменения их изоляционных характеристик при попадании на поверхность изоляторов посторонних предметов (пыль, краска, компаунд и т. п.). При больших размерах изоляторов эти обстоятельства играют значительно меньшую роль, но все же с загрязнением изоляторов приходится считаться и на высоких напряжениях.

Существуют такие районы, где на поверхности изоляторов оседает большое количество всякого рода проводящих или полупроводящих веществ. При увлажнении эти вещества становятся довольно хорошо проводящими, что ведет к перекрытию изоляций линий передач и аппаратуры. В этих случаях приходится прибегать к специальным конструкциям изоляторов и предъявлять к изоляции более высокие требования.

Весьма важным является также надежность изоляции аппаратов и при импульсных воздействиях напряжений, которым они подвергаются в эксплоатации. Импульсные перенапряжения могут быть внутреннего происхождения, возникая вследствие различных коммутационных операций. Такие перенапряжения достигают пяти-шестикратного значения от фазового напряжения системы.

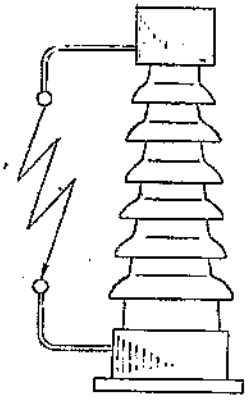
Другие перенапряжения также импульсного характера, но еще более кратковременные, имеют атмосферное происхождение и доставляют особенно много неприятностей в грозовой сезон. Эти перенапряжения, если не принимать защитных мер, могут достигать очень высоких значений (10—20-кратного от фазового).

В качестве таких защитных мер применяются разрядники, причем тогда уровень изоляции аппаратов при воздействии импульсных перенапряжений устанавливается в зависимости от защитного действия разрядников.

Для оценки импульсной прочности аппаратуры принимается обычно стандартная волна напряжения 1/50 (VDE) или 1,5/40 (СССР); это означает, что волна достигает амплитудного значения в 1 или 1,5 μsec, а спад ее до 50% от амплитудного значения происходит за 50 или 40 μsec.

Нормы VDE предусматривают значения импульсной прочности всех аппаратов при положительной волне 1/50, приведенные в табл. III,1.

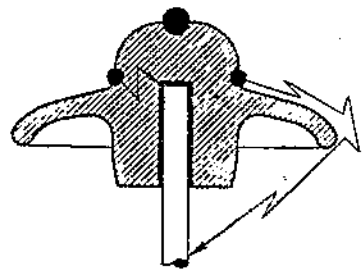
Аппарат считается выдержавшим испытание, если на его изоляции при указанных выше напряжениях появляется не более 50% разрядов. Остальные 50% или более могут иметь место на измерительном искровом промежутке, включенном параллельно испытуемому аппарату.



Фиг. III,4.

В табл. III,1 приведены данные относительно импульсной прочности защитных промежутков, подключаемых параллельно изоляции аппарата для наружной установки (фиг. III,4). Это делается из тех соображений, чтобы при перенапряжениях перекрытие произошло не по изоляторам, которые могут повредиться, а на искровом промежутке. Защитные промежутки часто устанавливаются непосредственно на изоляторах выключателей, разъединителей и т. п. и имеют вид изогнутых стержней, оканчивающихся небольшими шарами. Уровень разрядного напряжения для защитного промежутка берется более низким, чем для изоляции аппарата. Такие защитные искровые промежутки носят название координирующих промежутков. Иногда эти промежутки выносятся отдельно и являются уже тогда самостоятельными аппаратами, устанавливаемыми на подстанциях.

Для защиты установок от перенапряжений служат разрядники, снабженные искровыми промежутками и токоограничивающими сопротивлениями. В отличие от координирующих промежутков разрядники способны обрывать дугу на искровом промежутке.



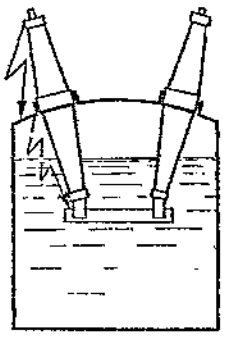
Фиг. III, 5.

При размещении уровней изоляции в том или ином аппарате необходимо соблюдать известную целесообразность. Например, простой штыревой изолятор (фиг. III,5) должен быть так сконструирован, чтобы разряд при перенапряжении произошел не в толще изолятора, а по поверхности, так как пробой толщи изолятора сразу выводит его из строя, в то время как разряд по поверхности может не причинить еще никакого повреждения. Очевидно также, что более желательно иметь разряд по поверхности изолятора масляного выклю-

Таблица III,1

	Номинальное напряжение $kV_{эфф}$	1	3	6	10	20	30	45	60	110	150	220
Импульсная прочность в kV	Аппараты для внутренней установки . .	40	60	80	90	115	150	200	260	430	—	—
	Аппараты для наружной установки . .	—	—	—	115	150	200	260	320	530	760	1130
	Защитный параллельный промежуток для аппаратов наружной установки . . .	—	—	—	90	130	165	220	270	450	585	820

чателя (фиг. III,6 сплошная стрелка), чем пробой его или перекрытие изолятора внутри бака. Пробой изолятора выводит аппарат из строя, а перекрытие внутри бака может повести к взрыву выключателя.



Фиг. III,6.

III, 3. РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ЧАСТЯМИ АППАРАТОВ, НАХОДЯЩИМИСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

1. Расстояния в воздухе. Воздух представляет собой довольно хорошую естественную изоляцию. Разрядное напряжение в воздухе сильно зависит от формы электродов. Если электродами являются шаровые поверхности, то с уменьшением диаметра шаров разрядное напряжение уменьшается. Наименьшее разрядное напряжение при промышленной частоте получается, когда одним электродом является острие, а другим — плоскость.

При больших расстояниях между электродами в воздухе (а также и в масле) разрядные напряжения приближаются к разрядному напряжению между иглами. Наиболее осторожно при выборе расстояний в воздухе принимать, что один электрод является острием, а другой плоскостью, правда от этого правила можно отступить, когда известна форма электродов, например, при выборе изоляции между выводами масляного выключателя или трансформатора, где они приближаются к форме двух игл.

Электрическая прочность воздуха является величиной приблизительно постоянной и изменяется вследствие колебания давления, влажности и температуры лишь в незначительных пределах.

Формула, выражающая зависимость пробивного градиента воздуха от давления и температуры, имеет вид

$$E = 21\,\frac{h(273+20)}{760(273+\Theta)}\ \text{kV}_{\text{эфф}}/\text{cm},$$

где h — давление в мм рт. ст.; Θ — температура в °С.

Зависимости разрядных напряжений при 50 Hz между электродами игла-игла и игла-плоскость по данным трансформаторной лаборатории ВЭИ приведены на фиг. III,7. Для электродов игла-игла пробивное напряжение может быть представлено следующей простой формулой

(для $S \geqslant 30$ cm):

$$U = 5 + 3{,}75\ S\ \text{kV}_{\text{эфф}},$$

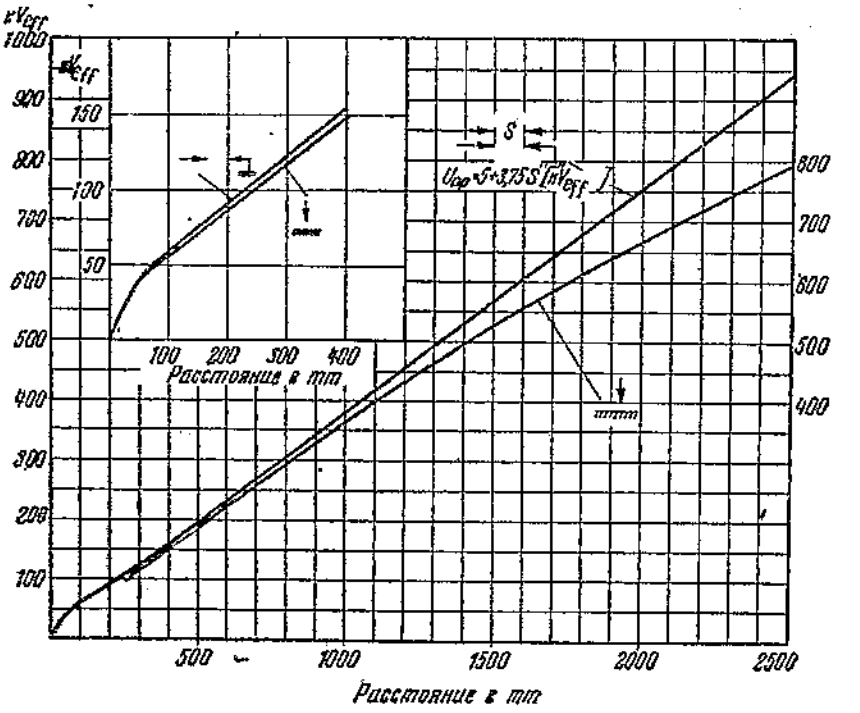
где S — расстояние между электродами в cm.

На той же фиг. III,7 даны зависимости разрядных напряжений для небольших расстояний

$$S \leqslant 50\ \text{cm}.$$

При выборе изоляционных расстояний в воздухе необходимо также считаться с импульсными разрядными напряжениями для различных расстояний.

Зависимость разрядных напряжений при стандартной волне положительной полярности 1,5/40 μsec для электродов игла-плоскость в зависимости от расстояния между ними S, полученные в трансформаторной лаборатории ВЭИ, может быть представлена следующей формулой (для $S \geqslant 40$ cm):



Фиг. III,7.

$$U = 50 + 4{,}86\ S\ \text{kV}_{\text{эфф}}.$$

Волны перенапряжений, приходящие по воздушным линиям сети, могут быть и положительного и отрицательного знака, поэтому при выборе изоляционных расстояний необходимо считаться с той полярностью волны, которая требует больших расстояний при том же разрядном напряжении.

При осторожном подходе к выбору изоляционных расстояний, когда форма электродов неопределенна, следует ориентироваться на случай электродов игла-плоскость при положительной падающей волне. Этот случай требует наибольших расстояний в

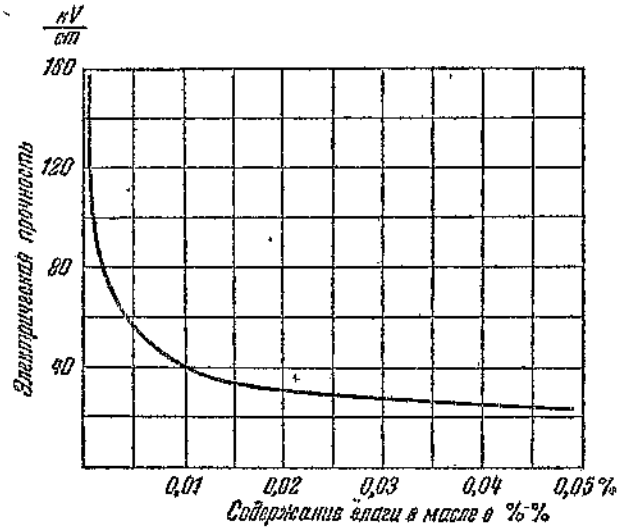
воздухе. Германский союз электротехников (VDE) установил электрические расстояния для воздушной изоляции аппаратов внутренней и наружной установки и расстояния между электродами защитных промежутков, приведенные в табл. III,2.

Таблица III,2

Номинальное напряжение аппарата kV эфф.		1	3	6	10	20	30	(45)	60	10	150	220	400
Расстояние между фазами, контактами одной и той же фазы и на землю в mm	Аппараты внутренней установки	40	75	100	125	180	260	360	470	800	—	—	—
	Аппараты наружной установки .	—	—	—	180	260	360	470	580	1 000	1 450	2 200	—
	Искровой промежуток (параллельно) . . .	—	—	—	110	170	235	330	420	750	1 000	1 450	—

2. Расстояния в масле. Минеральное масло является в высоковольтной аппаратуре одним из наиболее распространенных видов изоляции. Масло является хорошим изолятором и в то же время весьма активной средой для гашения дуги, вследствие чего оно нашло применение и в масляных выключателях.

Электрические свойства минерального или так называемого трансформаторного масла в сильной степени зависят от его чистоты; особенно сильно электрическая прочность масла зависит от присутствия в нем влаги (фиг. III,8). Весьма интересна зависимость прочности масла при промышленной частоте от температуры (фиг. III,9 кривая A). Сначала прочность масла повышается, вероятно, в связи с испарением влаги из масла. После 80 — 100°C прочность понижается, повидимому, вследствие разложения масла и образования в нем частиц углерода. На той же фигуре дана прочность масла в зависимости от температуры при импульсах (кривая B).



Фиг. III,8.

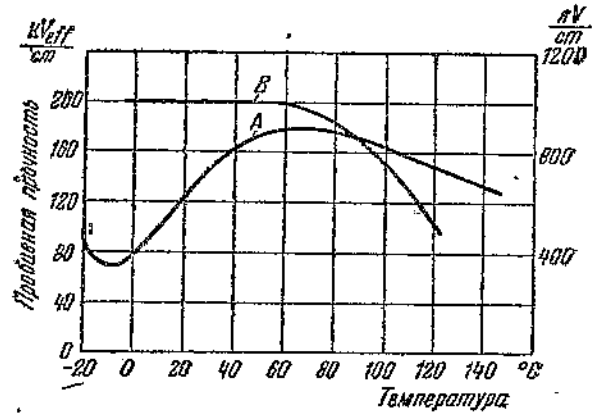
С увеличением давления прочность масла увеличивается. Эта зависимость приблизительно выражается формулой

$$E = 18{,}5 + 0{,}02\,h \text{ kV/mm},$$

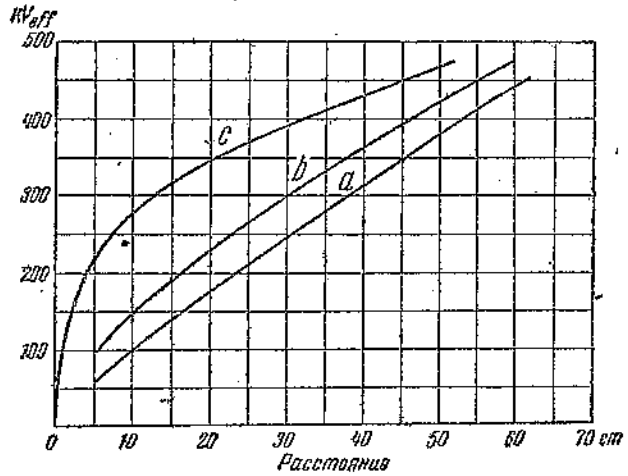
где h—давление в mm рт. ст.

Пробивное напряжение масла сильно зависит от формы электродов, расстояния между ними и в очень сильной степени от характера приложенного напряжения.

На фиг. III,10 представлены зависимости прочности трансформаторного масла от расстояния между электродами для электродов игла-плоскость (кривая a), игла-игла (заземленная) (кривая b)



Фиг. III,9.



Фиг. III,10.

и для шара-плоскость (диаметр шара 12,5 cm) (кривая c). При малых расстояниях между электродами очень заметное влияние на пробивное напряжение масла оказывает время приложения напряжения; например, при расстоянии между шарами в 2,5 cm электрическая прочность масла может оказаться при

трехминутном испытании равным 140 kV, а при десятиминутном испытании уже только 60 kV.

При определении расстояний в масле, например, в масляном выключателе, следует ориентироваться ради осторожности на случай электродов игла-плоскость, который дает наименьшее пробивное напряжение, как это следует из фиг. III.10.

Для конструирования высоковольтной аппаратуры весьма важно знать электрическую прочность масла при импульсных воздействиях волн перенапряжений. По данным ВЭИ пробивное напряжение масла при импульсах для электродов острие-плоскость, находящихся друг от друга на расстоянии более 10 cm, при волне 1,5/40 μsec и положительной полярности острия выражается формулой

$$U_{пр} = 51 S^{0,73} \text{kV}_{\max},$$

где S — расстояние между электродами в cm.

Влияние полярности при электродах шар-плоскость незначительно. При положительной полярности шара пробивное напряжение несколько выше по сравнению с отрицательной полярностью, но этим увеличением практически можно пренебречь.

При импульсном характере приложенного напряжения прочность масла значительно выше, чем при промышленной частоте.

III,4. ИЗОЛЯТОРЫ

Изоляторами называются приспособления, осуществляющие изоляционные и механические функции, например, изоляцию и поддержание шин распределительных устройств, укрепление и изоляцию вводов в аппараты и трансформаторы и т. п. Все изоляторы можно разделить на следующие группы: 1) станционные, 2) аппаратные и 3) линейные.

Станционные изоляторы служат для оборудования распределительных устройств станций и подстанций. Изоляторы второй группы являются составными элементами аппаратов и обычно в каждом отдельном случае имеют специальные формы. Линейные изоляторы служат для изоляции проводов линий передач и разделяются в свою очередь на штыревые и подвесные.

Аппаратные и станционные изоляторы можно разделить в свою очередь на: 1) опорные, т. е. предназначенные для поддержания токоведущих частей, и 2) проходные, т. е. служащие для проведения токоведущих частей внутрь аппаратов или сквозь стены зданий.

Опорные и проходные изоляторы в зависимости от того, предназначаются ли они для установки внутри зданий или на открытом воздухе, имеют различную конструкцию.

Все изоляторы должны удовлетворять целому ряду требований.

Для аппаратуры низкого напряжения эти требования главным образом сводятся к тому, чтобы изолятор был механически достаточно прочен, дешев, влагоустойчив и удобен для обработки и изготовления.

Высоковольтная техника предъявляет к изоляторам еще ряд важных требований, а именно:

1) высокую электрическую прочность при одновременном приложении значительных механических нагрузок;

2) сохранение изоляторами для наружных установок изолирующих свойств при переменных атмосферных условиях (дождь, туман, снег, гололед, загрязнение и т. д.);

3) способность надежно противостоять колебаниям температуры в пределах наблюденных при эксплоатации аппаратов. Колебания возможны от — 40 до + 90°C и более в зависимости от вида изоляции и условий работы аппарата.

Наибольшее распространение в качестве материалов для изоляторов получили: фарфор, бакелизированная бумага, текстолит и дерево.

Из фарфора выполняются опорные и проходные изоляторы для распределительных устройств и аппаратов. В проходных изоляторах высокого напряжения с масляным наполнением и бакелизированной бумагой фарфор служит обычно покрышкой, обеспечивая надежную внешнюю изоляцию. Фарфор удовлетворяет основным требованиям высоковольтной техники, но имеет и ряд недостатков, не позволяющих использовать его в отдельных случаях. К таким недостаткам следует отнести: хрупкость, плохую устойчивость при динамических нагрузках (при работе на растяжение), слабую термическую устойчивость, трудность обработки. В силу этих причин для тяг, рычагов, гасительных камер выключателей и пр. применяют такие материалы, как бакелизированную бумагу, текстолит и дерево.

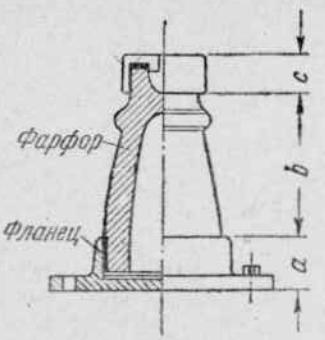
Недостатком изоляторов, выполняемых из бакелизированной бумаги и текстолита, является их сравнительно низкая влагостойкость, вследствие чего бакелитовая и текстолитовая изоляция применяется главным образом для работы под маслом. Для аппаратуры, устанавливаемой в закрытых помещениях, из этих материалов при условии хорошего лакового покрытия делают части аппаратов и не погруженные под масло. При недоброкачественном покрытии, как показал опыт эксплоатации, возможно отсыревание деталей с последующим пробоем.

Дерево в натуральном виде почти никогда не применяется, так как оно обладает склонностью к поглощению влаги. Если же дерево после хорошей просушки подвергается пропитке в льняном масле или бакелитовом лаке, то оно приобретает высокую электрическую прочность (около 5—6 kV/mm). Наибольшее распространение получили следующие сорта дерева: клен, бук, граб и береза. Дерево, как правило, применяется для деталей аппаратов, находящихся под маслом.

III,5. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ИЗОЛЯТОРОВ

Опорные изоляторы, которые обычно выполняются из фарфора, представляют собой тело вращения с утолщением к основанию (тело равного сопротивления). Наиболее распространенный вид опорного

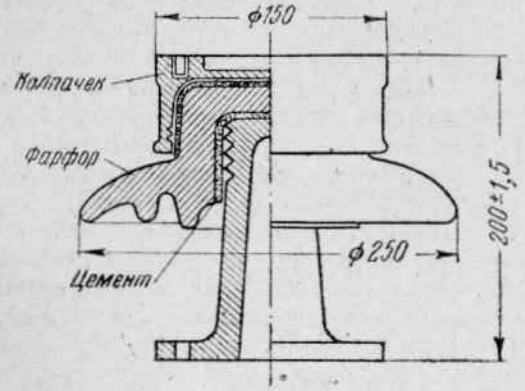
изолятора представлен на фиг. III,11. На верхнем его конце укреплен колпачок, к которому прикрепляются те или иные детали, находящиеся под напряжением. Нижний конец заделан в металлическом основании (фланце), с помощью которого и болтов изолятор укрепляется на стене, раме и т. д. Внутренняя полость изолятора защищена от загрязнения и увлажнения соответствующими уплотнениями.



Фиг. III,11.

Расстояние между верхней и нижней армировками изолятора (размер b фиг. III,11) зависит главным образом от рабочего напряжения. Данные о фарфоровых изоляторах, изготовляемых союзными заводами, приведены в приложениях в конце книги.

Изоляторы для наружных установок работают в значительно более тяжелых условиях, чем изоляторы, предназначенные для внутренних установок. Ухудшение условий работы изоляторов, стоящих под открытым небом, происходит из-за их загрязнения уносами производства, смачивания водой и т. д. Получение нужных изолирующих свойств требует развития поверхности изолятора — увеличения разрядного пути. Это достигается или увеличением высоты изолятора или созданием ребер на его поверхности.

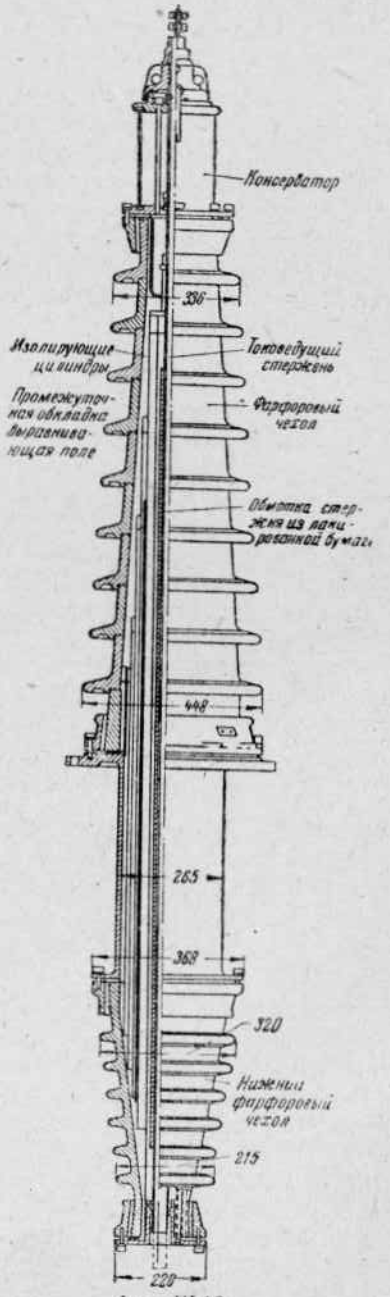


Фиг. III,12.

На фиг. III,12 показан разрез опорного штыревого изолятора 10 kV для наружной установки. Изолятор имеет сильно развитую боковую поверхность, часть которой хорошо защищена от смачивания дождем. Трудность изготовления штыревых изоляторов на очень высокие напряжения заставляет в этих случаях применять колонки из нескольких изоляторов, поставленных друг на друга; так колонка на 110 kV собирается из трех 35-kV штыревых изоляторов.

Проходные изоляторы. Простейший проходной изолятор был показан на фиг. III,1. Он состоит из фарфорового тела вращения, внутри которого имеется сквозная полость, воздух которой используется как изолирующая среда. Через внутреннее отверстие проходит нарезанный с обоих концов токоведущий стержень, снабженный гайками для присоединения проводников или шин. Средняя часть проходного изолятора является наиболее слабым местом, так как фланец, сидящий на изоляторе, имеет кромки, на которых начинается образование короны. Для уменьшения градиента потенциала на стержне, т. е. для увеличения пробивного напряжения, стержни изоляторов для номинальных напряжений 35 kV снабжаются бакелитовыми трубками.

Для очень высоких напряжений проходные изоляторы имеют более сложное конструктивное выполнение, например, наполняются маслом (фиг. III,13).



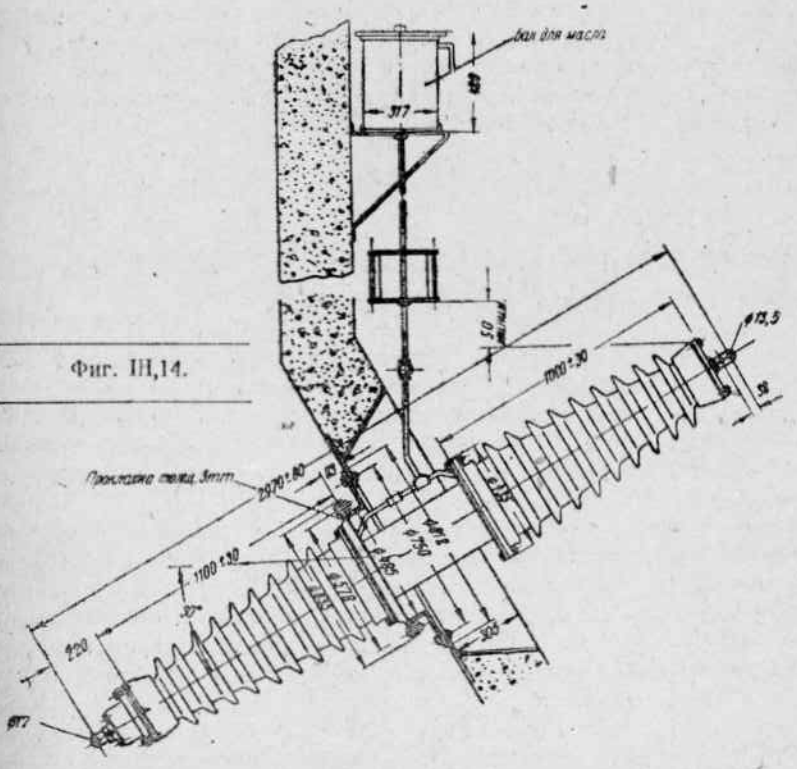
Фиг. III,13.

Таблица III,3

Тип бушинга	Тип выключателя	kV	Эскиз и масштаб	Вес в kG		
				Бушинга	Наполнения	Общий
Фарфоровый наполненный компаундом . . .	МКП-76	35		55	2	57
Фарфоровый маслоналивной	МКП-160	110		300	32	332
Фарфоровый маслоналивной	МКП-274	220		1 156	487	1 643
Фарфоровый маслоналивной	Для трансформатора на 400 kV	380 400	0 1,0 2,0 3,0 4,0 5,0 6,0 7,0 8,0 м	3 118	1 761	4 879

Масло оказывает весьма благоприятное действие, повышая электрическую прочность и более интенсивно охлаждая фарфор. Для затруднения разрядов сквозь масло проходные изоляторы снабжаются обкладками, выравнивающими поле, и барьерами в виде нескольких концентрических цилиндров из бакелизированной бумаги. Фиг. III,13 представляет проходной изолятор на 132 kV (фирмы GEC).

Хорошим средством для выравнивания градиентов около проходного стержня и увеличения пробивного напряжения является осуществление проходных изоляторов конденсаторного типа.



Фиг. III,14.

Такие изоляторы применяются, например, в союзных масляных выключателях на 110 и 220 kV (серия МКП завода «Электроаппарат», см. фиг. IX, 13). Конденсаторные обкладки в них чередуются со слоями бакелизированной бумаги и рассчитываются так, чтобы емкости между отдельными цилиндрами оставались примерно постоянными. Последнее достигается изменением высоты цилиндров по мере увеличения их радиуса. Очевидно, что при одинаковых изоляционных прослойках между слоями станиоля градиенты вдоль всей толщи изолятора останутся одинаковыми.

Проходные изоляторы, употребляемые в качестве вводов в баки включателей, называют часто „бушингами"[1].

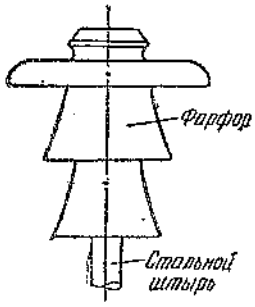
Сравнительные данные о габаритах и весах проходных изоляторов масляных выключателей высокого напряжения даны в табл. III,3.

При проходах сквозь наружные стены зданий применяются специальные так называемые линейные выводы. Для напряжения до 35 kV эти выводы выполняются без наполнения маслом. Для 110 kV и выше применяется масляное наполнение внутренней полости втулки. Горизонтальные и наклонные проходные изоляторы с масляным наполнением (фиг. III,14) снабжаются специальным баком и указателем уровня масла, соединенными трубопроводом со средней заземленной частью проходного изолятора. Один бак и указатель уровня могут обслуживать три вывода, стоящие рядом (на одном уровне). На фиг. III,14 показан наклонный линейный вывод на 110 kV, пригодный как для вывода наружу, так и для внутренней установки.

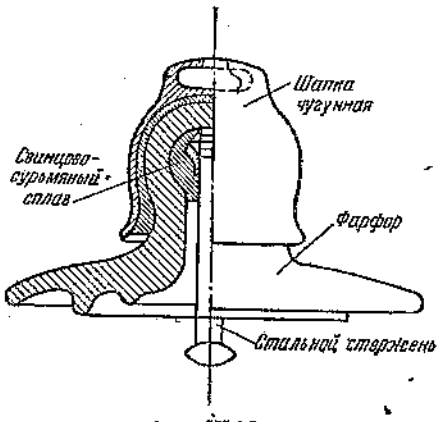
Линейные изоляторы, как уже отмечалось, можно разделить на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы (фиг. III,15) применяются на воздушных линиях и открытых

[1] Bushing (англ.)— изолирующая втулка.



Фиг. III,15.



Фиг. III,16.

подстанциях при напряжениях до 35 kV. Начиная с 35 kV и выше широкое распространение нашли тарельчатые подвесные изоляторы, которые собираются в гирлянды. Число изоляторов в гирлянде выбирается в соответствии с напряжением установки. На фиг. III,16 показан один подвесной изолятор. Подвесной изолятор имеет шапку из ковкого чугуна, зацементированную на фарфоре. Стальной стержень залит свинцовосурьмяным сплавом и имеет на свободном конце расширение, заходящее в шапку следующего элемента при образовании гирлянды. Подвесные изоляторы способны воспринимать большие усилия и находят широкое применение на линиях и подстанциях напряжением 35 — 220 kV.

III,6. СТАРЕНИЕ ИЗОЛЯТОРОВ

Фарфор изоляторов, находящихся в эксплоатации, со временем подвергается так называемому старению. Причины старения различны; играет роль механическая нагрузка, электрическое напряжение и температурные колебания. Все эти причины в конечном итоге ведут к потере электрических и механических свойств фарфора, и изолятор выбывает из строя.

Старение изоляторов может быть также следствием недоброкачественности фарфора, например, пористость фарфора способствует его скорейшему разрушению. Усовершенствование технологии производства фарфора и его армирования значительно увеличило срок службы изоляторов в эксплоатации. Существенное значение для повышения срока службы изоляторов играет правильный подбор коэфициентов температурного расширения фарфора и глазури. Старение фарфора обычно бывает неравномерным по годам его службы. В первый год это явление почти не проявляется, а затем число дефектных изоляторов начинает постепенно расти.

Старение изоляционных деталей электрических аппаратов, выполненных из волокнистого материала (бакелизированная бумага, текстолит), способно проявляться в значительно более резкой степени, несмотря на то, что этого рода изоляция применяется только для аппаратов внутренней установки. Основной причиной здесь является отсыревание материала и появление токов проводимости. Для увеличения срока службы изоляторов, выполненных из волокнистых материалов, рекомендуется особенно бережно относиться к их лаковому покрову и время от времени возобновлять слой лака на поверхности изолятора. Весьма полезна перед покрытием деталей из волокнистого материала их предварительная просушка.

Срок службы изоляционных деталей из бакелита и текстолита зависит от исходного качества этих материалов, т. е. от технологического процесса и качества применяемых основных составных частей (бумаги, ткани).

ГЛАВА IV

НАГРЕВ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ПРИ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ И ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ[1]

IV,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Ток, проходя по проводникам (токоведущие части аппаратов, ошиновка распределительных устройств, кабели), выделяет в них тепловую энергию, вследствие чего происходит их нагревание. Кроме непосредственного нагревания проводников происходит еще нагревание близлежащих металлических частей, особенно выполненных из магнитных материалов (стальные конструкции для крепления изоляторов и аппаратов, стальные и чугунные крышки и кожухи аппаратов и т. п.) в результате потерь от токов Фуко и гистерезиса.

Одним из условий надежной работы всякой электрической установки является правильный выбор всех аппаратов и связывающих их токоведущих частей в отношении нагрева при различных режимах работы. Следует различать два основных режима нагрева проводников и аппаратов.

Первый режим — длительное нагревание рабочим током. Это нормальный режим, характеризуемый наступлением теплового равновесия (равенство количества тепла, выделяемого током в проводнике и отдаваемого в окружающую среду), при котором проводник приобретает определенную установившуюся температуру.

Второй режим — кратковременное нагревание током короткого замыкания. Это аварийный режим, характеризуемый быстрым повышением температуры проводника, прекращающимся лишь после отключе-

[1] Материалы для составления главы IV заимствованы из книги: Буткевич Ю. В. и Мелькумов А. М. „Аппаратура распределительных устройств высокого напряжения", и других источников.

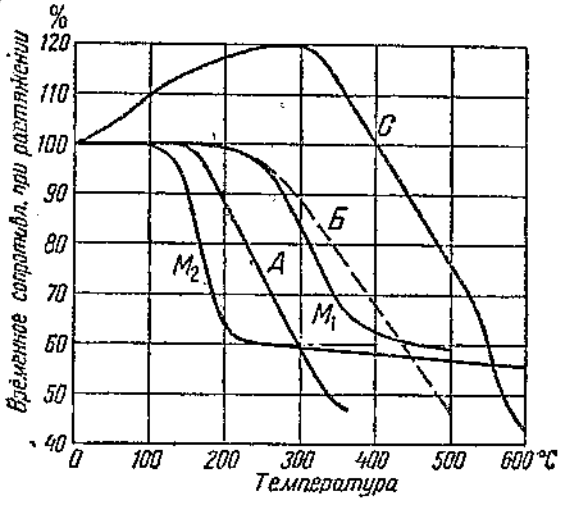
ния короткого замыкания. Ввиду кратковременности процесса короткого замыкания условия теплового равновесия не успевают наступить и в течение всего процесса температура проводника непрерывно повышается.

Целью всех тепловых расчетов проводников и аппаратов распределительных устройств является проверка, не выходят ли температуры их различных элементов за допустимые пределы. На основании многочисленных опытов установлено, что эти пределы различны для нормальных (длительное нагревание) и аварийных (кратковременное нагревание) режимов.

IV,2. ДОПУСКАЕМЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И АППАРАТОВ

Допускаемые максимальные температуры неодинаковы для различных частей аппаратов. Они в основном ограничиваются: 1) механической прочностью металлических частей; 2) качеством контактных соединений; 3) теплостойкостью изоляции.

На фиг. IV,1 представлена зависимость временного сопротивления растяжению некоторых металлов



Фиг. IV,1.

(*А*—алюминий, *Б*—бронза, *С*—сталь, M_1 и M_2—медь) от температуры нагрева. Как видно, механическая прочность металлов резко падает с повышением их температуры сверх определенного значения, при этом для длительных и кратковременных нагревов резкое уменьшение прочности наступает при различных температурах. Например, длительный нагрев меди до температуры более 150°С (кривая M_2) обусловливает отжиг металла и потерю им механической прочности. При кратковременных нагревах (кривая M_1) резкое падение прочности меди начинается лишь при температурах порядка 250—300°С.

В отношении изменения сопротивления неподвижных контактов при длительном нагревании лабораторные опыты показывают, что особенно сильное окисление контактов и связанное с этим увеличение их переходного сопротивления происходит при нагревании до температуры свыше 70—75°С. Вследствие этого в союзных нормах температура длительного нагрева контактных соединений 75°С указана в качестве предельной. Эта же температура была принята до войны за максимально допускаемую при составлении таблиц допускаемых нагрузок голых шин (приложения 11—13), так как ошиновка распределительных устройств имеет большое количество жестких болтовых контактных соединений.

В условиях военного времени допускаемая температура контактных соединений шинных конструкций с медными и алюминиевыми шинами принимается равной 90°С; вследствие этого допускаемые токовые нагрузки на голые шины возрастают примерно на 17% по сравнению с нагрузками, допускавшимися до войны (приложения 11 и 12). Опыт эксплоатации контактов при повышенных против существующих норм температурах позволит получить окончательное суждение о том, какие температуры следует считать предельными для надежной работы контактных соединений.

Предельный нагрев изолированных токоведущих частей (например, кабелей) лимитируется тем обстоятельством, что при высоких температурах происходит значительное увеличение потерь в диэлектрике и сопутствующее этому уменьшение электрической прочности изоляции.

Для аппаратов распределительных устройств применяется изоляция различных типов. В соответствии с проектом ОСТ на нагрев высоковольтных аппаратов различают следующие классы изоляции:

Класс О. Волокнистые материалы, непропитанные и непогруженные в масло (бумага, пряжа, шелк, прессшпан и т. п.), а также проходные изоляторы из бакелизированной бумаги.

Класс А. Волокнистые материалы (см. класс О), пропитанные и погруженные в масло, а также изделия из бакелизированной бумаги (кроме проходных изоляторов), пропитанное дерево и эмаль для покрытия проводников.

Класс В. Препараты из слюды, асбеста и тому подобных материалов со связующими веществами.

Класс С. Слюда, фарфор, стекло, кварц и тому подобные неорганические материалы.

Теплостойкость этих четырех классов изоляции различна и возрастает от класса О к классу С.

В табл. IV,1 приведены значения наибольших допускаемых температур длительного и кратковременного нагрева для изоляции различных классов и для других элементов аппаратов, рекомендуемые проектом ОСТ на нагрев высоковольтных аппаратов.

Эти нормы служат исходными при тепловых расчетах токоведущих частей распределительных устройств и отдельных элементов аппаратов.

Тепловые расчеты для токоведущих частей распределительных устройств могут быть произведены достаточно точно; расчеты же отдельных элементов аппаратов без учета их взаимного теплового влияния могут служить лишь для суждения о том, какой из этих элементов является наиболее слабым местом аппарата в отношении нагрева.

Таблица IV,1

Части аппаратов	Наибольшая допускаемая температура				Примечание
	длительно	кратковременно			
		сталь	алюминий и его сплавы	медь и ее сплавы	
Голые несоприкасающиеся с изоляцией токоведущие и нетоковедущие части	110	400	200	300	Температура окружающей среды принимается равной +35°C
Изолированные и соприкасающиеся с изоляцией токоведущие части					
При изоляции класса:					
O	90	200	200	200	
A	105	250	200	250	
B	110	300	200	300	
C	110	400	200	300	
Голые токоведущие части в масле	90	250	200	250	
То же, в компаунде	90	200	200	200	
Неподвижные и неразъемные контактные соединения	75	400	200	300	
Подвижные контактные соединения	75	Не должно иметь место приваривание			
Масло трансформаторное (для всех аппаратов кроме выключателей) в верхнем слое	90	—	—	—	
То же, для выключателей	75	—	—	—	

Точный расчет температур во всех частях аппаратов представляет большие трудности ввиду разнообразия форм деталей и материалов, применяемых в аппаратах, и сложности их взаимного сочетания. Новые типы аппаратов необходимо поэтому подвергать испытаниям на нагрев при различных режимах работы. Только в результате этих испытаний могут быть установлены величины допускаемых (с точки зрения нагрева) токов для этих аппаратов.

IV, 3. НАГРЕВ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ АППАРАТОВ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Количество тепла (в Wsec), выделенного за время dt током I, при его прохождении по однородному проводнику может быть выражено уравнением

$$dQ = I^2 R \cdot dt.$$

Это тепло частью идет на повышение температуры проводника, а частью отдается в окружающую среду вследствие разности температур проводника и окружающей среды.

Количество тепла, затраченного на повышение температуры проводника на величину $d\vartheta$, определяется выражением

$$dQ_1 = G \cdot c \cdot d\vartheta,$$

где G — вес проводника в kG;

c — удельная теплоемкость материала проводника в W sec/G° C.

Количество тепла, отдаваемого за время dt в окружающую среду, может быть определено по формуле Ньютона

$$dQ_2 = k \cdot F \cdot (\vartheta - \vartheta_0) \cdot dt,$$

где k — сложный коэфициент в W/cm² C, учитывающий все виды теплоотдачи (т. е. теплоотдачу при помощи теплопроводности, конвекции и лучеиспускания), называемый обычно коэфициентом теплоотдачи;

F — поверхность проводника в cm²;

ϑ и ϑ_0 — температуры проводника и окружающей среды в °C.

Общий баланс тепловой энергии однородного проводника, обтекаемого током, выражается дифференциальным уравнением

$$dQ = dQ_1 + dQ_2,$$

или

$$I^2 R dt = Gcd\vartheta + kF(\vartheta - \vartheta_0) \cdot dt. \qquad \text{(IV,1)}$$

Для условий нормального режима, когда температура проводника меняется в небольших пределах, можно принять, что сопротивление проводника R, теплоемкость материала проводника c и коэфициент теплоотдачи k представляют собой постоянные величины. При этом допущении решение уравнения (IV,1) дает выражение

$$\vartheta - \vartheta_0 = \frac{I^2 \cdot R}{k \cdot F}\left(1 - e^{-\frac{kF}{Gc}t}\right), \qquad \text{(IV,2)}$$

Из уравнения (IV,2) величина установившегося перегрева $(\vartheta_y - \vartheta_0)$, полагая $t = \infty$, найдется равной

$$\vartheta_y - \vartheta_0 = \frac{I^2 \cdot R}{k \cdot F}, \qquad \text{(IV,3)}$$

Обозначая через

$$T = \frac{G \cdot c}{k \cdot F}, \qquad \text{(IV,4)}$$

можем уравнение (IV,2) привести к виду

$$\vartheta - \vartheta_0 = \frac{I^2 R}{kF}\left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right) =$$

$$= \left(\vartheta_y - \vartheta_0\right) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right), \qquad \text{(IV,5)}$$

где $\vartheta_y - \vartheta_0$ — установившаяся температура перегрева поверхности нагретого тела.

Величина T носит название **постоянной времени нагрева** и представляет собой отношение тепловоспринимающей способности тела к его теплоотдающей способности.

Из уравнения (IV,3) следует, что установившийся перегрев тела зависит при прочих равных условиях от величины тока, т. е. разным токам будет соответствовать и разный установившийся перегрев. Графическое изображение уравнения (IV,5) для случая,

когда $\vartheta_0=0$, для двух значений тока, приведено на фиг. IV,2. Как видно, перегрев $(\vartheta-\vartheta_0)$ асимптотически приближается к установившейся величине, которая теоретически достигается через бесконечно большое время t.

Если предположить, что процесс нагрева происходит без отдачи тепла в окружающую среду, то основное уравнение нагрева (IV,1) примет вид:

$$I^2R\cdot dt=G\cdot c\cdot d\vartheta,$$

а его решение дает

$$\vartheta-\vartheta_0=\frac{I^2R}{G\cdot c}t. \qquad (IV,6)$$

Последнее выражение показывает, что при отсутствии теплоотдачи в окружающую среду температура проводника изменяется прямо пропорционально времени.

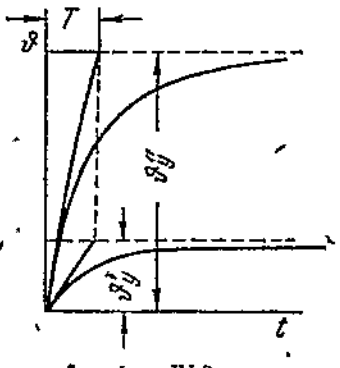
Графически уравнение (IV,6) представляет прямую, касательную к кривой нагрева, проведенную из начала координат (фиг. IV,2).

При $t=T=\frac{Gc}{kF}$ уравнение (IV,6) принимает вид:

$$\vartheta-\vartheta_0=\frac{I^2R}{k\cdot F},$$

соответствующий выражению (IV,3) для условий установившегося температурного режима.

Следовательно, окончательный перегрев проводника при наличии отдачи тепла окружающей среде всегда получается равным тому перегреву, который получил бы проводник, лишенный теплоотдачи в окружающую среду, за промежуток времени, равный постоянной времени нагрева. Постоянная времени T, как следует из выражения (IV,4), не зависит от тока, а зависит лишь от материала и поверхности проводника. При допущении, что теплоемкость c и коэфициент k с изменением перегрева не меняются, величина T для одного и того же проводника будет постоянной. Последнее видно из фиг. IV,2, где постоянная времени при разных токах не изменяется; меняется лишь скорость нарастания температуры в проводнике $\left(\frac{d\vartheta}{dt}\right)$, увеличивающаяся при увеличении тока.



Фиг. IV,2.

Постоянные времени для некоторых аппаратов и их деталей (по данным завода „Электроаппарат") приведены в табл. IV,2.

Таблица IV,2

Наименование детали или аппарата	Пределы установившейся температуры перегрева в °С	Постоянная времени T в минутах
Круглые голые стержни диаметром 30—35 mm . . .	20—70	40—110
Стержень диаметром 38 mm в бакелитовой втулке	40—45	60—80
Полосы красной меди	30—35	35—60
Разъединитель на 2 000 А . .	20	45

Приведенные цифры могут служить для представления лишь о порядке величин постоянных времени, так как они зависят в сильной степени от условий производства испытаний.

IV, 4. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ОДНОРОДНЫХ ПРОВОДНИКОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОМ ПРОТЕКАНИИ ТОКА

При длительном протекании тока по проводнику последний достигает установившегося перегрева, определение которого является целью тепловых расчетов для нормального режима. Предполагается при этом, что по проводнику протекает номинальный ток I_n, т. е. ток, на который должна быть рассчитана токоведущая часть при длительной работе.

В соответствии с выражением (IV,3) установившийся перегрев определяется уравнением

$$\vartheta_y-\vartheta_0=\frac{I_n^2\cdot R_{\vartheta_y}}{k\cdot F}, \qquad (IV,7)$$

где R_{ϑ_y} — сопротивление проводника в Ω при установившейся температуре проводника.

Это же соотношение может быть получено и из основного уравнения нагрева (IV,1), преобразованного для условий теплового равновесия (все тепло, выделяемое в проводнике, отдается в окружающую среду):

$$I_n^2R_{\vartheta_y}=k\cdot F\cdot(\vartheta_y-\vartheta_0)$$

или

$$\vartheta_y-\vartheta_0=\frac{I_n^2R_{\vartheta_y}}{k\cdot F}.$$

Для немагнитных материалов сопротивление проводника при постоянном токе (омическое сопротивление) определяется формулой

$$R_{\vartheta_y}=\rho_0(1+\alpha\cdot\vartheta_y)\frac{l}{S}, \qquad (IV,8)$$

где ρ_0 — удельное сопротивление металла проводника в Ωmm²/m при 0°C;

α — температурный коэфициент изменения сопротивления (равный для меди и алюминия 0,004);

l — длина проводника в m;

S — сечение проводника в mm².

Заметим, что удельное сопротивление проводника указывается обычно в справочниках при температуре в 20°C; в этом случае $R_{\vartheta y}$ определяется соотношением

$$R_{\vartheta_y}=\rho_{20^\circ C}\left[1+\alpha(\vartheta_y-20)\right]\frac{l}{S}.$$

При переменном токе активное сопротивление проводника (R_w) определяется выражением

$$R_w = R_{\vartheta_y} k_w, \qquad (IV,9)$$

где k_w — коэфициент, учитывающий увеличение сопротивления проводника вследствие явлений скин-эффекта и эффекта близости (§ IV,5).

Решая уравнение (IV,7) относительно I_n, получим

$$I_n = \sqrt{\frac{k \cdot F \cdot (\vartheta_y - \vartheta_0)}{R_{\vartheta_y}}}. \qquad (IV,10)$$

Анализ уравнений (IV,7) и (IV,10) показывает, что: 1) при одном и том же токе перегрев проводника будет тем больше, чем больше его сопротивление и чем меньше его поверхность и коэфициент теплоотдачи; 2) при заданной величине перегрева проводник может пропустить тем больший ток, чем меньше его сопротивление и чем больше его поверхность и коэфициент теплоотдачи.

Уравнения (IV,7) и (IV,10) используются для приближенных расчетов при небольших диапазонах перегревов (примерно до 100°С), когда можно с достаточной для практических целей точностью полагать, что k — коэфициент теплоотдачи — является постоянной величиной. Представление о порядке величин коэфициентов k для проводников и деталей аппаратов дает табл. IV,3, в которой приведено несколько их значений.

Таблица IV,3

Род поверхности и ее характеристика	kW/cm² °C	
	в воздухе	в масле
Горизонтальные стержни из меди диаметром 1—6 cm, поверхность окислена	1,3—0,85·10⁻³	—
Плоские шины из меди, поставленные на ребро с размерами 100×6 и 76×3 mm, поверхность окислена	0,6—0,9·10⁻³	—
Поверхность обмотки плоских реакторов, установленных вертикально	0,7—1,5·10⁻³	—
Поверхность обмотки с бумажной изоляцией	1,0—1,25·10⁻³	2,5—3,6·10⁻³
Пакет листовой стали	1,0—1,25·10⁻³	7,0—9,0·10⁻³

Использование коэфициента k для ориентировочных тепловых расчетов очень распространено в практике проектирования электрических аппаратов, где более точный учет явлений теплоотдачи часто почти невозможен.

Для однородных проводников, находящихся в воздухе, например, для шин распределительных устройств, более точный подсчет количества тепла, отдаваемого с их поверхности, не представляет особых затруднений.

Как известно, тепло отдается в окружающую среду помощью теплопроводности, лучеиспускания и конвекции. При тепловых расчетах голых проводников, помещенных в воздухе, ввиду малой теплопроводности последнего, охлаждение за счет теплопроводности обычно не учитывается. Учет этого явления приходится производить лишь при рассмотрении вопроса о нагреве изолированных проводников.

Количество тепла, отдаваемого с поверхности проводника лучеиспусканием, может быть найдено по опытной формуле Стефана и Больцмана, пригодной для проводников любой формы;

$$Q_л = 5{,}7\varepsilon\left[\left(\frac{\Theta}{1\,000}\right)^4 - \left(\frac{\Theta_0}{1\,000}\right)^4\right] \text{W/cm}^2, \qquad (IV,11)$$

где Θ и Θ_0 — температуры нагретого тела и окружающих тел в °К (обычно температура окружающих тел принимается равной температуре окружающей среды);

ε — постоянная лучеиспускания, зависящая от окраски и состояния поверхности нагретого тела (для абсолютно черного тела $\varepsilon = 1$).

Значение ε для наиболее часто встречающихся в аппаратостроении и распределительных устройствах материалов приведены в табл. IV,4.

Таблица IV, 4

Род поверхности	ε
Алюминий полированный	0,08
Медь полированная	0,15
Чугун полированный	0,25
Окисленная медь	0,5—0,6
Асбестовая бумага, белый лак, зеленая и серая краска, сажа	0,95
Черная глянцевитая краска	0,9
Фарфор глазурованный	0,924
Сталь тщательно полированная	0,267
Сталь матовая, окисленная	0,88

При учете теплоотдачи при помощи конвекции следует различать свободную и вынужденную конвекцию. Последняя имеет место при увеличенных скоростях движения газа или жидкости (например: искусственная вентиляция помещения, ветер и т. д.).

Отдача тепла при помощи свободной конвекции для наиболее простых, часто встречающихся в практике случаев может быть найдена по следующим экспериментальным формулам:

Для горизонтальных круглых проводников с диаметром $d = 1 - 8$ cm при температуре перегрева 20 — 100°С:

$$Q_к = 3{,}5 \cdot 10^{-4} \left(\frac{1}{d}\right)^{\frac{1}{4}} (\vartheta - \vartheta_0)^{1{,}25} \text{W/cm}^2. \qquad (IV,12)^1$$

Для полос, установленных на ребро, при температуре перегрева 25 — 80°С

$$Q_к = 1{,}5 \cdot 10^{-4} (\vartheta - \vartheta_0)^{1{,}35} \text{W/cm}^2. \qquad (IV,13)^1$$

Для круглых проводников в воздухе Шуриг и Фрик дают зависимость, позволяющую учитывать принуди-

[1] Формулы проверены в лабораториях завода „Электроаппарат" и имени проф. Смурова.

тельную конвекцию (если она имеет место) путем учета скорости движения воздуха. Эта зависимость выражается формулой

$$Q_к = \frac{0{,}00574}{(\Theta \cdot \Theta_0)^{0{,}123}} \sqrt{\frac{p \cdot v}{d}} \left(\Theta - \Theta_0\right) \text{ W/cm}^2, \quad \text{(IV,14)}$$

где v — скорость движения воздуха в m/sec;
p — давление воздуха в at;
d — диаметр проводника в cm;
Θ и Θ_0 — температуры проводника и воздуха в °K.

При прокладке проводов внутри помещения с естественной вентиляцией скорость движения воздуха, обусловленная конвекцией, принимается равной 0,1—0,15 m/sec, а при прокладке на открытом воздухе — 0,6 m/sec, что соответствует минимальной скорости движения воздуха вне помещения.

При искусственной вентиляции (например, при обдувании сборных шин) следует принимать действительные скорости движения воздуха.

При учете отдачи тепла по формулам (IV,11)—(IV,14) уравнение (IV,10) для определения допускаемого тока по проводнику примет вид:
для постоянного тока

$$I_n = \sqrt{\frac{(Q_л + Q_к) \cdot F}{R_{\vartheta_y}}}, \quad \text{(IV,15)}$$

для переменного тока

$$I_n = \sqrt{\frac{(Q_л + Q_к) \cdot F}{k_w \cdot R_{\vartheta_y}}}, \quad \text{(IV,16)}$$

Для изолированных проводников кроме отдачи тепла с поверхности проводника имеет место еще передача тепла от поверхности металла к поверхности изоляции.

Количество тепла, проходящее через однородный слой изоляции, может быть определено по формуле Фурье и Био, составленной на основании экспериментальных исследований:

$$Q = F \cdot \lambda \cdot \frac{\vartheta_y - \vartheta_{из}}{\delta}, \quad \text{(IV,17)}$$

где F — поверхность проводника (металла) в cm²;
δ — толщина слоя изоляции в cm;
ϑ_y и $\vartheta_{из}$ — температуры на поверхности проводника и изоляции;
λ — коэфициент в W/cm°C, носящий название коэфициента теплопроводности.

(Коэфициент теплопроводности представляет собой количество тепла в джоулях, проходящее в 1 сек. через площадку в 1 cm² в направлении, перпендикулярном к площадке, при разности температур в 1 °C на протяжении 1 cm.)

Значение коэфициентов теплопроводности для наиболее часто применяемых в аппаратостроении изоляционных материалов приведено в табл. IV,5.

Таблица IV,5

Наименование материалов	λ в W/cm °C
Прессшпан и картон	
а) нелакированный	0,00178
б) лакированный	0,00138
в) нелакированный, но смоченный маслом	0,0025
Двойная хлопчатобумажная ткань	
а) не пропитанная	0,00071
б) пропитанная лаком	0,00114
в) намоченная маслом	0,0009
Лакированная полотняная лента	0,00143
Слюда (чистая)	0,0036
Миканит	0,0012
Бакелизированная бумага	0,0014

Рассмотрим на примере тепловой расчет однородного проводника.

Пример IV,1. Определить допустимую силу постоянного тока для голой медной полосы сечением 100×10, принимая температуру перегрева 45°C при температуре окружающего воздуха 30°C. Расчет проведем для двух условий состояния поверхности полосы:

1) поверхность окислена ($\varepsilon = 0{,}5$);
2) поверхность окрашена ($\varepsilon = 0{,}95$),

относя его к длине 1 cm.

Количество тепла, отдаваемого лучеиспусканием $Q_л$, найдем по формуле (IV,11)

$$Q_л = 5{,}7\varepsilon \cdot \left[\left(\frac{\Theta}{1\,000}\right)^4 - \left(\frac{\Theta_0}{1\,000}\right)^4\right] \text{W/cm}^2,$$

в которой для данных условий

$$\Theta = 273 + 75 = 348° \text{ K}$$

и

$$\Theta_0 = 273 + 30 = 303° \text{ K}.$$

Для полосы с окисленной поверхностью имеем

$$Q_л = 5{,}7 \cdot 0{,}5 \cdot \left[\left(\frac{348}{1\,000}\right)^4 - \left(\frac{303}{1\,000}\right)^4\right] = 0{,}018 \text{ W/cm}^2.$$

Количество тепла, уносимое при свободной конвекции $Q_к$, в соответствии с формулой (IV,13) равно

$$Q_к = 1{,}5 \cdot 10^{-4} (\vartheta - \vartheta_0)^{1{,}35} = 1{,}5 \cdot 10^{-4} \cdot 45^{1{,}35} = 0{,}0254 \text{ W/cm}^2.$$

Суммарное тепло, выделяемое с cm² поверхности окисленной полосы, составит

$$Q_л + Q_к = 0{,}0434 \text{ W/cm}^2.$$

Поверхность полосы (F) на 1 cm длины равна

$$F = 2(10 + 1) = 22 \text{ cm}^2.$$

Омическое сопротивление R_{ϑ_y} участка полосы длиной 1 cm при температуре $\vartheta_y = 45 + 30 = 75°$ и удельном сопротивлении шинной меди при 20°C, $1{,}74 \cdot 10^{-2}$ найдется равным

$$R_{\vartheta_y} = \rho_{20°C}[1 + \alpha(\vartheta_y - 20)] \frac{l}{S} =$$

$$1{,}74 \cdot 10^{-2}(1 + 0{,}004 \cdot 55) \frac{10^{-2}}{100 \cdot 10} = 2{,}12 \cdot 10^{-7} \text{ Ω/cm}.$$

Допускаемая сила тока по формуле (IV,15) определится

$$I=\sqrt{\frac{(Q_л+Q_к)F}{R_{\vartheta_у}}}=\sqrt{\frac{0{,}0434\cdot 22}{2{,}12\cdot 10^{-7}}}=2\,120\text{ А}.$$

Аналогичный расчет для окрашенной шины дает 2 470 А.

Полученные результаты наглядно показывают, что окраска шин значительно увеличивает их пропускную способность (в рассмотренном примере на 16%) и дает, следовательно, экономию цветного металла.

Окраска шин распределительных устройств является в СССР обязательной (приказ ВСНХ СССР № 31 от 8/I 1932 г.) Таблицы допустимых токовых нагрузок на шины, которыми пользуются при всех практических расчетах, составлены поэтому в предположении, что шины окрашены.

IV,5. НАГРЕВ ПРОВОДНИКОВ ПРИ ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ

При протекании переменного тока по проводнику последний нагревается больше, чем при постоянном токе, вследствие неравномерности распределения переменного тока по сечению проводника. Эта неравномерность вызывается явлениями скин-эффекта и эффекта близости.

Как известно, явления скин-эффекта усиливаются с увеличением частоты переменного тока и кроме того зависят от формы проводника и его омического сопротивления. В практических расчетах увеличение потерь в уединенном проводнике при переменном токе оценивается обычно путем умножения величины омического сопротивления проводника на некоторый коэфициент k_{sc}, который носит название коэфициента скин-эффекта, т. е.

$$R_{sc}=k_{sc}\cdot R, \qquad (IV,18)$$

где R_{sc} — активное сопротивление уединенного проводника;

R — омическое сопротивление проводника.

При практических условиях, для которых ведутся тепловые расчеты элементов электрических установок (неизменная промышленная частота), величина коэфициента k_{sc} тем больше, чем меньше омическое сопротивление проводника. Следовательно, для проводников из меди k_{sc} всегда выше, чем для алюминиевых проводников того же сечения. Для проводников из одного металла, но разных сечений, k_{sc} всегда выше для более массивных проводников.

Форма сечения, как уже указывалось, также оказывает заметное влияние на величину k_{sc}.

Коэфициент скин-эффекта, представляющий собой отношение потерь при переменном токе к потерям при постоянном токе, может быть найден аналитически. Однако подобные вычисления очень громоздки и в практических расчетах определение коэфициента скин-эффекта всегда производится по кривым, построенным на основании экспериментальных или расчетных данных.

Теория и опытные данные показывают, что величина коэфициента скин-эффекта для проводников из немагнитного материала есть функция соотношений, определяющих форму поперечного сечения проводника и параметра, зависящего от отношения частоты переменного тока и сопротивления некоторого условного отрезка проводника. Этот параметр обычно дается в виде

$$\sqrt{\frac{f}{R}},$$

где f — частота переменного тока в Hz; R — омическое сопротивление 100 m длины проводника в Ω. При частоте 50 Hz, длине провода 100 m и его температуре $\vartheta_у=75°$ C этот параметр равен:

для меди

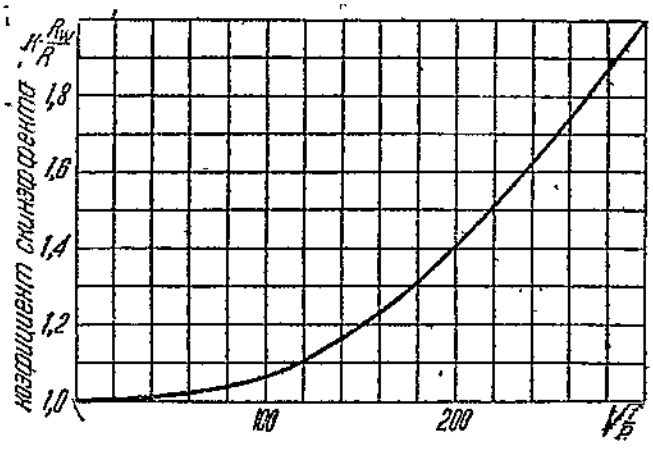
$$\sqrt{\frac{f}{R}}=4{,}75\sqrt{S}, \qquad (IV,19)$$

для алюминия

$$\sqrt{\frac{f}{R}}=3{,}77\sqrt{S}, \qquad (IV,20)$$

где S — сечение проводника в mm².

Явления скин-эффекта в круглых (сплошных и трубчатых) проводниках изучены Двайтом (Dwight), из работ которого заимствованы приведенные ниже кривые.



Фиг. IV,3.

На фиг. IV,3 представлена зависимость коэфициента скин-эффекта для круглых проводников (немагнитных) от вышеуказанного параметра, т. е.

$$k_{sc}=\frac{R_{sc}}{R}=\varphi\left[\sqrt{\frac{f}{R}}\right]. \qquad (IV,21)$$

Кривая на фиг. IV,3 показывает, что влиянием скин-эффекта круглых массивных проводников можно пренебречь, когда значение

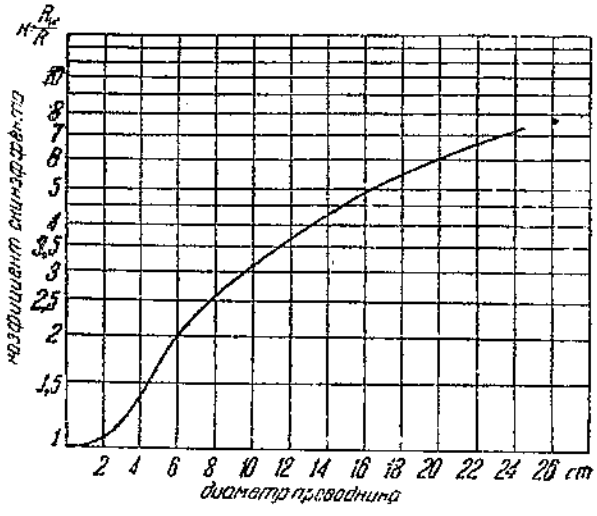
$$\sqrt{\frac{f}{R}}\leqslant 100.$$

Используя последнюю величину и формулу (IV,19), найдем, что для медных проводов влиянием скин-эффекта можно пренебречь при диаметрах

$$d = \sqrt{\left(\frac{100}{4{,}75}\right)\cdot\frac{2\cdot 4}{\pi}} = 23{,}6 \text{ mm}$$

и меньших.

При больших диаметрах круглых сплошных проводников увеличение сечения не дает заметного эффекта



Фиг. IV,4.

в снижении потерь. На фиг. IV,4 представлена зависимость коэфициента скин-эффекта от диаметра проводника, при частоте переменного тока в 50 Hz и удельном сопротивлении материала, равном

$$\rho = 0{,}0175\ \frac{\Omega\cdot\text{mm}^2}{\text{m}}.$$

Как видно при диаметре проводника в 10 cm сопротивление при переменном токе по сравнению с постоянным током увеличивается более чем в три раза.

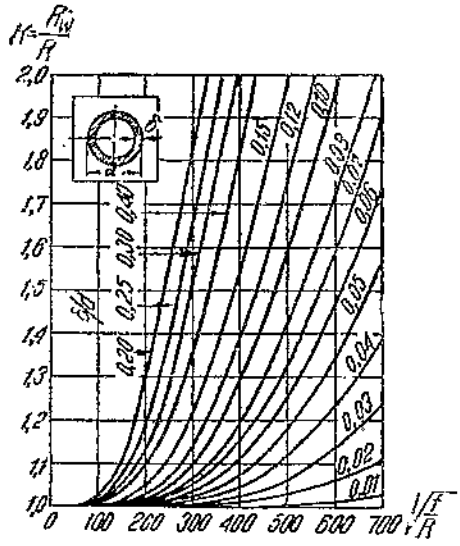
При увеличении диаметра от 5 до 10 cm сопротивление примерно удваивается, следовательно, при таком увеличении сечения проводника не может быть допущено почти никакого возрастания тока. Действительно, поверхности охлаждения проводников находятся в прямой зависимости от их диаметра и при той же температуре перегрева проводник с вдвое большей поверхностью сможет отвести и вдвое большие потери. Однако как мы видели, при переходе от диаметра в 5 cm к диаметру 10 cm увеличение сопротивления при 50 Hz происходит также почти в два раза; следовательно, несмотря на то, что сечение проводника возрастает в четыре раза, увеличения тока не может быть допущено.

При больших сечениях целесообразнее применять трубчатые проводники, поскольку в сплошном проводнике его средняя часть совершенно не принимает участия в передаче тока.

Для трубчатых проводников коэфициент скин-эффекта зависит не только от параметра $\sqrt{\frac{f}{R}}$, но и от толщины стенки трубы. Обычно для этих проводников коэфициент скин-эффекта дается в виде

$$k_{wc} = \varphi\left[\sqrt{\frac{f}{R}}, \frac{\delta}{d}\right],$$

здесь δ — толщина стенки трубы;
d — наружный диаметр трубы.



Фиг. IV,5.

На фиг. IV,5 представлена зависимость коэфициента скин-эффекта в трубах от параметра $\sqrt{\frac{f}{R}}$ и соотношения $\frac{\delta}{d}$.

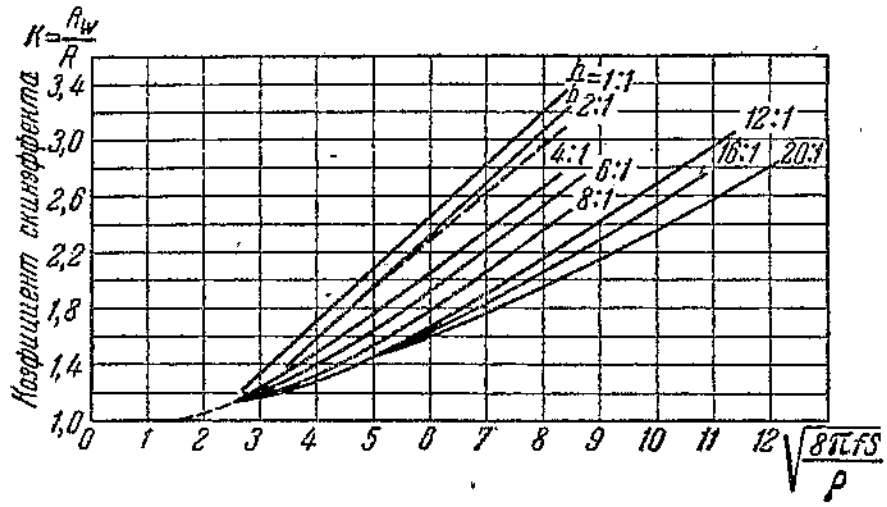
Проводники круглой формы широко используются в конструкциях аппаратов распределительных устройств, где применяются стержни значительных диаметров. Трубчатые проводники не нашли большого применения в аппаратостроении и в основном используются для ошиновки распределительных устройств 35 — 220 kV.

Для распределительных устройств напряжением 0,22 — 10 kV наибольшее распространение имеют однополосные и многополосные шины прямоугольного сечения.

Определение коэфициента скин-эффекта k_{wc} уединенной прямоугольной полосы обычно производится по кривым, построенным Forbes и Gorrnann (фиг. IV, 6), на которых k_{wc} дается в виде функции

$$k_{wc} = \varphi\left[\sqrt{\frac{8\cdot\pi\cdot f\cdot S}{\rho_{abc}}}, \frac{h}{b}\right],$$

где h — высота шины,
b — толщина шины,
S — поперечное сечение шины;
ρ_{abc} — удельное сопротивление материала в CGSM ($1\Omega = 10^9$ CGSM).



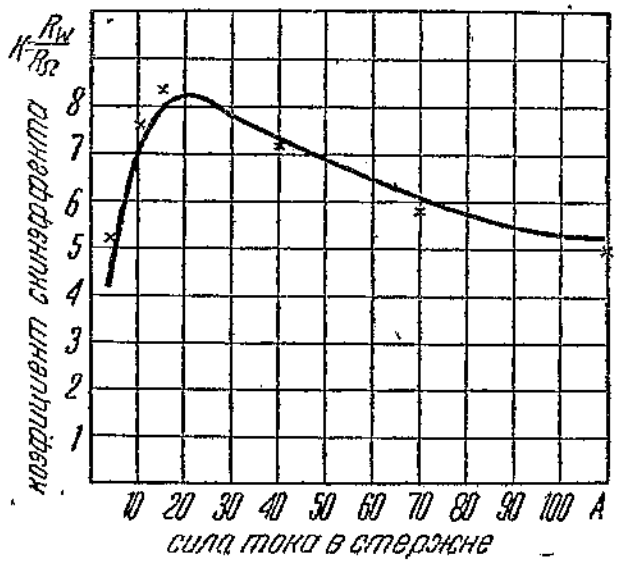
Фиг. IV,6.

При частоте переменного тока 50 Hz и при установившейся температуре шины $\vartheta_y = 75°C$ выражение $\sqrt{\frac{8\cdot\pi\cdot f\cdot S}{\rho_{abc}}}$ принимает вид:

для меди $$\sqrt{\frac{8\cdot\pi\cdot f\cdot S}{\rho_{abc}}} = 0{,}765\sqrt{S},$$

для алюминия $$\sqrt{\frac{8\cdot\pi\cdot f\cdot S}{\rho_{abc}}} = 0{,}595\sqrt{S}.$$

Рассмотрим теперь, как будет изменяться коэфициент скин-эффекта для проводников из магнитного материала. В проводниках из немагнитного материала коэфициент скин-эффекта практически не зависит от величины тока; для магнитных материалов эта зависимость очень сильная. В магнитных материалах магнитный поток, создаваемый током, текущим в проводнике, зависит от магнитной проницаемости материала, которая меняется с величиной тока. Чем больше магнитная проницаемость, тем больше активное сопротивление проводника, вследствие большей неравномерности распределения тока по сечению.



Фиг. IV,7.

Характерная кривая зависимости коэфициента скин-эффекта от тока, проходящего по проводнику, представлена на фиг. IV,7 для круглого стального стержня диаметром 15,9 mm, (удельное сопротивление стали составляло $\rho = 0{,}134\ \frac{\Omega\cdot mm^2}{m}$).

Величина коэфициента скин-эффекта в пределах от 5 до 20 А круто поднимается вверх, достигает максимума и потом уже при дальнейшем увеличении тока падает. Форма кривой напоминает изменение магнитной проницаемости стали в зависимости от напряженности магнитного поля. Это не случайно, так как здесь магнитная проницаемость определяет в значительной степени явление скин-эффекта в проводнике.

Сопротивление стальных проводников можно подсчитывать по формулам Циклера:

при $H_g \geqslant 3$: $$K_{wc} = \frac{R_{wc}}{R} = 0{,}758 + 1{,}159\cdot H_g, \quad (IV,22)$$

при $3 \geqslant H_g \geqslant 1$: $$k_{wc} = \frac{R_{wc}}{R} = 0{,}758 + \sqrt{1{,}343\cdot H_g - 0{,}183} \quad (IV,23)$$

при $1 > H_g > 0$: $$k_{wc} = \frac{R_{wc}}{R} = 1 + 0{,}84\cdot H_g^4. \quad (IV,24)$$

Здесь

$$H_g = 2\cdot 10^{-2}\,\frac{S}{F}\sqrt{\frac{f}{\rho_\vartheta}\,\mu_g}, \quad (IV,25)$$

где $\mu_g = \frac{B}{H}$ — магнитная проницаемость материала, $H = \frac{0{,}4\pi I}{S}$;

S — поперечное сечение проводника в cm^2,

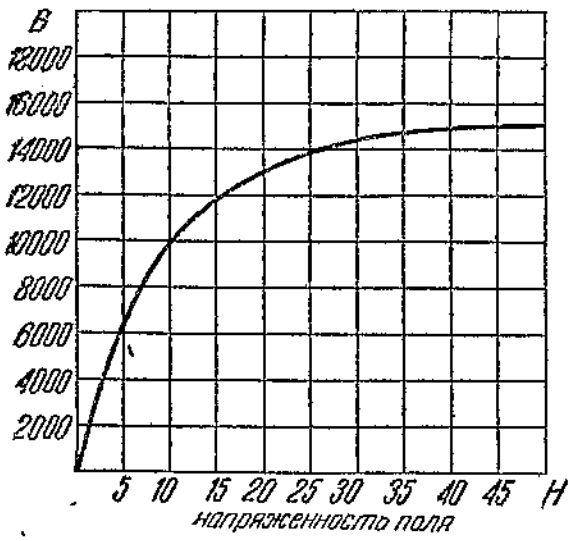
F — поверхность проводника длиной 1 cm.

Все остальные обозначения те же, что и в предыдущих формулах.

Приведенные формулы применимы для любой формы проводников (круглые, прямоугольные и т. д.).

При пользовании формулами (IV,22) — (IV,25) нужно знать кривую намагничивания проводника и удельное сопротивление последнего.

При отсутствии точных данных можно пользоваться типовой кривой намагничивания для стали, приведенной на фиг. IV, 8.



Фиг. IV,8

Пример IV,2. Определить допускаемую величину переменного тока для стальной полосы размером 100 × 4 при температуре окружающего воздуха 30° С и температуре перегрева шины 45° С. Полоса установлена на ребро. Удельное сопротивление материала полосы при 0° С равно

$$0{,}16\ \frac{\Omega\cdot mm^2}{m}.$$

Расчет ведем для 1 cm длины полосы. Количество тепла, отдаваемого с поверхности шины, подсчитываем по формулам (IV, 11) и (IV, 13).

ε — для окисленной стали принимаем равной 0,88.

$$Q_л = 5{,}7\cdot\varepsilon\left[\left(\frac{\Theta}{1000}\right)^4-\left(\frac{\Theta_0}{1000}\right)^4\right]=5{,}7\cdot 0{,}88\times$$

$$\times\left[\left(\frac{348}{1000}\right)^4-\left(\frac{303}{1000}\right)^4\right]=0{,}0817\ W/cm^3,$$

$$Q_к = 1{,}5\cdot 10^{-4}(\vartheta-\vartheta_0)^{1{,}35}=1{,}5\cdot 10^{-4}\cdot 45^{1{,}35}=$$

$$=0{,}0254\ W/cm^2,$$

$$Q_л + Q_к = 0{,}0571\ W/cm^2.$$

Поверхность полосы длиной в 1 cm $F=$

$$=(10+0{,}4)\,2=20{,}8\ cm^2$$

Полное количество тепла, выделяемого с поверхности полосы длиной 1 cm (Q_F) составляет

$$Q_F = 0{,}0571\cdot 20{,}8 = 1{,}19\ W.$$

Следовательно, можно считать, что для условий теплового равновесия

$$I^2 R_\vartheta\cdot k_{wc} = 1{,}19\ W,$$

где R_ϑ — омическое сопротивление 1 cm полосы при температуре 75° С, равное

$$R_\vartheta = 0{,}16\cdot(1+0{,}004\cdot 75)\frac{10^{-2}}{100\cdot 4} = 5{,}2\cdot 10^{-6}\ \Omega,$$

$$I^2\cdot k_{wc} = \frac{1{,}19}{5{,}2\cdot 10^{-6}} = 0{,}23\cdot 10^6.$$

Величина коэфициента скин-эффекта зависит от тока. Решаем задачу путем подбора. Предполагаем, что $I = 300$ А; тогда напряженность магнитного поля

$$H = \frac{0{,}4\cdot\pi I}{F} = \frac{0{,}4\cdot\pi\cdot 300}{20{,}8} = 18\ Oe,$$

по кривой фиг. IV,8:

$$B = 12\,800\ Gs,$$

откуда $\mu_g = \frac{12\,800}{18} = 710;$

При $\rho_\vartheta = 0{,}16\,(1+0{,}004\cdot 75) = 0{,}208\ \frac{\Omega\cdot mm^2}{m}$

по формуле (IV,25)

$$H_g = 2\cdot 10^{-2}\frac{S}{F}\sqrt{\frac{f}{\rho_\vartheta}\cdot\mu_g} =$$

$$=2\cdot 10^{-2}\cdot\frac{4}{20{,}8}\cdot\sqrt{\frac{50}{0{,}208}\cdot 710} = 1{,}6.$$

Следовательно определение k_{wc} надо вести по формуле (IV,23)

$$k_{wc} = 0{,}758+\sqrt{1{,}343\,H_g - 0{,}183} = 0{,}758+$$

$$+\sqrt{1{,}343\cdot 1{,}6 - 0{,}183} = 2{,}72.$$

При токе в 300 А произведение

$$I^2 k_{wc} = 300^2\cdot 2{,}72 = 0{,}244\cdot 10^6,$$

т. е. незначительно больше, чем $0{,}23\cdot 10^6$.

Следовательно, предположенная величина тока 300 А может быть допущена. При значительном расхождении этих цифр расчет пришлось бы повторить.

Кроме явления скин-эффекта на изменение потерь в проводнике при переменном токе влияет и так называемый эффект близости. Последний имеет место при наличии вблизи рассматриваемого проводника других проводников, оживленных током, которые индуктируют в нем э. д. с. Эффект близости обычно оценивают коэфициентом эффекта близости $k_{wб}$, представляющим собой отношение активного сопротивления проводника, находящегося в магнитном поле других проводников (R_w) к активному сопротивлению уединенного проводника (R_{wc}), т. е.

$$k_{wб} = \frac{R_w}{R_{wc}}. \qquad (IV,26)$$

Из уравнений (IV,18) и (IV,26) следует, что

$$R_w = k_w\cdot R, \qquad (IV,27)$$

где $k_w = k_{wc}\cdot k_{wб}$ — суммарный коэфициент, учитывающий явления скин-эффекта и эффекта близости.

Явление эффекта близости тем больше, чем ближе проводники друг к другу, чем больше частота переменного тока и чем меньше омическое сопротивление проводника.

Интересно отметить, что в то время как коэфициент k_{wc} всегда больше единицы, коэфициент $k_{wб}$ может быть и больше и меньше единицы (в зависимости от направления токов в проводниках), т. е. может не только увеличивать, но и уменьшать по-

тери в проводнике. Явления эффекта близости значительно сложнее, чем явления скин-эффекта, и гораздо менее изучены.

Наиболее интересными для практики аппаратостроения и сооружения распределительных устройств являются следующие основные случаи:

1. Токи в двух проводниках равны и направлены в одну сторону. Примером может служить двухполосная шина при большом расстоянии между фазами. В этом случае для учета эффекта близости можно пользоваться кривыми скин-эффекта для прямоугольных проводников, считая, что проводник имеет ширину, равную двойной ширине полосы. Полученный коэфициент будет представлять собой $k_w = k_{w\delta} \cdot k_{w\delta}$. Опыты и подсчеты показывают, что для пакетов с двумя шинами размером 100×10 mm коэфициент $k_{w\delta}$ получается порядка 1,15.

2. Три проводника трехфазной системы. Эффект близости в трехфазной системе почти совсем не изучен. Имеется лишь несколько указаний, основанных на ряде опытов относительно влияния расстояния между фазами на величину $k_{w\delta}$. Так Двайт указывает, что $k_{w\delta}$ прямоугольных шин не превосходит значения 1,05, если расстояния между фазами в три-четыре раза больше наибольшего размера поперечного сечения шины.

По данным завода „Электроаппарат" $k_{w\delta}$ для круглых шин близок к единице, если расстояние между фазами равно или больше чем шесть диаметров шин.

IV,6. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И АППАРАТОВ ДЛЯ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

Ошиновка закрытых распределительных устройств напряжением 0,22—10 kV, как указывалось выше, обычно выполняется медными или алюминиевыми голыми шинами прямоугольного сечения. Круглые шины для этой цели, как правило, не применяются ввиду худшего использования в них металла. Для ответвлений малой мощности с целью экономии цветного металла целесообразно применять стальные шины.

Сечение шин, монтируемых в распределительных устройствах, стандартизованы, и потому в практических расчетах определение допускаемых сил тока для шин ведется не по формулам, указанным в предыдущих параграфах, а по специальным таблицам (см. приложения 11—13). Допускаемые нагрузки однополосных и двухполосных шин для этих таблиц найдены аналитически. Нагрузки трехполосных шин составлены по экспериментальным данным. При составлении таблиц принималось, что допускаемые температуры шины равны 75°C и 90°, а температура окружающего воздуха 30°C. Ввиду того что условия охлаждения шин зависят от способа их прокладки, в таблицах даны допускаемые нагрузки шин при прокладке на ребро и плашмя. Для последнего случая учитывалось ухудшение условий охлаждения шин (на основе опытных данных) по сравнению с нагрузками шин, проложенных на ребро.

В тех случаях, когда средняя температура окружающего воздуха отличается в ту или другую сторону от 30°C, допускаемые нагрузки шин могут быть получены из табличных данных путем пересчета по приближенной формуле

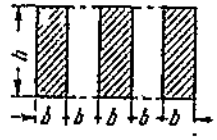
$$I_\vartheta = I_n \sqrt{\frac{\vartheta_y - \vartheta_0}{\vartheta_y - 30}}, \qquad (IV,28)$$

где I_n — допускаемая нагрузка при температуре окружающего воздуха 35° C, взятая из таблиц;

ϑ_0 — действительная температура окружающего воздуха.

Формула (IV,28) выводится из соотношения (IV,10) в предположении, что коэфициент теплоотдачи k и омическое сопротивление шин $R_{\vartheta y}$ не зависят от температуры.

Режим военного времени диктует необходимость сугубой экономии цветных металлов. Поэтому, как указывалось в § IV,2, в военное время выбор сечения медных и алюминиевых шин производится с допуском большей конечной температуры шин, принимаемой равной 90° C. Допускаемые нагрузки на шины получаются при этом на 17% выше чем при $\vartheta_y = 75°$ (табл. 11—12).



Фиг. IV,9.

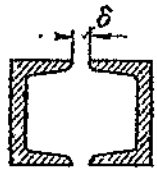
При очень больших токах для увеличения поверхности охлаждения шин применяются многополосные шины, т. е. пакеты из нескольких полос, расположенных с небольшим зазором (фиг. IV,9), равным обычно толщине полосы.

Условия охлаждения полос пакета (особенно средних) хуже, чем для отдельно проложенных полос. Так, по данным Двайта, отдача тепла конвекцией с единицы внутренней поверхности полосы составляет ~ 75—80% от отдачи с единицы наружной поверхности. Тот же автор предлагает при подсчете отдачи тепла лучеиспусканием не учитывать излучение внутренних поверхностей полос шинных пакетов и считать лучеиспускающими поверхности отверстий между полосами, указанные на фиг. IV,9, пунктиром, принимая их температуру равной температуре шин. На основании работы Гербеля (Gerbel) получается, что отдача тепла лучеиспусканием с единицы внутренней поверхности полосы пакета составляет ~ 10—15% от лучеиспускания с единицы наружной поверхности.

Кроме ухудшенных условий охлаждения полос пакета в многополосных шинах переменного тока происходит еще увеличение коэфициента k_w за счет эффекта близости. В силу указанного обстоятельства при переменном токе не может быть рекомендовано применение пакетов шин с числом полос более двух-трех. Пакеты с большим количеством полос находят применение лишь в мощных установках постоянного тока.

При рабочих переменных токах, выходящих за пределы допускаемых для двухполосных шин, жела-

тельно применять сечения, дающие лучшее использование материала и высокую механическую прочность (угольники, швеллеры и т. д). В заграничной практике в мощных установках получили распространение шины, выполненные в виде двух швеллеров на фазу, расположенные, как показано на фиг. IV,10. Эта конструкция, приближаясь по форме к полому квадрату, дает значительное уменьшение коэфициента $k_ш$ по сравнению с многополосными пакетами и кроме того благоприятна с точки зрения охлаждения ввиду наличия зазора, δ между швеллерами.



Фиг. IV,10.

Ошиновка открытых распределительных устройств 35 — 220 kV обычно выполняется голыми одно- и многопроволочными или полыми проводами; значительно реже для ошиновки указанных распределительных устройств применяются трубы (стальные или из цветного металла). Недостатком последнего вида ошиновки является более сложный монтаж.

Выбор сечения голых проводов и кабелей для электрических установок по условиям нагрева производится методами, излагаемыми в курсах „Электрические сети", и потому здесь не рассматривается.

Выбор аппаратов по условиям нагрева при нормальном режиме сводится к выбору их по номинальному току. Номинальным током аппарата называется ток, который аппарат может пропускать неограниченно длительное время, причем температура его отдельных частей (контактов, изоляции и т. д.) при этом не будет превосходить допускаемой для них величины. Номинальный ток аппарата задается заводом-изготовителем в результате теоретических расчетов и испытаний.

Шкалы номинальных токов аппаратов стандартизированы как в СССР, так и за границей. ОСТ 1595 устанавливает следующую шкалу номинальных токов (в А): 5; 7,5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 1 000; 1 500; 2 000; 3 000; 4 000; 5 000. Для отдельных видов аппаратов эта шкала принимается в сокращенном виде.

Номинальные токи аппаратов относятся к определенной температуре окружающего воздуха (обычно +35°С). При работе аппарата в условиях более высокой температуры окружающего воздуха наибольшая сила тока, длительно допускаемого для аппарата (I_ϑ), должна быть уменьшена до величины, определяемой по приближенной формуле (IV,29), аналогичной формуле (IV,28),

$$I_\vartheta = I_n \sqrt{\frac{\vartheta_{min} - \vartheta_0}{\vartheta_{min} - 35}}, \qquad (IV,29)$$

где I_n — номинальный ток аппарата, данный в каталоге;

ϑ_{min} — наименьшая из допускаемых температур отдельных частей аппарата;

ϑ_0 — наибольшая возможная температура окружающего воздуха.

Если аппарат работает при температуре окружающего воздуха всегда меньшей +35° С, его рабочий ток может быть несколько повышен. Так, например, для выключателей завод допускает повышение номинальной силы тока на 0,5% на каждый градус понижения температуры окружающего воздуха по сравнению с 35° С, но в сумме не больше чем на 20% от значения тока у.

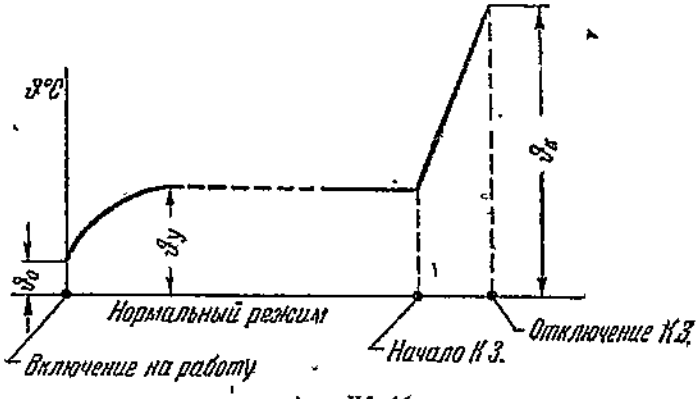
Для надежной работы установки в условиях нормального режима необходимо, чтобы номинальные токи ее аппаратов и токоведущих частей (шины, кабели) были не меньше рабочего тока той цепи, в которой установлен данный аппарат или токоведущая часть.

IV,7. РАСЧЕТ НАГРЕВА ОДНОРОДНЫХ ПРОВОДНИКОВ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ[1]

При коротких замыканиях по токоведущим частям электрической установки протекают токи, во много раз превосходящие токи нормального режима. Длительность их протекания незначительна и не превышает нескольких секунд. Последнее обстоятельство позволяет вести тепловые расчеты, связанные с протеканием токов короткого замыкания, в предположении отсутствия теплоотдачи в окружающую среду (адиабатический процесс).

Это допущение при условии, что время нагрева меньше одной десятой постоянной времени нагрева, дает незначительное преувеличение расчетных температур перегрева по сравнению с действительными.

Целью тепловых расчетов для режима короткого замыкания является определение максимальной температуры ϑ_k, до которой нагреется проводник за время короткого замыкания (фиг. IV,11).



Фиг. IV, 11.

При адиабатическом процессе основное уравнение нагрева (IV,1) принимает вид

$$i^2_{kt} R_\vartheta \, dt = c_\vartheta \cdot G \cdot d\vartheta, \qquad (IV,30)$$

где i_{kt} — мгновенное значение тока короткого замыкания,

$R_\vartheta = \rho_0 (1 + \alpha\vartheta) \frac{l}{S}$ — активное сопротивление про-

[1] При составлении этого параграфа использована книга доц. Ульянова С. А. „Токи короткого замыкания".

водника в Ω при температуре проводника ϑ в рассматриваемый момент времени;

c_ϑ — удельная теплоемкость материала проводника в Wsec/G°C при температуре ϑ.

В пределах изменения температуры от 0 до 300°C для c_ϑ можно принять

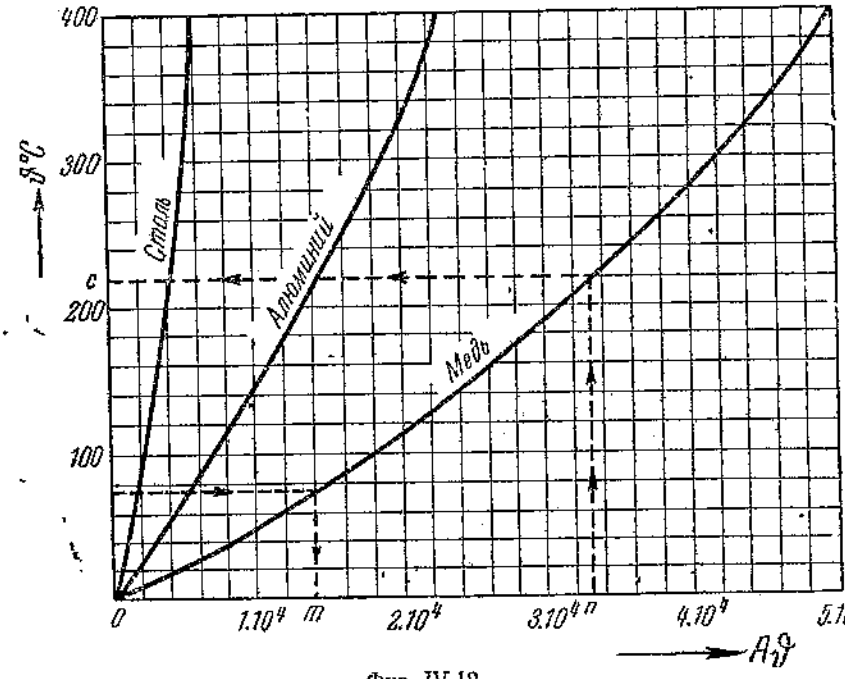
$$c_\vartheta = c_0 (1 + \beta\vartheta) \qquad (IV,31)$$

c_0 — удельная теплоемкость при 0° C;

β — температурный коэфициент изменения теплоемкости.

При рассмотрении явления нагрева при коротком замыкании приходится отказаться от допущения, что R и c постоянные величины. Такое допущение при больших перегревах, имеющих место при коротких замыканиях (см. графу допускаемых температур при кратковременных режимах в табл. IV,1), привело бы к значительным ошибкам.

Заменив в выражении (IV, 30) величину G через γSl,



Фиг. IV,12.

где γ — удельный вес материала в G/cm³, и подставляя значения R_ϑ и c_ϑ, получим дифференциальное уравнение нагрева проводника током короткого замыкания в следующей форме:

$$i^2_{kt} \rho_0 (1 + \alpha\vartheta) \cdot \frac{l}{S} \cdot dt = c_0 (1 + \beta \cdot \vartheta) \gamma \cdot S \cdot l \cdot d\vartheta.$$

После простых преобразований и разделения переменных это уравнение примет вид:

$$\frac{1}{S^2} i^2_{kt} \cdot dt = \frac{c_0 \cdot \gamma}{\rho_0} \frac{1 + \beta \cdot \vartheta}{1 + \alpha \cdot \vartheta} \cdot d\vartheta. \qquad (IV,32)$$

Для определения нагрева проводника за время протекания тока короткого замыкания нужно левую часть уравнения проинтегрировать в пределах от 0 до t (где t — момент отключения короткого замыкания), а правую в пределах от начальной температуры проводника ϑ_y, которую он имел до короткого замыкания, до той конечной температуры ϑ_k, которую он получит в результате дополнительного нагрева током короткого замыкания; таким образом

$$\frac{1}{S^2} \int_0^t i^2_{kt} \cdot dt = \frac{c_0 \gamma}{\rho_0} \int_{\vartheta_y}^{\vartheta_k} \frac{1 + \beta \cdot \vartheta}{1 + \alpha \cdot \vartheta} \cdot d\vartheta. \qquad (IV,33)$$

Правая часть уравнения (IV,33) после интегрирования примет вид:

$$\frac{c_0 \gamma}{\rho_0} \int_{\vartheta_y}^{\vartheta_k} \frac{1 + \beta \cdot \vartheta}{1 + \alpha \cdot \vartheta} \cdot d\vartheta = \frac{c_0 \gamma}{\rho_0} \left[\frac{\alpha - \beta}{\alpha^2} \cdot \ln (1 + \alpha \cdot \vartheta_k) + \frac{\beta}{\alpha} \vartheta_k \right] -$$

$$- \frac{c_0 \gamma}{\rho_0} \left[\frac{\alpha - \beta}{\alpha^2} \ln (1 + \alpha \vartheta_y) + \frac{\beta}{\alpha} \vartheta_y \right].$$

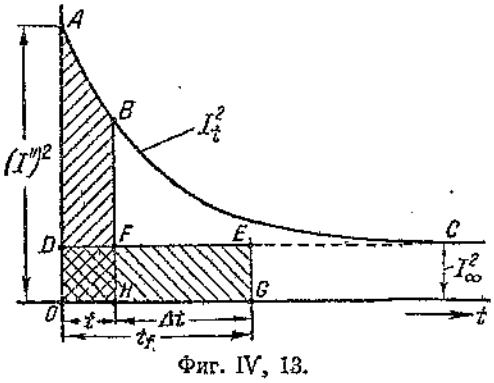
Обозначая первую часть полученного выражения через A_{ϑ_k} и вторую часть — через A_{ϑ_y}, получим:

$$\frac{1}{S^2} \int_0^t i^2_{kt} \cdot dt = A_{\vartheta_k} - A_{\vartheta_y}. \qquad (IV,34)$$

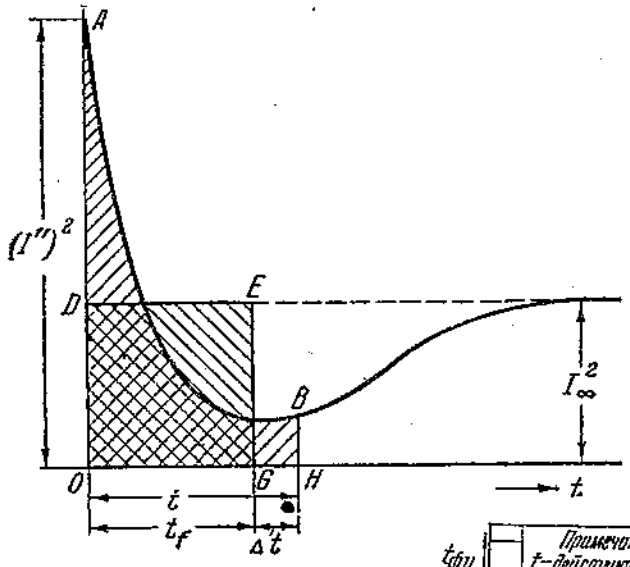
Для упрощения расчетов, связанных с вычислением правой части уравнения (IV,34), составлены специальные кривые, приведенные на фиг. IV,12. Эти кривые, построенные для средних значений c_0, ρ_0, γ, α и β для меди, алюминия и стали, дают зависимость

$$A_\vartheta = \varphi(\vartheta) \text{ или } \vartheta = \varphi(A_\vartheta).$$

Интегрирование левой части выражения (IV,34) представляет большие трудности ввиду сложности закона изменения тока i_{kt} по времени. В практических расчетах поэтому пользуются упрощенным способом решения, дающим достаточную точность.



Фиг. IV, 13.



Фиг. IV,14.

Построим кривую $I^2_{kt}=\varphi(t)$ для генераторов без автоматического регулирования напряжения (фиг. IV,13). Если считать точку H — моментом отключения короткого замыкания, длившегося t sec., то площадь $OABH$ представляет собой

$$\int_0^t i^2_{kt}\cdot dt.$$

Если предположить далее условно, что в течение всего процесса короткого замыкания протекал ток, равный по величине установившемуся значению тока короткого замыкания I_∞, то очевидно, для создания того же теплового эффекта требовалось бы дополнительное время Δt. Величина Δt должна быть такова, чтобы площадь прямоугольника $ODEG$ с высотой, равной I_∞, была равновелика площади $OABH$. Сумма

$$t+\Delta t=t_f$$

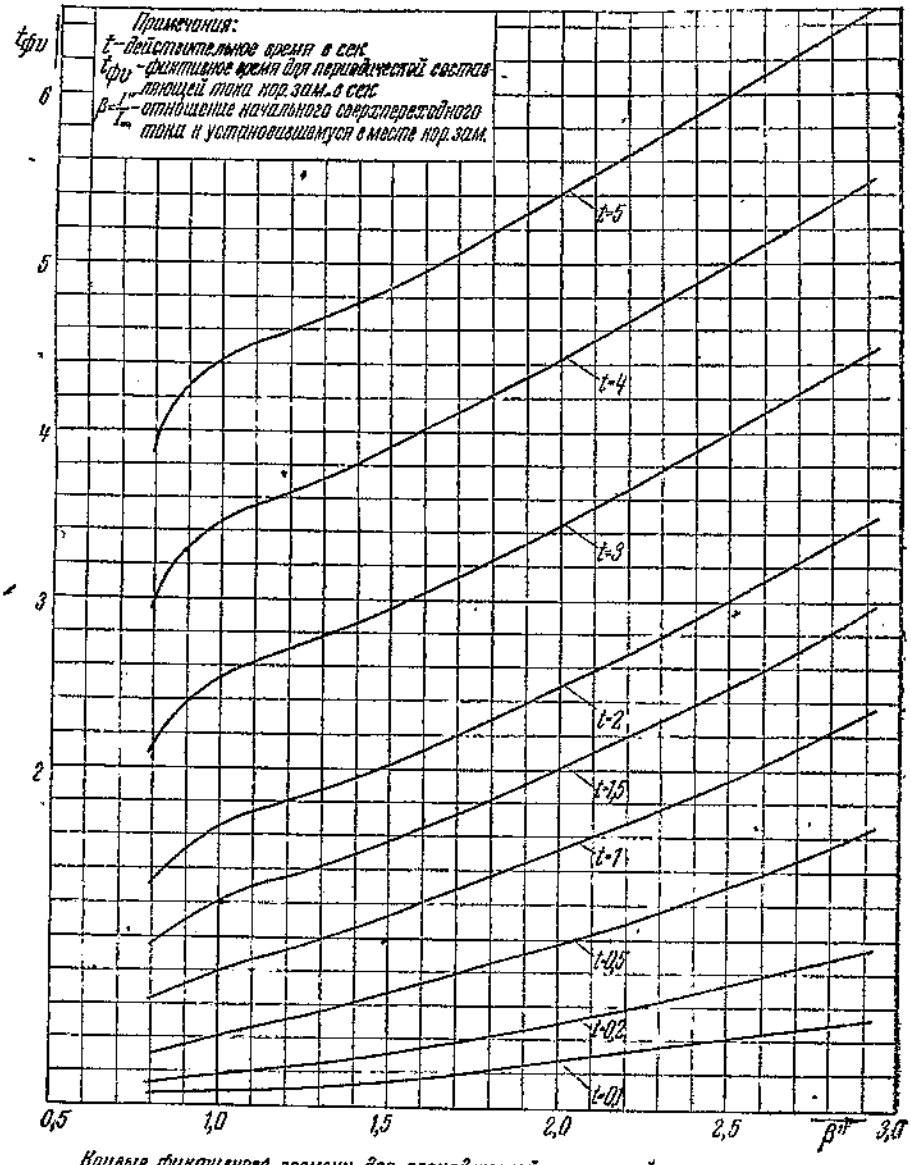
носит название фиктивного времени. Фиктивное время, следовательно, есть то время, в течение которого установившийся ток короткого замыкания выделил бы такое же количество тепла, какое выделяется действительным затухающим током короткого замыкания за действительное время его протекания. Таким образом

$$\int_0^t i^2_{kt}\cdot dt=I^2_\infty\cdot t_f \qquad \text{(IV,35)}$$

и выражение (IV,34) принимает вид

$$\frac{I^2_\infty}{S^2}\cdot t_f=A_{\vartheta_k}-A_{\vartheta_y}. \qquad \text{(IV,36)}$$

Составляющая Δt фиктивного времени зависит от характера спада кривой тока короткого замыкания; она будет тем больше, чем больше отношение начального тока короткого замыкания к его установившемуся значению. При отсутствии автоматического регулирования напряжения t_f всегда больше t, за



Кривые фиктивного времени для периодической слагающей тока кор. зам. при питании от генераторов с регуляторами напряжения

Фиг. IV,15.

исключением случая незатухающего тока короткого замыкания, когда $t_f = t$.

При наличии автоматического регулирования напряжения t_f может быть и меньше t (фиг. IV,14).

Для практического определения величины t_f по t служат кривые фиг. IV,15 для различных значений $\beta'' = \frac{I''}{I_\infty}$ (I'' — сверхпереходной ток). Эти кривые построены как средние для кривых затухания турбогенератора и гидрогенератора с автоматическим регулированием напряжения.

Поскольку кривые затухания учитывают лишь периодическую слагающую тока короткого замыкания, то, следовательно, и применение кривых фиг. IV,15 предполагает, что нагрев проводника создается только этой слагающей. Ввиду быстрого затухания апериодической слагающей тока короткого замыкания пренебрежение нагревом, создаваемым ею, в большинстве случаев не вносит значительной погрешности.

Выведенные уравнения и приложенные кривые позволяют решить целый ряд задач, связанных с нагреванием однородных проводников при коротких замыканиях.

IV,8. РАСЧЕТ ШИН И КАБЕЛЕЙ ПО УСЛОВИЯМ ТЕРМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Для определения температуры проводника с заданным поперечным сечением, получаемой в результате обтекания его током короткого замыкания, удобнее пользоваться выражением (IV,36) в следующей форме:

$$A_{\vartheta_k} = \frac{I_\infty^2}{S^2} \cdot t_f + A_{\vartheta_y}. \qquad \text{(IV,37)}$$

Определяем сначала значение A_{ϑ_y} по кривой фиг. IV,12 (отрезок o—m), исходя из начальной температуры проводника ϑ_y, имевшей место до короткого замыкания, т. е. соответствующей нормальному режиму работы.

Поскольку для решения поставленной задачи предварительно должен быть произведен расчет токов короткого замыкания, то нахождение t_f по кривым фиг. IV,15 и определение значения A_{ϑ_k} не представляет труда.

Для найденного A_{ϑ_k} (отрезок o — n) по той же кривой фиг. IV,12 получаем значение конечной температуры проводника ϑ_k (см. отрезок o—c). Это значение следует сравнивать с максимально допускаемой (кратковременно) для данного проводника температурой (ϑ_{max}).

При проведении указанных расчетов начальные температуры проводников следует принимать в соответствии с имеющимися в настоящее время нормами для длительно допускаемой температуры проводников (ϑ_c) при их полной номинальной нагрузке (I_n). Для голых медных, алюминиевых и стальных шин распределительных устройств высокого напряжения — $\vartheta_n = 75°$ С; в условиях военного времени для медных и алюминиевых шин принимается $\vartheta_n = 90°$ С; для медных кабелей при напряжении до 10 kV — $\vartheta_n = 60$ — 80° С.

Максимально допускаемыми температурами (ϑ_{max}) для шин и кабелей в соответствии с нормами кратковременного нагрева (см. табл. IV,1) считаются: для голых медных шин — 300° С; для голых алюминиевых шин — 200° С; для медных кабелей напряжением до 10 kV — 250° С (для медных кабелей на напряжение 20 и 35 kV в справочнике на кабельные изделия указана предельная температура 150° С).

В практике часто приходится определять минимально допускаемое по условиям термической устойчивости при коротких замыканиях сечение S_{min} проводника. Это сечение находится из выражения (IV,36), переписанного в виде

$$S_{min} = I_\infty \sqrt{\frac{t_f}{A_{\vartheta_{max}} - A_{\vartheta_y}}}, \qquad \text{(IV,38)}$$

в котором $A_{\vartheta_{max}}$ должно быть взято для рассматриваемого проводника по кривым фиг. IV,12, по значению максимально допускаемой температуры при кратковременном режиме; A_{ϑ_y} должно соответствовать температуре установившегося режима при длительной нагрузке.

Необходимо отметить, что сечение проводника, выбранное по условиям короткого замыкания, получается часто значительно большим, чем требуется по рабочему току (например, маломощные фидеры, отходящие от станции). В этом случае начальная температура проводника (ϑ_y) будет меньше номинальной допускаемой по нормам (ϑ_n) и может оказаться, что выбранное по формуле (IV,38) сечение проводника преувеличено.

Уточнение выбранного сечения производится путем последующего пересчета с учетом действительной начальной температуры проводника. Последняя может быть вычислена по приближенному соотношению, составленному на основании уравнения (IV,7) в предположении, что R_{ϑ_y} и R_{ϑ_n} равны:

$$\vartheta_y = \vartheta_0 + (\vartheta_n - \vartheta_0) \cdot \left(\frac{I}{I_n}\right)^2, \qquad \text{(IV,39)}$$

где I и I_n — действительный рабочий ток цепи и номинальный ток для выбранного сечения.

При необходимости найти максимальную допускаемую выдержку времени релейной защиты с тем, чтобы проводник с заданным сечением S не получил недопустимого перегрева, можно воспользоваться формулой (IV,37) в следующем виде:

$$t_{f_{max}} = (A_{\vartheta_k} - A_{\vartheta_y}) \cdot \frac{S^2}{I^2_\infty}. \qquad \text{(IV,40)}$$

По полученному $t_{f_{max}}$ определяется действительное время t_{max} (по кривым фиг. IV,15). Отметим, что в t_{max} будут входить: время действия реле и полное время отключения выключателя.

Следует отметить, что при выводе основных уравнений нагрева однородных проводников было принято допущение, что коэфициент $k_w \approx 1$. Последнее объясняется тем, что коэфициент k_w имеет величину больше единицы лишь для крупных сечений (при сечениях меди более чем 600 мм² и алюминия — более чем 1 000 мм²), которые в большинстве случаев не вызывают опасений с точки зрения перегрева при коротких замыканиях (укажем, что сечение меди в 600 мм² термически устойчиво при значении тока $I_\infty = 50$ kA при $t_f = 4$ sec.).

Пример IV, 3. Ошиновка фидерных цепей распределительного устройства выполнена плоскими медными шинами сечением 40×5. Нужно проверить термическую устойчивость шины при коротком замыкании, если известны следующие значения токов короткого замыкания:

$I'' = 46\,000$ А, $I_\infty = 30\,000$ А. Время действия защиты фидеров — 0,5 sec. Полное время отключения выключателя принимаем также 0,5 sec. Отключение короткого замыкания будет, следовательно, через 1 sec. Для определения температуры шины нужно предварительно подсчитать t_f по кривой фиг. IV,15.

Для $\beta'' = \frac{46\,000}{30\,000} = 1{,}53$ и $t = 1$ sec. получаем $t_f = 1{,}15$ sec.

Сечение проводника $S = 200$ мм².

Значение A_{ϑ_n} находим по кривой для меди на фиг. IV,12 по $\vartheta_n = 75°$ С. Оно равно $1{,}3 \cdot 10^4$.

Следовательно, A_{ϑ_k} по формуле (IV,37) равно

$$\left(\frac{I_\infty^2}{S}\right) \cdot t_f + A_{\vartheta_n} = \left(\frac{30\,000}{200}\right)^2 \cdot 1{,}15 + 1{,}3 \cdot 10^4 =$$

$$= 2{,}6 \cdot 10^4 + 1{,}3 \cdot 10^4 = 3{,}9 \cdot 10^4.$$

Этому значению на кривой для меди на фиг. IV,12 соответствует температура 280° С. Следовательно, шина термически устойчива.

Пример IV,4. Определить минимальное сечение кабеля на фидере собственных нужд (3 kV), если известны следующие значения токов короткого замыкания: $I'' = 7\,700$ А; $I_\infty = 6\,000$ А; $t = 0{,}8$ sec.

Нормальная нагрузка фидера — 60 А; температура воздуха 25° С.

Расчет ведем по формуле (IV,38).

По кривой фиг. IV,12 при $\vartheta_y = 80°$ С находим: $A_{\vartheta_y} = 1{,}42 \cdot 10^4$ и при $\vartheta_{max} = 250°$ С $A_{\vartheta_{max}} = 3{,}62 \cdot 10^4$.

Для $t = 0{,}8$ sec. и $\beta'' = \frac{7\,700}{6\,000} = 1{,}28$ по кривым фиг. IV,15 находим $t_f = 0{,}95$ sec.

$$S_{min} = I_\infty \sqrt{\frac{t_f}{A_{\vartheta_{max}} - A_{\vartheta_y}}} =$$

$$= 6\,000 \sqrt{\frac{0{,}95}{(3{,}62 - 1{,}42) \cdot 10^4}} = 39{,}5 \text{ мм}^2,$$

чему соответствует ближайшее большее по стандарту $S = 50$ мм².

Проверим возможность применения кабеля сечением 35 мм². Кабель такого сечения при температуре воздуха 25° С имеет допускаемую нагрузку 124 А. Действительная температура жил кабеля найдется по формуле (IV,39)

$$\vartheta_y = \vartheta_0 + (\vartheta_n - \vartheta_0)\left(\frac{I}{I_n}\right)^2 = 25 + (80 - 25)\left(\frac{60}{124}\right)^2 =$$

$$= 38° \text{С}.$$

Этой температуре по кривой фиг. IV,12 соответствует $A_{\vartheta_y} = 0{,}7 \cdot 10^4$. Необходимое сечение

$$S_{min} = 6\,000 \sqrt{\frac{0{,}95}{(3{,}62 - 0{,}7) \cdot 10^4}} = 34{,}2 \text{ мм}^2,$$

т. е. сечение 35 мм² может быть применено.

IV,9. ТЕРМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ АППАРАТОВ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Как уже указывалось выше, для надежной работы аппаратов распределительных устройств в условиях коротких замыканий необходимо, чтобы при этом ни один из его элементов не нагревался выше допускаемой температуры. Термическая устойчивость аппаратов обычно характеризуется так называемым гарантированным током термической устойчивости I_{t_z}, представляющим собой ток постоянной величины, который данный аппарат может выдержать в течение определенного промежутка t_z без недопустимых повышений температуры. Этот ток, задаваемый заводом, изготовляющим аппарат, характеризует то дополнительное количество тепла (Q_z), которое может быть выделено в аппарате, без его повреждения в период короткого замыкания.

Величина Q_z в джоулях определяется по формуле

$$Q_z = I_{t_z}^2 \cdot R \cdot t_z.$$

Для определения приемлемости того или иного аппарата с точки зрения его термической устойчивости в условиях короткого замыкания необходимо сравнить Q_z с действительным количеством тепла, которое успеет выделиться в аппарате за время протекания тока короткого замыкания. На основании выводов предыдущих параграфов можно написать, что количество тепла, выделенное в аппарате током короткого замыкания, определяется уравнением:

$$Q = I_\infty^2 \cdot R \cdot t_f.$$

Приравнивая правые части этих двух уравнений, получим уравнение термической устойчивости для аппаратов

$$I_{t_z}^2 \cdot t_z \geqslant I_\infty^2 \cdot t_f$$

или

$$I_{t_2} \geqslant I_\infty \sqrt{\frac{t_f}{t_2}}. \qquad (IV,41)$$

Термическая устойчивость аппаратов задается обычно в каталогах односекундным, пятисекундным или десятисекундным током.

Если ток термической устойчивости дается в виде кратности по отношению к номинальному току, как это имеет место для трансформаторов тока, то уравнение термической устойчивости аппарата примет вид:

$$I_n \cdot k_t \geqslant I_\infty \cdot \sqrt{\frac{t_f}{t_2}}, \qquad (IV,42)$$

где k_t — кратность гарантированного тока термической устойчивости,

I_n — номинальный ток аппарата.

Приведенные выше формулы и кривые дают возможность производить тепловые расчеты токоведущих частей и выбирать аппаратуру для распределительных устройств станций и подстанций.

ГЛАВА V

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСИЛИЯ В ПРОВОДНИКАХ И АППАРАТАХ[1]

V,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При протекании тока по токоведущим частям (шины, различные элементы аппаратов) между ними возникают электродинамические усилия. Эти усилия особенно велики при коротких замыканиях и могут при неправильном выборе аппаратов и ошиновки привести к тяжелым разрушениям. Наиболее опасным моментом является, очевидно, первый момент короткого замыкания, когда величина тока короткого замыкания имеет свое максимальное значение.

Для надежной работы всякой электрической установки необходимо, чтобы она была достаточно устойчива в отношении механических воздействий при коротких замыканиях или, как говорят, чтобы она обладала электродинамической устойчивостью. Определение электродинамических усилий между отдельными элементами распределительных устройств или аппаратов производится исходя из закона Био-Савара или из принципа приращения электромагнитной энергии. По закону Био-Савара на элемент dl проводника, обтекаемого током i, находящегося в магнитном поле с напряженностью H, под некоторым углом к направлению вектора поля H, действует элементарная сила

$$dF = H \cdot i \cdot dl \cdot \sin(H, dl)\ \text{дн}.$$

Общая сила, действующая на проводник l, может быть определена как интеграл элементарных сил dF, который при постоянстве напряженности поля H и угла (H, dl) на всем протяжении проводника дает следующее выражение:

$$F = H \cdot i \cdot l \cdot \sin(H, dl)\ \text{дн}.$$

Выражая ток в А, а силу в kG, получим

$$F = 1{,}02 \cdot 10^{-7} H \cdot i \cdot l \cdot \sin(H, dl)\ \text{kG}. \qquad (V,1)$$

Закон Био-Савара используется для расчета электродинамических усилий лишь в тех случаях, когда конфигурация рассматриваемых токоведущих частей достаточно проста. При сложных конфигурациях проводников пользование этим законом приводит к громоздким формулам и вычислениям. В этом случае обычно пользуются принципом приращения электромагнитной энергии, сущность которого заключается в следующем.

Две индуктивно связанные системы имеют запас электромагнитной энергии, выражаемый уравнением

$$W = \frac{L_1 \cdot i_1^2}{2} + \frac{L_2 \cdot i_2^2}{2} + M i_1 \cdot i_2, \qquad (V,2)$$

где L_1 и L_2 — индуктивности отдельных систем;

M — взаимная индуктивность систем;

i_1 и i_2 — токи в отдельных системах.

Усилия, возникающие в системе при протекании токов i_1 и i_2, стремятся изменить размеры системы в направлении своего действия. Если в результате действия этих усилий система деформируется в каком-либо направлении x, то произойдет изменение запаса электромагнитной энергии на величину dW, которая численно равна работе, произведенной усилием F_x, деформировавшим контур на величину dx, т. е.

$$dW = F_x \cdot dx,$$

откуда

$$F_x = \frac{dW}{dx}. \qquad (V,3)$$

Если необходимо узнать усилие внутри первой системы, то его легко получить из выражений (V,2) и (V,3), полагая, что имело место изменение индуктивности этой системы на величину dL_1 при неизменных L_2 и M.

Усилие в первой системе будет, следовательно,

$$F_x = \frac{i^2}{2} \cdot \frac{dL}{dx}\ \text{дн}. \qquad (V,4)$$

[1] Для составления этой главы использованы материалы книг: 1) проф. Буткевич Ю. В. и инж. Мелькумов А. М. «Аппаратура распределительных устройств высокого напряжения» и 2) доц. Ульяной С. А. «Токи короткого замыкания».

При определении усилия между системами, полагая L_1 и L_2 постоянными, получим

$$F_x = i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{dM}{dx} \text{ dn.} \qquad (V,5)$$

В этом выражении x есть расстояние между системами, функцией которого является M.

Выражая ток в А и силу в kG, получим выражения

$$F_x = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i^2}{2} \cdot \frac{dL}{dx} \text{ kG.} \qquad (V,6a)$$

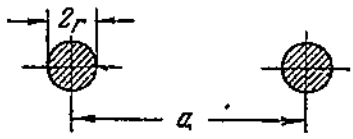
$$F_x = 1{,}02 \cdot 10^{-8}\, i_1^2 \cdot i_2^2 \cdot \frac{dM}{dx} \text{ kG.} \qquad (V,6b)$$

Для пользования этими выражениями надо знать зависимость индуктивности системы L или взаимной индуктивности систем M от размеров x систем.

Направление действующего усилия может быть определено по известному правилу левой руки.

V,2. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСИЛИЯ В ПРОСТЕЙШИХ СИСТЕМАХ

1. Взаимодействие между параллельными проводниками. Для случая двух бесконечно длинных проводников, имеющих небольшое поперечное сечение, по сравнению с расстоянием между ними, взаимодействие между проводниками легко находится по закону Био-Савара. При протекании по одному из проводников тока i_1, а другому i_2 (фиг. V,1) напряженность магнитного поля, создаваемого первым проводником, на расстоянии a составит



Фиг. V,1.

$$H = \frac{0{,}2 \cdot i_1}{a},$$

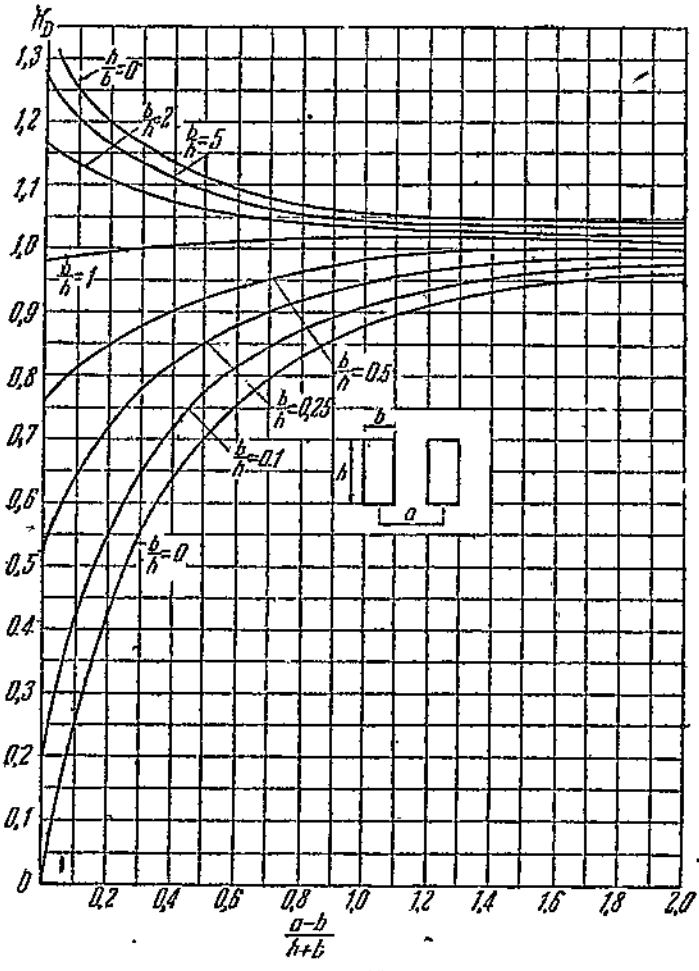
а сила взаимодействия по формуле (V,1)

$$F = 2{,}04 \cdot 10^{-8} \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a} \text{ kG.} \qquad (V,7)$$

Параллельные проводники представляют собой один из наиболее часто встречающихся в электрических установках и аппаратах случаев (параллельно идущие шины разных фаз, полосы многополосных шин, токоведущие стержни масляных выключателей и т. д.). При одинаковом направлении тока в проводниках они стремятся сблизиться, а при разном направлении тока отталкиваются друг от друга. В тех случаях, когда размеры проводников по сравнению с расстояниями между ними велики, пользование формулой (V,7) может привести к значительной ошибке. Анализ вопроса показывает, что для плоских шин может быть сохранена та же формула, если в нее ввести поправочный коэфициент k_D, учитывающий геометрические размеры шин и их взаимное расположение. Формула (V,7) для этого случая приобретает вид:

$$F = 2{,}04 \cdot 10^{-8} \cdot i_1 \cdot i_2 \frac{l}{a} k_D \text{ kG.} \qquad (V,8)$$

Коэфициент k_D определяется по кривым фиг. V, 2, разработанным Двайтом (Dwight). На этих кривых коэфициент k_D дается в виде функции от отношения $\frac{a-b}{b+h}$, где b и h — размеры проводников; a — расстояние между их осями.



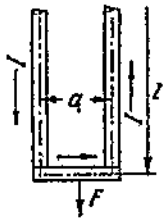
Фиг. V,2.

Как видно из кривых, величина коэфициента k_D меняется в пределах от 0 до 1,4, причем для $\frac{a-b}{b+h} \geqslant 2$ (т. е. для расстояния в свету, равном или большем, чем периметр шины) коэфициент k_D практически равен единице. Последнее показывает, что определение усилий между шинами различных фаз при расстояниях, обычно имеющих место в электрических установках, можно вести по формуле (V,7).

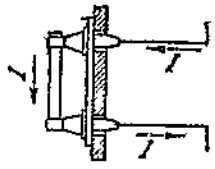
При подсчете усилий взаимодействия полос в многополосной шине коэфициент k_D получается от-

личным от единицы и поэтому его применение дает значительное уточнение.

2. Параллельные проводники с перемычкой. Этот случай часто имеет место в распределительных устройствах и аппаратах (фиг. V,3). В выключателях, например, роль перемычки выполняет траверза с подвижными контактами, в разъединителях с двумя



Фиг. V,3.



Фиг. V,4.

проходными изоляторами роль перемычки играют ножи (фиг. V,4) и т. д. Ток в петле создает усилие, стремящееся оторвать перемычку от проводников. Это усилие может быть определено из уравнения (V,6a) и выражения для индуктивности петли длиной l, ограниченной параллельными проводниками и перемычкой

$$L = 4 \cdot l \cdot \left(\ln \frac{a}{r} + 0{,}25\right),$$

где a — расстояние между проводниками;

r — радиус проводника.

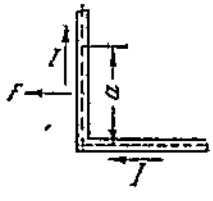
Изменение индуктивности петли при изменении ее длины составит

$$\frac{dL}{dl} = 4\left(\ln \frac{a}{r} + 0{,}25\right).$$

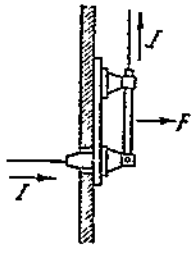
Подставляя значение $\frac{dL}{dl}$ в уравнение (V,6a), получим

$$F = 2{,}04 \cdot 10^{-8} \cdot I^2 \left(\ln \frac{a}{r} + 0{,}25\right) \text{ kG}. \qquad (V,9)$$

Усилия, действующие на перемычки в мощных установках, получаются очень большими. Например, в некоторых типах выключателей при токах короткого



Фиг. V,5.



Фиг. V,6.

замыкания в несколько десятков килоампер усилие на траверзу этого выключателя будет составлять несколько сот килограммов. Это усилие не должно приводить к самопроизвольному отключению выключателя; при включении выключателя на короткое замыкание его приводной механизм должен преодолеть это усилие и довести включение выключателя до конца.

3. Проводник, согнутый под прямым углом. Проводники, образующие между собой прямой угол (фиг. V,5), также часто встречаются в распределительных устройствах и аппаратах. Например, шины, согнутые под прямым углом: при изменении направления при подходах к аппаратам и т. д.; стержень проходного изолятора и нож разъединителя (фиг. V,6) и т. д.

Усилие, действующее на один из проводников угла, определяется аналогично тому, как это делалось в предыдущем примере, принимая

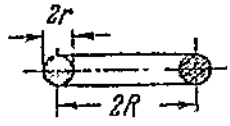
$$L = 2l\left(\ln \frac{a}{r} + 0{,}25\right)$$

(где a — длина подвижного элемента) и составляет

$$F = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \cdot I^2 \left(\ln \frac{a}{r} + 0{,}25\right) \text{ kG}. \qquad (V,10)$$

Под влиянием этого усилия проводники стремятся оттолкнуться; например, в разъединителе, изображенном на фиг. V,6, нож стремится отключиться. В качестве примера укажем, что на нож разъединителя, смонтированный по фиг. V,6 при токах короткого замыкания в несколько десятков тысяч ампер, будет действовать усилие в несколько десятков килограммов. Если не принять специальных мер, то может произойти самопроизвольное отключение разъединителя, что поведет к тяжелой аварии. У современных разъединителей предусматриваются специальные устройства, не допускающие их самопроизвольного отключения.

4. Усилия в круговом витке. Ток, протекающий по круговому витку (фиг. V,7), стремится увеличить его диаметр. Радиальная сила F_k может быть найдена по формуле (V,6a), для чего необходимо определить индуктивность витка L. Эта индуктивность при малом радиусе проводника r по сравнению с радиусом витка R может быть выражена формулой Рейлея



Фиг. V,7.

$$L = 4\pi \cdot R\left(\ln \frac{8R}{r} - 1{,}75\right).$$

Изменение индуктивности витка при увеличении диаметра составит

$$\frac{dL}{dR} = 4 \cdot \pi\left(\ln \frac{8R}{r} - 0{,}75\right).$$

Подставляя в формулу (V,6a) значение $\frac{dL}{dR}$, получим

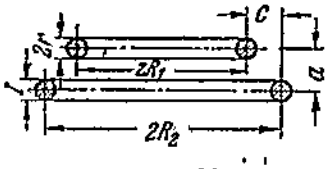
$$F_R = 2{,}04 \cdot 10^{-8} \cdot I^2 \pi \cdot \left(\ln \frac{8R}{r} - 0{,}75\right) \text{kG}. \qquad (V,11)$$

5. Взаимодействие между витками. Усилие от взаимодействия между двумя витками F_a (фиг. V,8) может быть найдено после определения взаимной индуктивности витков M. Эта индуктивность для небольшого по сравнению с радиусами витков R_1 и R_2 расстояния между витками a выразится формулой

$$M = 4 \cdot \pi \cdot R_1 \left(\ln \frac{8R_1}{\sqrt{a^2 + c^2}} - 2\right),$$

где $c = R_2 - R_1$ (причем $R_2 > R_1$).

Изменение взаимной индуктивности витков при изменении расстояния между ними составит



Фиг. V,8.

$$\frac{dM}{da} = \frac{4\cdot\pi\cdot R_1\cdot a}{a^2+c^2}.$$

Подставляя значение $\frac{dM}{da}$ в формулу (V,6b), найдем

$$F_a = 4{,}08\cdot 10^{-8}\cdot i_1\cdot i_2\cdot\frac{\pi\cdot R_1\cdot a}{a^2+c^2}\ \text{kG}. \qquad (V,12)$$

При одинаковых диаметрах витков выражение для силы взаимодействия получит вид

$$F_a = 2{,}04\cdot 10^{-8}\cdot i_1\cdot i_2\frac{2\pi R}{a}\ \text{kG}. \qquad (V,13)$$

Принимая во внимание, что $2\pi R = l$, т. е. длине витка, обнаруживаем полную идентичность этого выражения с формулой (V,7) для двух параллельных проводников.

При одинаковых направлениях тока в витках последние стремятся сблизиться; при разных—оттолкнуться.

V,3. РАСЧЕТ ШИННЫХ КОНСТРУКЦИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Ошиновка распределительных устройств, в особенности сборные шины, является чрезвычайно ответственной частью всякой электрической установки и потому к шинным конструкциям предъявляются исключительно высокие требования в отношении их электродинамической устойчивости при коротких замыканиях.

Ввиду сложности форм выполнения шинных конструкций, сложности учета сил, воздействующих при коротких замыканиях на эти конструкции, наличия собственных механических колебаний шин и их опорных изоляторов и ряда других факторов, трудно поддающихся учету, точный механический расчет шинных конструкций затруднителен.

В практических расчетах исходят обычно из допущения, что шина каждой фазы является многопролетной балкой, свободно лежащей на жестких опорах и находящейся под действием равномерно распределенной нагрузки.

Рассмотрим простейший вид шинной конструкции, когда продольные оси шин трехфазной системы расположены в одной плоскости и при этом параллельны между собой. Этот вид шинной конструкции является наиболее распространенным и может быть выполнен по одному из вариантов, указанных на фиг. V,9. Расположение сборных шин по фиг. V,9a обычно для распределительных устройств 6 — 10-kV электростанций и подстанций большой мощности. Расположение шин по фиг. V,9b очень распространено на небольших электрических установках высокого напряжения. Расположение по фиг. V,9c обычно для сборных шин щитов низкого напряжения (0,22 — 0,5 kV); в распределительных устройствах высокого напряжения последняя конструкция применяется редко.

Найдем максимальные усилия, возникающие между шинами трехфазной системы при протекании по ним периодической слагающей тока трехполюсного короткого замыкания (считая, что ее амплитуда не затухает).

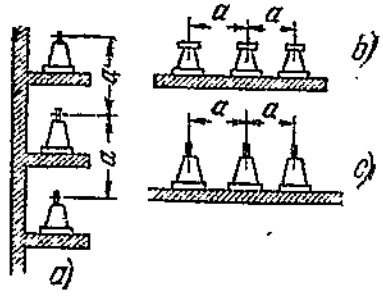
Мгновенные токи в фазах a, b и c составят

$$i_a = I''_m\cdot\sin\alpha,$$
$$i_b = I''_m\cdot\sin(\alpha-120°),$$
$$i_c = I''_m\cdot\sin(\alpha-240°),$$

где I''_m — амплитуда сверхпереходного тока;

$\alpha = \omega\cdot t+\beta$ — фазовый угол в момент t между I''_m и линией отсчета углов;

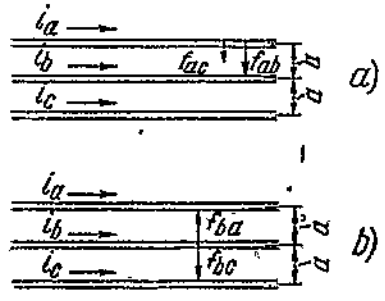
β — начальный фазовый угол тока фазы a.



Фиг. V,9.

В трехфазной системе с расположением шин в одной плоскости крайние и средняя шины находятся в различных условиях. Для определения максимального усилия, действующего на шинную конструкцию, найдем усилия, действующие на крайние и среднюю шины, и сравним их. Усилия, действующие на шины, будем относить к единице их длины ($l = 1$ cm).

При указанных стрелками на фиг. V,10a направлениях токов в фазах усилие, действующее на шину



Фиг. V,10.

a, складывается из усилий между шинами a и b и между шинами a и c, т. е.

$$f_a = f_{ab}+f_{ac} = 2{,}04\cdot 10^{-8}\left(\frac{i_a\cdot i_b}{a}+\frac{i_a\cdot i_c}{2a}\right) =$$

$$= 2{,}04\cdot 10^{-8}\cdot\frac{1}{a}\cdot i_a(i_b+0{,}5\cdot i_c)\ \text{kG}.$$

Подставляя значение i_a, i_b и i_c, получим

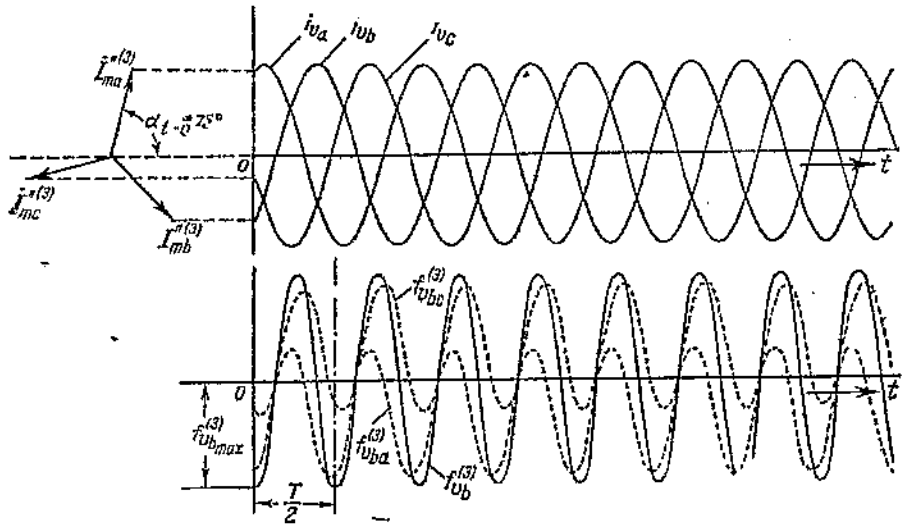
$$f_a = 2{,}04\cdot\frac{(I''_m)^2}{a}\cdot 10^{-8}\cdot\sin\alpha[\sin(\alpha-120°)+$$

$$+0{,}5\cdot\sin(\alpha-240°)] = 2{,}04\frac{(I''_m)^2}{a}\cdot 10^{-8}\varphi(\alpha)\ \text{kG}.$$

Находя первую производную $\varphi(\alpha)$ и приравнивая ее нулю, находим, что $f_{a(\max)}$ будет иметь место при $\alpha = 75°$C, т. е.

$$f_{a(\max)} = -2{,}04 \cdot 0{,}81 \frac{(I''_m)^2}{a} \cdot 10^{-8} \text{ kG}. \qquad (V,14)$$

Знак минус указывает, что результирующее максимальное усилие будет не притягивающим, как предположено, а отталкивающим.



Фиг. V,11.

На фиг. V,11[1] представлены кривые изменения полного усилия, действующего на среднюю шину, при протекании по шинам незатухающей периодической составляющей тока короткого замыкания. До сих пор рассматривалось протекание по токоведущей системе только периодической составляющей тока короткого замыкания. В действительности в начальный момент короткого замыкания будет протекать полный ток короткого замыкания, равный сумме периодической и апериодической составляющих. На фиг. V,12 показаны кривые изменения полных токов в различных фазах (фиг. V,12a) и кривая изменения полного усилия на среднюю шину (фиг. V,12b) при отсутствии затухания. В действительности, вследствие затухания тока короткого замыкания абсолютное значение усилия будет постепенно уменьшаться. Практический интерес представляет величина максимального усилия, которое возникает через полпериода с начала короткого замыкания, когда амплитуда полного тока короткого замыкания имеет максимальное

Подобным же образом находится суммарное усилие, действующее на среднюю шину b (фиг. V,10 b), принимая условно одно из направлений усилий (например, от фазы b к фазе a) за положительное направление

$$f_b = f_{ba} - f_{bc} = 2{,}04 \cdot 10^{-8} \frac{1}{a} \cdot i_b (i_a - i_c) \text{ kG}.$$

После подстановки выражений для мгновенных значений i_a, i_b и i_c и соответствующих преобразований имеем

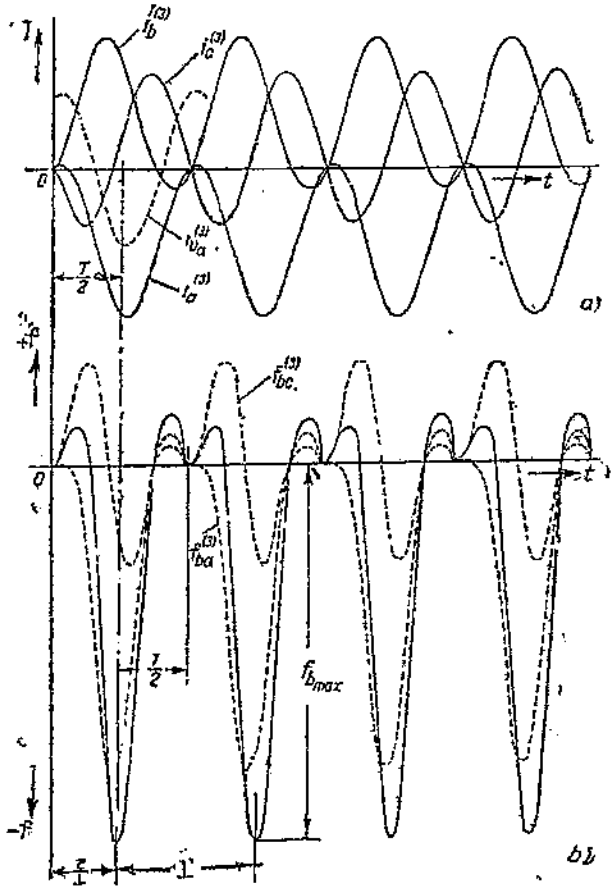
$$f_b = 2{,}04 \cdot 10^{-8} \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{(I''_m)^2}{a} \sin(2\alpha - 240°).$$

Максимум усилий будет при значениях: $\alpha = 165°$, когда $\sin(2\alpha - 240°) = 1$ (притягивающее усилие) и $\alpha = 75°$, когда $\sin(2\alpha - 240°) = -1$ (отталкивающее усилие).

Таким образом максимальное усилие, действующее на среднюю шину, составит:

$$f_{b(\max)} = \pm 2{,}04 \cdot 0{,}87 \cdot \frac{(I''_m)^2}{a} \cdot 10^{-8} \text{ kG}. \qquad (V,15)$$

Сравнивая выражения (V,14) и (V,15), видим что в наиболее тяжелых условиях находится средняя шина, которая и должна являться расчетной при механических расчетах шинных конструкций.



Фиг. V,12.

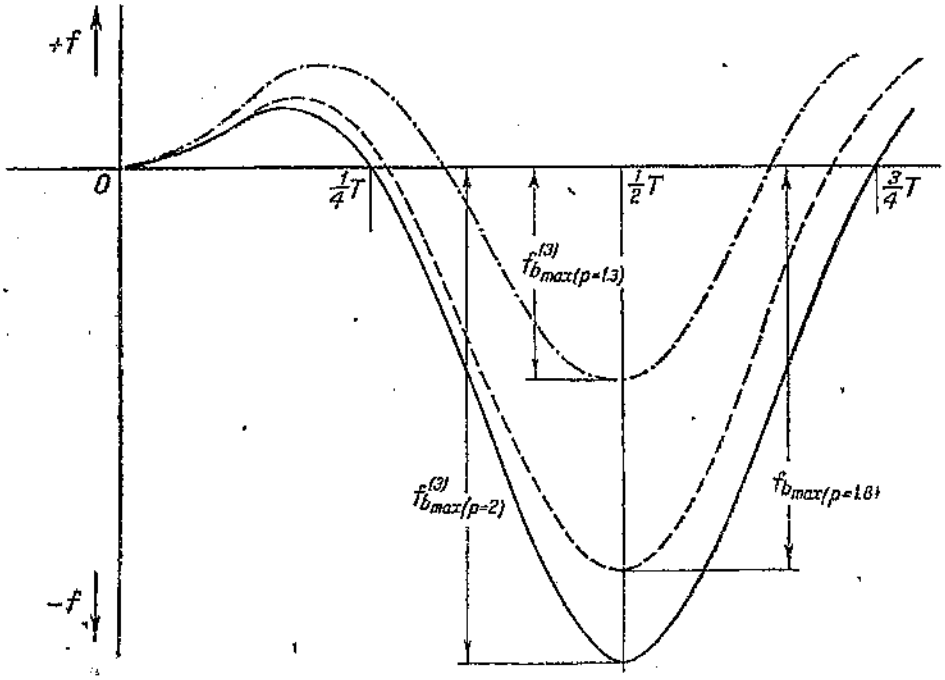
[1] Фиг. V,11 — 13 заимствованы из книги Ульянова „Токи короткого замыкания", 1937 г.

значение и равна

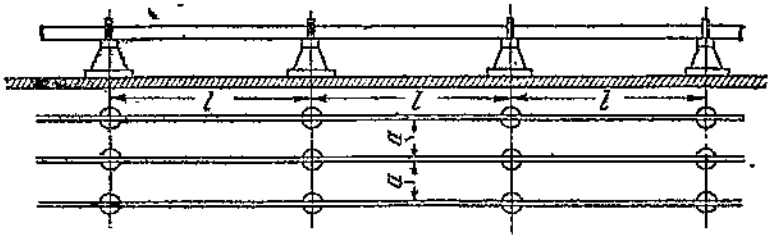
$$p \cdot I''_m = i_p,$$

где p — ударный коэфициент.

На фиг. V,13 показаны усилия, действующие на среднюю шину в пределах первого полупериода



Фиг. V,13.



Фиг. V,14.

тока короткого замыкания при различных затуханиях его апериодической составляющей.

Максимальное усилие на среднюю шину с учетом апериодической составляющей тока трехполюсного короткого замыкания согласно формуле (V,15) будет

$$f_{b(\max)} = 2{,}04 \cdot 0{,}87 \frac{i^2_p}{a} \cdot 10^{-8}\ \text{kG} =$$

$$= 1{,}77 \frac{i^2_p}{a} \cdot 10^{-8}\ \text{kG}, \qquad \text{(V,16)}$$

где i_p — ударный ток трехполюсного короткого замыкания в А. Из курса „Токи короткого замыкания" известно, что ударные токи трехполюсного и двухполюсного короткого замыкания находятся в соотношении

$$i_p^{(2)} \approx \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_p^{(3)}.$$

Следовательно, максимальное усилие между двумя смежными шинами при двухполюсном коротком замыкании будет равно $f^{(2)}_{\max} = 2{,}04 \cdot \frac{\left[i_p^{(2)}\right]^2}{a} \cdot 10^{-8} =$

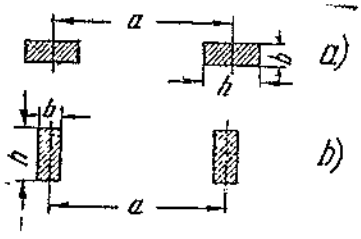
$$= 2{,}04 \cdot 0{,}75 \frac{\left[i_p^{(3)}\right]^2}{a} \cdot 10^{-8}, \qquad \text{(V,16a)}$$

т. е. оно меньше, чем при трехполюсном коротком замыкании в отношении $\frac{0{,}75}{0{,}87}$. На основании произведенного анализа можно установить, что механический расчет шинных конструкций рассматриваемых конфигураций должен производиться для средней фазы при трехполюсных коротких замыканиях.

Максимальный изгибающий момент, действующий на шину [рассматривая ее, как многопролетную балку с равномерно распределенной нагрузкой (фиг. V,14)], выражается уравнением

$$M = \frac{fl^2}{10}\ \text{kG/cm}, \qquad \text{(V,17)}$$

где l — расстояние между опорными изоляторами шинной конструкции в cm;



Фиг. V,15.

f — усилие в kG, приходящееся на единицу длины (1 cm) средней шины, определяемое по формуле (V,16).

Максимальное расчетное напряжение в материале составит, следовательно,

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}\ \text{kG/cm}^2, \qquad \text{(V,18)}$$

где W — момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной к направлению действия усилия.

Для шин прямоугольного сечения:

1) при расположении шин по фиг. V,15а

$$W = \frac{bh^2}{6}\ \text{cm}^3; \qquad \text{(V,19)}$$

2) при расположении шин по фиг. V,15b:

$$W = \frac{b^2 h}{6} \text{ см}^3; \qquad (V,20)$$

где b и h — размеры шин в см.

Для шин круглого сечения с диаметром d

$$W = \frac{\pi d^3}{32} \approx 0{,}1\, d^3 \text{ см}^3. \qquad (V,21)$$

Полученное из выражения (V,18) напряжение материала шин не должно превосходить допускаемого для данного материала, т. е. $\sigma_{расч} \leqslant \sigma_{max}$.

Рекомендуемые допускаемые напряжения для материалов, обычно применяемых для шин, составляют:

для меди	1 300 кГ/см²
для алюминия	650 »
для стали	1 600 »

Пролет l между изоляторами выбирается в соответствии с конструктивным выполнением распределительного устройства. Для сборных шин этот пролет удобно брать равным шагу ячеек.

Во избежание заметных прогибов горизонтально расположенных шин от собственного веса пролет не следует брать более 1,5—2 м.

Выбор пролета l между опорными изоляторами целесообразно начинать с определения максимально допускаемого пролета l_{max}, исходя из допускаемого напряжения материала σ_{max}. Максимально допускаемый пролет в соответствии с формулами (V,17) и (V,18) составит

$$l_{max} = \sqrt{\frac{10 \cdot M}{f}} = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{max} W}{f}}. \qquad (V,22)$$

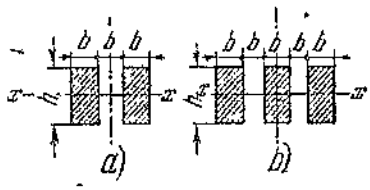
Если найденный по формуле (V,22) пролет получается малым и его выполнение вызывает большие затруднения, то следует увеличить сечение шин. Другой путь для получения конструктивно оправданного пролета между опорными изоляторами шин, а именно увеличение расстояний между ними (снижение силы f), приводит обычно к нерациональному решению. Последнее объясняется тем, что сколько-нибудь значительное уменьшение усилий между шинами может быть получено только при большом увеличении расстояния между ними, что ведет к дополнительным расходам, превосходящим добавочные затраты на увеличение сечения шин.

При выполнении шин в виде пакетов, собранных из отдельных полос, расчет шинных конструкций усложняется тем, что полное напряжение материала $\sigma_{расч}$ шины в этом случае складывается из напряжений $\sigma_ф$ и $\sigma_п$ от взаимодействия фаз и от взаимодействия полос рассматриваемой фазы, причем

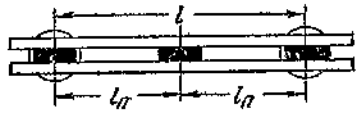
$$\sigma_{расч} = \sigma_ф + \sigma_п. \qquad (V,23)$$

Ввиду малого расстояния между полосами (обычно это расстояние выбирается равным толщине полосы) взаимодействие между ними дает напряжение, значительно большее, чем напряжение, вызванное взаимодействием между различными фазами.

Наиболее часто применяемые многополосные шины это двухполосные и (реже) трехполосные пакеты (фиг. V,16a и V,16b). Для устранения взаимного перемещения полос пакета между ними на определенных расстояниях $l_п$, равных или меньших, чем пролет l, между изоляторами закладываются прокладки, называемые сухарями (фиг. V,17).



Фиг. V,16.



Фиг. V,17.

Если сухари скрепляют прочно между собой отдельные шины пакетов, последние работают как сросшиеся балки. Моменты сопротивления таких балок относительно оси xx (фиг. V,16, V,18):

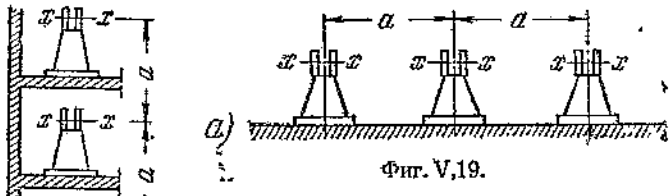
1) при двухполосных шинах

$$W = \frac{2 \cdot b \cdot h^2}{6} = \frac{b \cdot h^2}{3}; \qquad (V,24)$$

2) при трехполосных шинах,

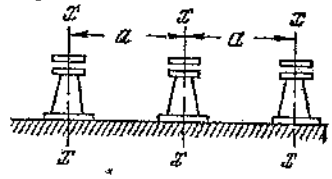
$$W = \frac{3 \cdot b \cdot h^2}{6} = \frac{b \cdot h^2}{2}. \qquad (V,25)$$

При работе пакетов в направлении оси xx (фиг. V,19) момент сопротивления также должен браться по формулам для сросшихся балок. (Отметим, что наиболее



Фиг. V,19.

частым, из взаимных расположений пакетов разных фаз, является их расположение по фиг. V,18).



Фиг. V,18.

При определении усилий $f_п$ от взаимодействия полос пакета следует иметь в виду распределение тока по полосам. Для двухполосных пакетов можно считать, что в каждой из двух полос пакета проходит половина тока фазы. Для трехполосных пакетов приходится считаться с неравномерностью распределения тока по полосам вследствие явлений скин-эффекта и эффекта близости. На основании опытных данных рекомендуется принимать следующее распределение тока по полосам трехполосного пакета:

в крайних полосах — по ~0,4 от полного тока фазы,

в средней полосе — ~ 0,2 от полного тока фазы.

Кроме того ввиду малого расстояния между взаимодействующими полосами пакета при определении усилия f_n приходится вводить поправочный коэфициент Двайта (k_D), учитывающий геометрические размеры шин и их расположение [см. формулу (V,8) и кривые фиг. V,2].

Крайние шины трехполосных пакетов испытывают наибольшие усилия и поэтому при подсчете усилий f_n расчетной полосой должна являться крайняя.

Учитывая все вышесказанное о многополосных шинах, можно написать следующие выражения для определения усилий между отдельными полосами пакетов:

Для двухполосных пакетов

$$f_{n(2)} = 2{,}04 \cdot \frac{(0{,}5 i_p)^2}{2b} k_D \cdot 10^{-8} = \\ = 0{,}26 \cdot \frac{i_p^2}{b} \cdot k_D \cdot 10^{-8} \text{ kG/cm}, \qquad (V{,}26)$$

где $2b$ — расстояние между центрами полос в cm;

k_D — коэфициент Двайта по кривым фиг. V,2;

i_p — ударный ток короткого замыкания в A.

Для трехполосных пакетов

$$f_{n(3)} = f_{1-2} + f_{1-3}.$$

Здесь f_{1-2} — усилие от взаимодействия первой и второй полосы, определяемое по формуле

$$f_{1-2} = 2{,}04 \frac{(0{,}4 \cdot i_p)(0{,}2 \cdot i_p)}{2b} k_{D\,1-2} \cdot 10^{-8} = \\ = 0{,}082 \frac{i_p^2}{b} \cdot k_{D1-2} \cdot 10^{-8} \text{ kG/cm}, \qquad (V,\ 27)$$

f_{1-3} — усилие от взаимодействия первой и третьей фазы, равное

$$f_{1-3} = 2{,}04 \cdot \frac{(0{,}4 i_p)(0{,}4 \cdot i_p)}{4 \cdot b} \cdot k_{D\,1-3} \cdot 10^{-8} = \\ = 0{,}082 \cdot \frac{i_p^3}{b} \cdot k_{D1-3} \cdot 10^{-8} \text{ kG/cm}, \qquad (V{,}28)$$

суммарное усилие

$$f_{n(3)} = 0{,}082 \frac{i_p^3}{b} \cdot 10^{-8} \cdot (k_{D1-2} + k_{D1-3}) \text{ kG/cm}. \qquad (V{,}29)$$

В этих выражениях

k_{D1-2} — коэфициент Двайта для первой и второй полосы;

k_{D1-3} — коэфициент Двайта для первой и третьей полосы.

Максимальный момент от действия силы f_n (рассматривая пакет шин как сращенную балку) определяется по формуле для балок с защемленными концами

$$M_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12}, \qquad (V{,}30)$$

где l_n — пролет между сухарями (фиг. V,17).

Составляющая напряжения в материале шины

$$\sigma_n = \frac{M_n}{W},$$

где

$$W = \frac{b^2 h}{6}.$$

Пролет l_n между прокладками выбирается таким, чтобы суммарное напряжение в материале полос пакета не превосходило допустимого для данного материала $\sigma_{cp} + \sigma_n = \sigma_{max}$.

Расчет шинных конструкций на механическую прочность должен содержать в себе кроме определения напряжения в шинах выбор типа шинных изоляторов. Усилие, воспринимаемое каждым из изоляторов при коротких замыканиях, составит

$$F_{расч} = f_{расч} \cdot l \text{ kG}, \qquad (V{,}31)$$

где l — расстояние между изоляторами в cm,

$f_{расч}$ — усилие на 1 cm длины от взаимодействия фаз.

По величине $F_{расч}$ определяется тип необходимого изолятора, который должен отвечать условиям

$$F_{расч} \geqslant F_{max},$$

где F_{max} — максимально допускаемая нагрузка для изоляторов.

Значения допускаемых механических нагрузок на изоляторы приведены в приложении 10.

Отметим еще раз, что приведенный расчет шинных конструкций является приближенным, поскольку в нем не учитывается ряда факторов, как, например: собственные механические колебания шин и изоляторов, наличие отпаек от шин и т. п.

Практических методов (подтвержденных опытами) учета всех этих факторов еще не разработано и потому расчеты обычно ведутся изложенным выше способом.

При проектировании шинных конструкций следует всегда стремиться получить надежную конструкцию с наименьшей затратой цветного металла. При больших значениях токов короткого замыкания, когда условия электродинамической устойчивости шин могут влиять на величину сечения шин, следует располагать шины на изоляторах так, чтобы они работали с наибольшим моментом сопротивления. С этой же точки зрения при выборе шин следует для шин одного и того же сечения отдать предпочтение имеющим большую высоту.

При выборе расположения шин следует иметь в виду, что фарфор опорных изоляторов лучше работает на сжатие, чем на изгиб или растяжение.

Рассмотрим несколько числовых примеров расчета шинных конструкций по условиям электродинамической устойчивости.

Пример V,1. Ошиновка фидерных цепей распределительного устройства 10 kV выполнена плоскими медными шинами сечением 40×5. Необходимо определить максимально допускаемый пролет между изоляторами по условиям механической прочности

шин при коротких замыканиях и выбрать тип опорных изоляторов.

Ударный ток короткого замыкания 116 500 А. Расстояние между центрами шин равно 40 см. Шины расположены на изоляторах плашмя в соответствии с фиг. V,9б.

Расчет ведем по формуле (V,16).

Усилие, действующее на 1 см длины шины:

$$f_{\phi}=1{,}77\frac{i_p^2}{a}\cdot 10^{-8}=1{,}77\frac{116\,500^2}{40}10^{-8}=6{,}03\ \text{kG}.$$

Момент сопротивления шины по формуле (V,19)

$$W=\frac{bh^2}{6}=\frac{0{,}5\cdot 4^2}{6}=1{,}33\ \text{см}^3.$$

Принимая допускаемое напряжение для меди 1 300 kG/см^2 имеем по формуле (V,22)

$$l_{\max}=\sqrt{\frac{\sigma_{\max}\cdot 10\cdot W}{f_{расч}}}=\sqrt{\frac{1\,300\cdot 10\cdot 1{,}33}{6{,}03}}=53{,}6\ \text{см}.$$

Округляя пролет l между изоляторами до 50 см, найдем усилие на изолятор по формуле (V,31)

$$F_{расч}=f_{расч}\cdot l=6{,}03\cdot 50=301\ \text{kG},$$

т. е. подходит изолятор ОБ=10 с допускаемой нагрузкой 450 kG (см. приложение 10).

Пример V,2. Сборные шины распределительного устройства 10 kV выполнены двухполосными медными пакетами 2×100×10, выбранными по условиям рабочего тока.

Необходимо проверить напряжение в материале полос пакета, имея в виду, что пролет между изоляторами $l=160$ см, а пролет l_n между прокладками 40 см. Ударный ток короткого замыкания 150 000 А. Расстояние между центрами пакетов 70 см. Пакеты расположены на изоляторах в соответствии с фиг. V,18 а.

Определяем усилие f_{ϕ} от взаимодействия фаз по формуле (V,16)

$$f_{\phi}=1{,}77\frac{i_p^2}{a}\cdot 10^{-8}=1{,}77\cdot\frac{150\,000^2}{70}\cdot 10^{-8}=5{,}7\ \text{kG/см}.$$

Момент сопротивления пакета согласно формуле (V,24)

$$W=\frac{b\cdot h^2}{3}=\frac{1\cdot 10^2}{3}=33{,}3\ \text{см}^3.$$

Составляющая напряжения материала от взаимодействия пакетов разных фаз

$$\sigma_{\phi}=\frac{f_{\phi}l^3}{10W}=\frac{5{,}7\cdot 160^2}{10\cdot 33{,}3}=438\ \text{kG/см}^2.$$

Найдем усилие, приходящееся на 1 см длины от взаимодействия полос пакета, пользуясь формулой (V,26)

$$f_n=0{,}26\cdot\frac{i_p^2}{b}k_D\cdot 10^{-8}=0{,}26\cdot\frac{150\,000^2}{1}\cdot 0{,}42\cdot 10^{-8}=$$

$$=24{,}6\ \text{kG/см}.$$

Здесь $k_D=0{,}42$ по кривой на фиг. V,2 для $\frac{a-b}{b+h}=\frac{1}{11}\approx 0{,}1$ и для $\frac{b}{h}=\frac{1}{10}=0{,}1$.

Изгибающий момент по формуле (V,30)

$$M_n=\frac{f_n\cdot l_n^2}{12}=\frac{24{,}6\cdot 40^2}{12}=3\,280\ \text{kG}\cdot\text{см}.$$

При моменте сопротивления

$$W_n=\frac{1^2\cdot 10}{6}=1{,}67\ \text{см}^3$$

составляющая напряжения в материале от взаимодействия полос пакета составит

$$\sigma_n=\frac{M_n}{W_n}=\frac{3\,280}{1{,}67}=1\,970\ \text{kG}\cdot\text{см}^2.$$

Полученное значение составляющей напряжения в материале σ_n значительно превосходит допускаемое для меди. Следовательно, заданное расстояние между сухарями l_n велико и должно быть уменьшено. Исходя из допускаемого для меди напряжения, находим, что σ_n не должно превосходить 1 300 —438=862 kG/см^2. Максимально допускаемый пролет $l_{n\,\max}$ составит

$$l_{n\,\max}=\sqrt{\frac{\sigma_{n\,\max}\cdot 12W_n}{f_n}}=\sqrt{\frac{862\cdot 12\cdot 1{,}67}{24{,}6}}=26{,}5\ \text{см},$$

т. е. в пролете между изоляторами должно быть заложено не менее пяти сухарей $\left(\frac{160}{26{,}5}\approx 6\ \text{пролетов}\right)$.

Выберем необходимый тип изоляторов.

Усилие, действующее на каждый изолятор,

$$F=f_{\phi}l=5{,}7\cdot 160=910\ \text{kG}.$$

Необходимо взять изолятор типа ОД-10 с допускаемой нагрузкой 1 200 kG (см. приложение 10).

V,4. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ АППАРАТОВ

Электродинамическая устойчивость аппарата, т. е. его способность противостоять механическим воздействиям токов короткого замыкания, определяется устойчивостью наиболее слабого из его элементов и характеризуется максимально допускаемым током I_{max}; величина последнего устанавливается заводом-изготовителем. Следует отметить, что максимально допускаемый ток для аппаратов, имеющих обмотки (например, для трансформаторов тока), характеризует не только их динамическую устойчивость, но и прочность междувитковой изоляции, при повышении напряжения между витками, обусловленном протеканием токов короткого замыкания. В аппаратах, имею-

щих подвижные контакты (выключатели, разъединители), этот же ток характеризует и устойчивость контактов. Для надежной работы всякого аппарата необходимо, чтобы заданный для него в каталоге максимально допускаемый ток (I_{max}) не был превзойден ни при каких условиях, т. е. необходимо, чтобы

$$\left.\begin{array}{l} I_{max} \geqslant I_p \text{ (если задано действующее значение максимального тока)} \\ \text{или} \\ i_{max} \geqslant i_p \text{ (если задано амплитудное значение максимального тока),} \end{array}\right\} \quad \text{(V, 33)}$$

где I_p и i_p — расчетные значения ударного тока трехполюсного короткого замыкания в данной цепи.

Для некоторых видов аппаратов (например, для трансформаторов тока) в каталогах дается вместо значения максимально допускаемого тока его кратность по отношению к номинальному току аппарата; в этом случае проверка устойчивости аппарата проводится на основании следующего условия:

$$\sqrt{2} I_n k_{max} \geqslant i_p, \quad \text{(V,34)}$$

где k_{max} — кратность максимально допускаемого тока,
I_n — номинальный ток аппарата.

Заканчивая на этом рассмотрение вопросов, связанных с электродинамическими усилиями, подчеркнем еще раз, что электродинамической устойчивости аппаратов и токоведущих частей электростанций и подстанций, нужно уделять исключительно большое внимание. Недостаточная их электродинамическая устойчивость всегда ведет к очень крупным авариям, выводящим установку из работы на длительное время.

ГЛАВА VI

КОНТАКТЫ АППАРАТОВ

VI,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В электрической аппаратуре как высокого, так и низкого напряжения существенную роль играют контактные соединения. На практике довольно большой процент аварий с аппаратурой происходит из-за неудовлетворительного состояния контактов, в силу чего этот вопрос привлекает к себе специальное внимание.

По условиям работы можно различать следующие виды контактов:

1. Жесткие соединения. Сюда относятся шинные соединения, присоединения к аппаратам и т. п.

2. Соединения подвижных частей аппаратов. Такого рода соединения осуществляются или посредством гибких связей, что сводится к первой группе жестких соединений, или посредством скользящих и катящихся контактов.

3. Размыкающиеся и замыкающиеся контакты. Такие контакты выполняются как для размыкания цепей без тока, так и под током. Сюда относятся, например, контакты разъединителей, выключателей, автоматов, контакторов и т. д.

Наиболее тяжелым условиям работы подвержены контакты, которые предназначены для размыкания больших токов короткого замыкания (группа 3). В некоторых аппаратах контакты должны удовлетворять одновременно ряду условий, а именно: 1) не перегреваясь, длительно проводить рабочие токи; 2) в замкнутом состоянии хорошо противостоять действию токов короткого замыкания; 3) не подвергаться чрезмерному разрушению от дуги, возникающей при размыкании цепи; 4) надежно замыкаться при включении на существующее в цепи короткое замыкание.

Иногда контактам приходится выполнять только одну из этих функций, что отражается соответственно на их конструкции.

Очень часто в аппаратах, предназначенных для отключения токов, разделяют функции между так называемыми главными контактами и дугогасительными. При этом на долю главных контактов падает задача хорошо проводить ток в замкнутом состоянии, на долю же дугогасительных контактов — задача разрыва дуги. Таким образом особо тяжелые процессы умышленно выносятся на специальные дугогасительные контакты, защищающие главные от обгорания и разрушения. Дугогасительные контакты обычно конструируются так, чтобы их было возможно легко заменять в случае износа.

Даже хорошо сконструированные и выполненные контакты требуют за собой надлежащего ухода и наблюдения. Часто встречаются случаи, когда своевременно неустраненный даже небольшой дефект приводит к тяжелой аварии аппарата; например, контакт обычного разъединителя в результате частых включений и отключений, а также и термических действий токов короткого замыкания может настолько ослабнуть, что при появлении в цепи короткого замыкания он способен полностью разрушиться или свариться.

Простое шинное болтовое соединение (жесткое соединение) может притти в негодное состояние, если его сборка будет произведена недостаточно тщательно, или во-время не будет произведена подтяжка ослабевших болтов.

Очевидно, что в соответствии с условиями работы контакты получают различное конструктивное оформление. Разновидностей конструкций очень много даже в пределах одного и того же назначения.

Для возможности оценки работоспособности контактов необходимо кратко рассмотреть некоторые параметры, характеризующие контакты, а также и некоторые физические явления, происходящие в контактах, особенно при очень больших токах.

VI, 2. ПЕРЕХОДНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ КОНТАКТОВ

Значение величины переходного контактного сопротивления очень важно, так как от него зависит поглощаемая в контакте тепловая энергия, а следовательно, и его нагрев.

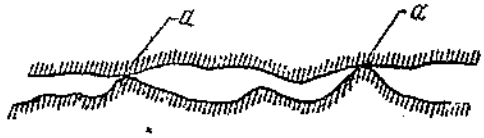
Нагрев контактов, как и всякого другого проводника, определяется, с одной стороны, величиной поглощаемой в нем мощности, а с другой—отводом тепла от контакта в прилегающие проводники или окружающее пространство. Если условия отвода тепла неудовлетворительны, то происходит перегрев контактов.

Достаточно приближенный расчет переходных сопротивлений может быть произведен только при соблюдении определенных условий, например, для хорошо очищенных поверхностей контактов. Наличие окиси вносит в результат большую неопределенность. Степень окисления обычно бывает неизвестна, а влияние ее чрезвычайно сильно. В зависимости от степени окисления сопротивление контактов может возрастать в десятки и сотни раз. У некоторых металлов, как, например, у алюминия, пленка окиси может дать даже изоляцию, для преодоления которой требуется напряжение в несколько десятков вольт. Во всех случаях при монтаже контактов необходимо очень внимательно следить за удалением этих оксидных пленок.

При сборке жестких соединений рекомендуется производить зачистку контактных частей под вазелином, чтобы впоследствии защитить чистый металл от соприкосновения с кислородом воздуха. После сборки швы контакта рекомендуется прокрашивать эмалевой краской или асфальтовым лаком. Размыкающиеся контакты, если они предназначены для работы на открытом воздухе, делать из легко окисляющихся металлов не рекомендуется. Хорошие результаты дает серебрение контактов. Контакты, погруженные в трансформаторное масло, довольно хорошо сохраняются, не подвергаясь окислению даже без всяких специальных покрытий.

Существенное влияние на величину переходного сопротивления оказывает также способ обработки контактных поверхностей, твердость материала и его удельное сопротивление.

Очень важным является знание переходного сопротивления контактов в зависимости от силы нажатия.



Фиг. VI,1.

При наложении одной контактной поверхности на другую без сжатия места соприкосновения их между собой будут ограничены весьма малыми площадками. Действительно, контактную поверхность можно рассматривать как систему небольших впадин и выступов (фиг. VI,1). При наложении контактных плоскостей в соприкосновение придут только наиболее выступающие острия. По мере увеличения силы нажатия материал контакта деформируется, и чем мягче материал, тем быстрее возрастают размеры площадок и их число.

Можно считать, что действительная общая площадь соприкосновения S определяется как частное от деления сжимающей силы на временное сопротивление смятию материала контакта, т. е. $S=\frac{F}{\sigma}$, где σ — временное сопротивление смятию.

Значение σ для некоторых материалов составляет:

медь	$\sigma=4\,000$—$5\,200$ kG/cm²
алюминий	$\sigma=3\,000$ »
серебро	3 100 »
олово	450 »

Если представить себе контакт, как систему отдельных пирамидок, то можно показать, что сопротивление одной такой пирамидки при смятии ее под действием силы F представляется в следующем виде:

$$R=\frac{C}{\sqrt{F}}, \qquad \text{(VI,1)}$$

где C — постоянная, зависящая от материала.

Выражение (VI,1) получено для одной пирамидки. Однако, как показал опыт, все заостренные контакты в виде пирамиды, конуса, шара или призмы, опирающейся на плоскость, дают значения сопротивления, хорошо совпадающие с результатами подсчета по формуле (VI,1). Плоские контакты дают несколько иную зависимость, а именно более быстрое падение сопротивления с силой нажатия. Это можно объяснить увеличением числа мест соприкосновения с ростом силы сжатия.

Допустим, что в плоском контакте число точек соприкосновения растет пропорционально силе нажатия, т. е. $n=aF$. При этом сила нажатия, приходящаяся в среднем на каждую пирамиду, в n раз меньше общей силы, т. е. $F_1=\frac{F}{n}$, а общее сопротивление контакта с n точками будет в n раз меньше, чем сопротивление одной пирамидки R_1,

$$R_n=\frac{R_1}{n}, \text{ где } R_1=\frac{C_1}{\sqrt{F_1}}.$$

Таким образом

$$R_n=\frac{R_1}{n}=\frac{C_1}{n\sqrt{F_1}}=\frac{C_1}{n\sqrt{\frac{F}{n}}}=\frac{C_1}{\sqrt{nF}}.$$

Учитывая, что число „точек" соприкосновения пропорционально общей силе нажатия ($n=aF$), получим для плоского контакта

$$R=\frac{C_1}{aF}=\frac{C}{F}, \text{ где } C=\frac{C_1}{a}. \qquad \text{(VI,2)}$$

Мы видим, что формулы (VI,1) и (VI,2) дают показатели степени силы нажатия 1 и 1/2. Опыт показывает, что встречающиеся на практике случаи укладываются в этот диапазон. Можно выразить обобщенно выражение для переходного сопротивления контакта в виде

$$R=\frac{C}{F^m}, \qquad \text{(VI,3)}$$

где $$0{,}5 \leqslant m \leqslant 1.$$

При этом для одноточечного контакта m стремится к 0,5, а для плоского — к 1.

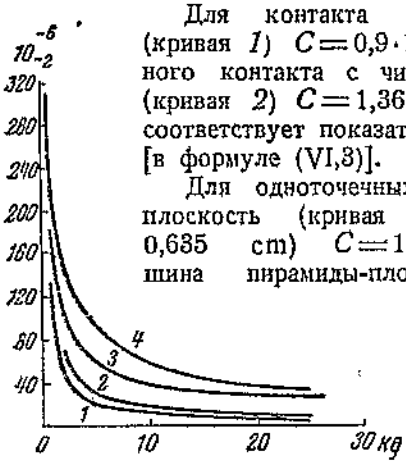
Для различных материалов постоянная C изменяется. Примерные значения C приведены в табл. VI,1.

Таблица VI,1

Значения C для различных контактов (чистых)

Медные контакты	$(0{,}9 \div 1{,}4)\cdot 10^{-4}$
Луженые медные контакты	$(0{,}7 \div 1)\cdot 10^{-4}$
Серебряные контакты	$0{,}6\cdot 10^{-4}$
Контакт медь—латунь	$3\cdot 10^{-4}$

На фиг. VI,2 показаны зависимости переходного сопротивления различных контактов из красной меди от силы нажатия по Schaelchlin'y.



Фиг. VI,2.

Для контакта плоскость-плоскость (кривая *1*) $C=0{,}9\cdot 10^{-4}$ и для щеточного контакта с числом пластин 120 (кривая *2*) $C=1{,}36\cdot 10^{-4}$. Ход кривых соответствует показателю степени $m=1$ [в формуле (VI,3)].

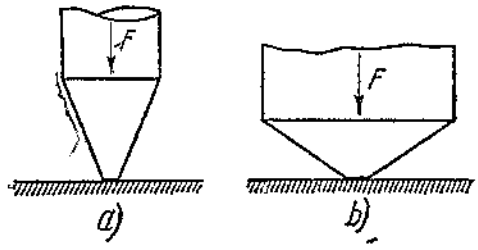
Для одноточечных контактов: шар-плоскость (кривая *3*, радиус шара 0,635 см) $C=1{,}5\cdot 10^{-4}$, и вершина пирамиды-плоскость (кривая *4*) $C=1{,}75\cdot 10^{-4}$. Ход кривых соответствует $m=1/2$.

Все эти соотношения справедливы для чистых контактных соединений. Окислы, как уже говорилось, ведут к сильному повышению переходных сопротивлений.

VI,3. НАГРЕВАНИЕ КОНТАКТОВ ПРИ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКЕ

В каждую единицу времени в контакте поглощается энергия I^2R, где I — ток, текущий через контакт, а R — переходное сопротивление контакта. При длительном нагревании устанавливается равновесие между теплом, выделяющимся в контакте, и теплом, отдаваемым в окружающее пространство и прилегающим телам. В результате устанавливается некоторая температура контакта Θ. Под действием этой температуры сопротивление контакта несколько увеличивается. Если сборка контакта осуществлена недоброкачественно, то увеличение сопротивления ведет к еще большему повышению температуры и т. д., пока не наступит полное разрушение контакта. Очень важно поэтому следить за тем, чтобы сопротивление и нагрев контакта были постоянными.

Перегрев контактов поддается математическому анализу только в весьма простых случаях. Большинство же практически осуществляемых контактов расчету не поддаются ввиду их очень сложной формы. Действительно, возьмем контакт масляного выключателя (см., например, фиг. IX,5). Здесь, с одной стороны, мы имеем подвижный контакт, а с другой — более или менее сложный и массивный неподвижный контакт, соединенный с токоведущим стержнем втулки выключателя часто еще через промежуточные массивные детали. Все эти детали участвуют в отводе тепла от места соприкосновения и передаче его в окружающую среду, т. е. масло. Вопрос относительно пригодности того или иного контакта разрешается в конечном счете только при помощи эксперимента.



Фиг. VI,3.

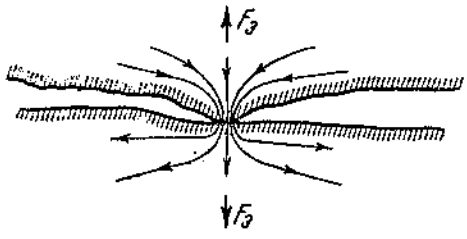
Для получения неперегревающихся контактов можно итти двумя путями. С одной стороны, необходимо стремиться к уменьшению потерь в контакте, что можно достигнуть путем увеличения силы нажатия в контакте и увеличением числа точек соприкосновения. С другой стороны, можно итти на увеличение поверхностей металла непосредственно прилегающих к месту перехода тока, что иллюстрируется (фиг. VI,3), где приведены два контакта (менее массивный a и более массивный b). Условия переходного слоя в них совершенно идентичны, но форма прилегающих металлических частей неодинакова. Очевидно, что контакт b будет нагреваться при всех прочих равных условиях меньше, чем контакт a, так как в нем тепловой поток, отходящий от контактного слоя, распространяется сразу на большую поверхность.

Нормальный допустимый нагрев контактов при длительной нагрузке принимается обычно равным около 75—90°С. При температуре окружающей среды в 35°С перегрев контактов может быть допущен, следовательно, порядка 40 — 55°С. Эти данные относятся как к контактам под маслом, так и в воздухе. За последнее время выявляется тенденция некоторого повышения допустимых температур нагрева контактов.

VI,4. ПОВЕДЕНИЕ КОНТАКТОВ ПРИ КРАТКОВРЕМЕННЫХ БОЛЬШИХ ТОКАХ

При протекании через контакты больших кратковременных токов (токов короткого замыкания) проявляются особые явления, на которых необходимо остановиться отдельно.

Как уже указывалось выше, контакт образуется только в некоторых отдельных точках, через которые



Фиг. VI,4.

проходит ток. При очень больших токах в элементарных площадках касания получается чрезвычайно высокая плотность тока (50 000 A/mm² и более), а следовательно, и выделение большого количества тепла. Если не будет обеспечен достаточно быстрый отсос этого тепла, то отдельные площадки („точки") соприкосновения начнут плавиться и наступит сваривание между собой частей контакта. Очевидно, что вероятность сваривания контактов тем больше, чем больше мощность, поглощаемая контактом, и чем меньше теплопроводность металла.

Разрушению и свариванию контактных поверхностей в значительной степени способствуют электродинамические усилия, развивающиеся в контакте и достигающие довольно значительных величин при больших токах короткого замыкания. Природа этих электродинамических сил в контакте будет понятна, если обратиться к фиг. VI,4. Действительно, при переходе тока с одной контактной поверхности на другую „линии тока" испытывают сильное сгущение в площадках касания. Получается изгиб линий тока и их взаимное отталкивание, как проводников с разнонаправленными токами. Эти силы пропорциональны квадрату тока.

Порядок электродинамических сил может быть приблизительно оценен, исходя из формулы Двайта

$$F_э = 10^{-8} \cdot i^2 \ln \frac{d_1}{d_2},$$

где d_1 — диаметр площади контакта, а d_2 — диаметр площадки касания (площадки смятия).

При достаточной величине тока электродинамическая сила может сильно ослабить нажатие в контакте или даже вовсе его устранить, в связи с чем чрезмерно возрастает переходное сопротивление контакта, а следовательно, и выделяющаяся в нем мощность I^2R. Из этих рассуждений ясна роль электродинамических усилий в контакте, которая хорошо подтверждается опытами ВЭИ по определению сваривающих токов у медных и алюминиевых контактов. На первый взгляд кажется странным, что алюминиевый контакт обладает большей устойчивостью, чем медный; т. е. что медный контакт начинает плавиться и свариваться при меньших токах, чем алюминиевый. Однако, если принять во внимание, что электродинамические усилия зависят от величины площадки соприкосновения и что у алюминиевого контакта последние должны быть больше в силу его меньшей твердости, то станет ясным, что у этого контакта электродинамические усилия, отталкивающие контактные поверхности друг от друга, будут меньшими. Таким образом, несмотря на то что алюминиевый контакт имеет большее переходное сопротивление, а алюминий имеет более низкую температуру плавления, устойчивость такого контакта оказывается выше, чем медного. Эти опыты показывают также значительную роль электродинамических сил, развивающихся внутри контактов.

Ток, при котором наступает плавление контактов и их сваривание, зависит от усилия, с которым сжаты контакты между собой. На основании опытов ВЭИ было установлено, что максимальное значение тока, при котором наступает сваривание контактов, может быть выражено формулой

$$I = k\sqrt{F},$$

где F — сила сжатия контактов в kG.

Постоянная k зависит главным образом от материала и числа точек соприкосновения, а также конструкции контактов. На основании опытов с пальцевыми контактами было установлено, что коэфициент k имеет следующие значения:

медь—латунь	$k = 3{,}8 \cdot 10^3$
медь—медь	$k = 4{,}1 \cdot 10^3$
алюминий—латунь	$k = 5{,}05 \cdot 10^3$
медь—латунь (самоустанавливающийся контакт)	$k = 5{,}75 \cdot 10^3$

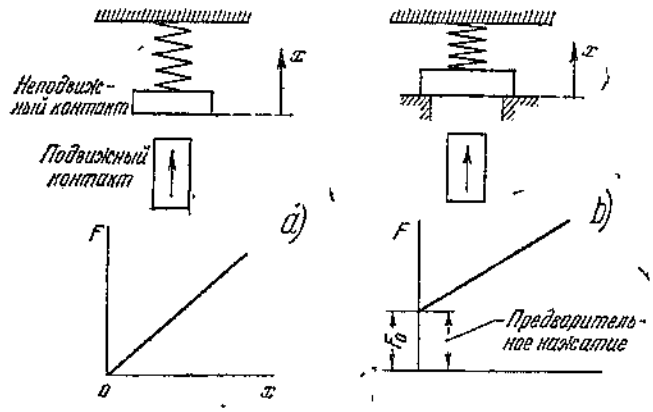
Самоустанавливающийся контакт имеет большее число „точек" соприкосновения (минимум 3), чем жесткий палец (минимум одна), в силу чего он и обладает устойчивостью большей в $\frac{5{,}75}{3{,}8} = 1{,}5$ раза.

До сих пор мы говорили об устойчивости при больших токах контактов, находящихся в замкнутом состоянии. В целом ряде коммутационных аппаратов (выключатели, автоматы, разъединители мощности и др.) приходится иметь дело с включением на существующее в цепи короткое замыкание. В этом случае на электрические свойства контакта накладываются еще и его механические свойства.

Действительно, при включении аппарата его контакты приходят в полное соприкосновение (с полной силой нажатия) не сразу. Сила нажатия нарастает во времени, а в это же время и ток короткого замыкания растет от нуля до своего амплитудного значения. Процесс включения сильно утяжеляется тем, что при этом могут появиться вибрации контакта, которые приведут к ряду повторных замыканий и размыканий.

Эти вибрации будут, очевидно, в сильной степени способствовать свариванию контактов.

Скорость включения контактов играет, с одной стороны, положительную, а с другой — отрицательную роль. Положительная роль состоит в том, что с возрастанием скорости включения растет скорость нарастания конечного давления в контактах и оно успевает достигнуть больших значений, пока ток еще не успеет нарасти до своей амплитуды. Отрицательная роль скорости заключается в том, что с возрастанием ее увеличиваются вибрации контакта. Если удается устранить вибрации контактов при включении, то увеличение скорости включения способно влиять только благоприятно.



Фиг. VI,5.

Весьма удачная комбинация получается в контактах с предварительным нажатием. Теория этих контактов показывает, что в них обеспечивается и большая скорость нарастания силы нажатия и глушение колебаний контактов.

Путь, которым достигается предварительное нажатие, ясен из фиг. VI,5a и b. Без предварительной затяжки пружины контакта сила сжатия контактов нарастает по прямой от нуля. Вначале касания (удара) происходит отброс контакта и колебание его, так как сила затяжки пружины еще равна нулю или очень мала. В контакте с предварительным нажатием пружина уже затянута, поэтому после касания контактов сила нажатия начинает нарастать сразу со значения, равного F_0.

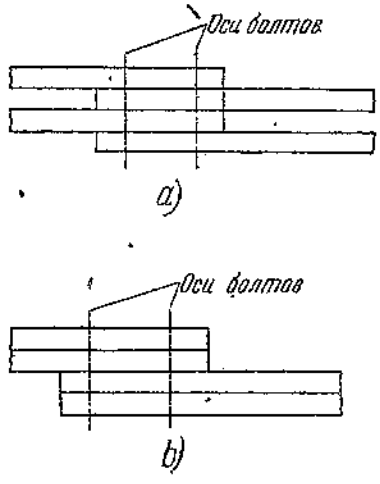
VI, 5. ТИПЫ КОНТАКТОВ

1. Жесткие соединения (шинные контакты, присоединения к аппаратам). К жестким соединениям предъявляются требования, как и ко всем прочим контактам, надежности работы при длительном прохождении рабочих токов и при протекании токов короткого замыкания.

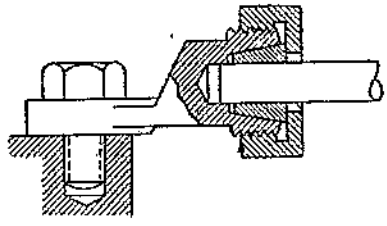
Наиболее распространенным жестким соединением является болтовое соединение шин распределительных устройств и присоединение аппаратов.

Переходное сопротивление контакта зависит от силы сжатия контактных поверхностей между собой. В шинном контакте сила сжатия создается при помощи болтов, число которых выбирается в зависимости от величины перекрывающей поверхности шин.

Следует отметить, что при применении пакетов из нескольких параллельных шин (для больших токов) в контакте шины следует чередовать, как показано на фиг. VI,6a, а не брать по две шины, как показано на фиг. VI,6b. Во втором случае рабочая контактная поверхность получается уменьшенной; кроме того уменьшается и внешняя охлаждающая поверхность шин. Для нескольких параллельных шин число стяжных болтов остается тем же самым, что и для двух шин.



Фиг. VI,6.

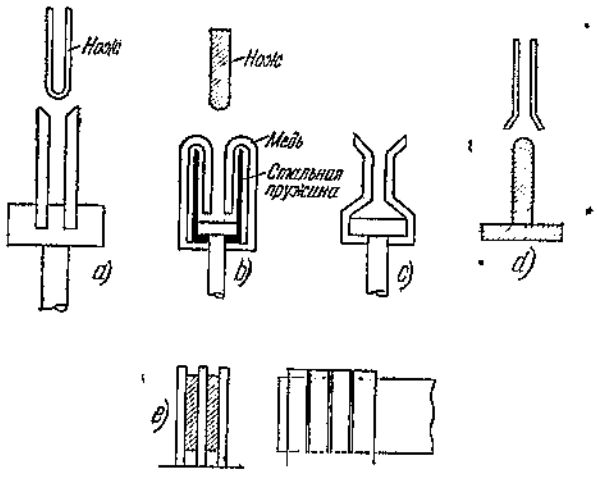


Фиг. VI,7.

При круглых шинах их соединение производится при помощи конических зажимов, изображенных на фиг. VI,7. Конусы, зажимаемые гайками, делаются разрезными, вследствие чего при навертывании гаек происходит обжим шины конусом, чем обеспечивается надежный контакт. Круглые шины применяются главным образом для высоких напряжений (35 kV и выше).

2. Контакты с пружинящими щеками. Контакты с пружинящими щеками получили широкое распространение в рубильниках низкого напряжения и в разъединителях. На фиг. VI,8 изображено несколько различных типов контактов с пружинящими щеками. Контакты имеют плоскую или круглую выемную часть, причем в последнем случае щеки имеют выгнутую форму. У разъединителей и рубильников подвижная часть (нож) делается обычно или из сплошной шины (фиг. VI,8b), или из тонкой меди, загнутой желобом (фиг. VI,8a), так что боковые поверхности ножа остаются плоскими. Для больших токов ножи разъединителей часто выполняются состоящими из двух или нескольких полос, связанных между собой распорками. Соответственно неподвижная часть контакта имеет несколько стоек, входящих между полосами ножа (фиг. VI,8e). Сила нажатия в контактах рассматриваемого типа создается за счет пружинящего действия щек, поэтому они должны изготовляться из достаточно упругого материала. Если для этой цели применяют медь или латунь, то обычно берут твердые сорта (холодно-

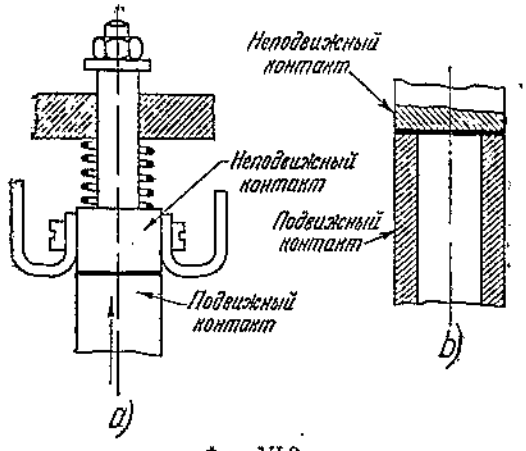
катаные). Иногда для большей надежности вставляют стальные пружины наподобие того, как это показано на фиг. VI,8b. Для увеличения числа точек соприкосновения щеки обычно разделяются на несколько



Фиг. VI,8.

частей с тем, чтобы каждая часть могла самостоятельно образовать контактное соединение с ножом (фиг. VI,8e).

3. Торцовые контакты. Торцовые контакты осуществляются при помощи стыка токоведущих частей аппарата в направлении их движения. На фиг. VI,9 показана схема простого торцового контакта. Оче-



Фиг. VI,9.

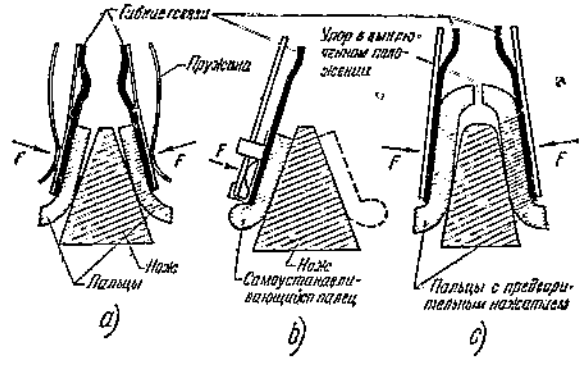
видно, что для получения достаточно низких переходных сопротивлений требуется значительная сила нажатия, так как контакт образуется только в одной или очень небольшом числе точек. Большие силы нажатия требуются и потому, что вследствие малого числа точек соприкосновения в таких контактах развиваются большие некомпенсированные электродинамические усилия отталкивания.

Торцовые контакты выполняются иногда в виде двух полусфер. Наибольшее распространение торцовые контакты получили в выключателях.

Обычно торцовые контакты снабжаются пружиной, обеспечивающей на известном ходе нажатие в контакте. Это совершенно необходимо, так как в противном случае не была бы обеспечена надежность работы при небольшом обратном отходе подвижного контакта после включения выключателя. Пружины могут быть вынесены за пределы контакта и поставлены на траверзе (рычаге) выключателя.

Торцовые контакты часто выполняются также в виде трубы, как показано на фиг. VI,9b. При больших сечениях токоведущей части применение сплошных стержней нерационально ввиду плохого использования их сечения. Кроме того трубчатый контакт иногда требуется и по условиям гашения дуги (см. раздел выключателей), например, для камер масляного дутья.

4. Пальцевые контакты. Пальцевые контакты широко распространены в аппаратах низкого и высокого напряжений. Пальцевыми обычно называют такие



Фиг. VI,10.

контакты, у которых имеется часть, непосредственно приходящая в соприкосновение (металлическая колодка), и гибкая пружинящая часть, служащая для подвода тока и создания необходимой силы нажатия в контакте (фиг. VI,10). Часто для подвода тока к колодке применяют собранные в пачку тонкие медные полоски, а для создания нажимного усилия служит специальная стальная пружина или несколько пружин в зависимости от требуемой силы нажатия.

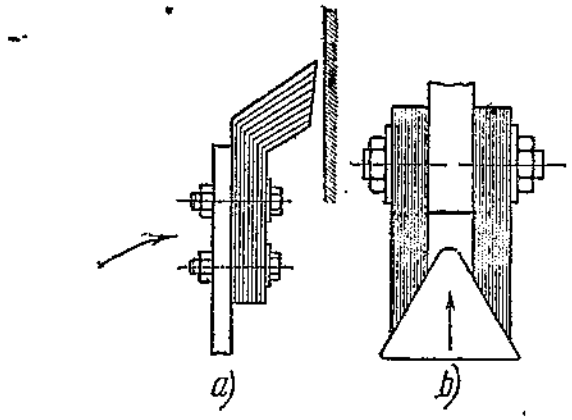
Колодки пальцевых контактов могут выполняться различной формы в зависимости от назначения контакта и конструкции аппарата. На фиг VI,10a показан обычный „жесткий" пальцевый контакт масляного выключателя. Как видно, каждый из пальцев снабжен двумя пружинами, одна из которых склепана с колодкой, а другая нажимает свободно. Подвижный контакт имеет вид клина, входящего между пальцами. Сила нажатия возрастает по мере заклинивания подвижного контакта. Такого же типа пальцевый контакт может быть выполнен с самоустанавливающимися колодками, как показано на фиг. VI,10b. В данном случае колодка не скреплена жестко с пружиной и имеет возможность свободно устанавливаться под действием нажимной пружины, которая на нее давит через полусферу. Самоуста-

навливающийся пальцевый контакт имеет, как правило, меньшее переходное сопротивление, чем „жесткий", так как он способен обеспечить большее число точек соприкосновения (минимум три).

На фиг V, 10c показан пальцевый контакт с другой формой колодки. Выступ в верхней части колодок дает возможность получить предварительное нажатие, о котором шла речь выше.

Когда контакт разомкнут, колодки спадаются, оставаясь благодаря распоркам на небольшом расстоянии друг от друга, с тем, чтобы нож без удара мог легко войти между пальцами. Таким образом образуется распор между колодками, позволяющий дать значительное натяжение пружинам, когда контакты разомкнуты. При врубании, после соприкосновения с пальцами, нож сейчас же воспримет это предварительное нажатие.

5. Щеточные контакты. Щеточные контакты применяются обычно в автоматах и в выключателях в качестве главных контактов (фиг. VI,11). В качестве искрогасительного контакта щетка работает очень плохо, так как отдельные пластинки, образующие щеточный контакт, под действием дуги легко обгорают и свариваются между собой. При правильной сборке и обработке щеточного контакта число точек соприкосновения должно быть по крайней мере равно числу пластинок, из которых набирается щетка. Число это может быть довольно велико. Пластины щетки обычно делаются из твердой холоднокатаной упругой меди. Щеточный контакт, как имеющий большое число точек соприкосновения, особенно пригоден для передачи больших токов.



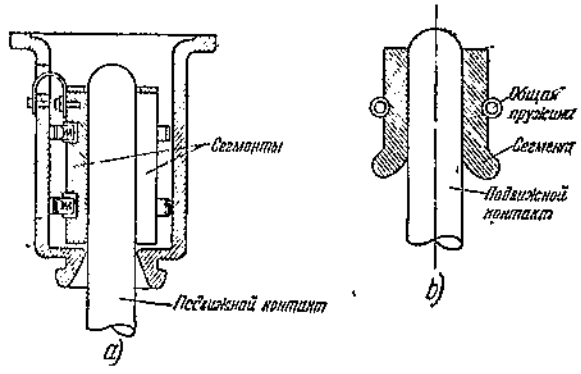
Фиг. VI,11.

На фиг. VI,11a показана форма щеточного контакта, применяемого в автоматах. Перемещение щетки в данном случае происходит перпендикулярно плоскости контакта. При наличии искрогасительных контактов, защищающих щетку от обгорания, такое устройство работает очень надежно.

На фиг. VI,11b показан щеточный контакт масляного выключателя. В данном случае контакт образуется между щетками и подвижным ножом, имеющим форму клина. Условия работы щетки в такого рода контакте менее благоприятны, чем в предыдущем, так как при включениях при подплавлении металла могут быть подгибания пластин щетки вследствие появления на ноже небольших шероховатостей и тогда контакт скоро выйдет из строя.

Нужно отметить, что щеточные контакты все более и более вытесняются из аппаратостроения, особенно высокого напряжения.

6. Розеточный контакт. Розеточные контакты широко применяются в выключателях высокого напряжения. Обычно неподвижная часть розеточного контакта выполняется из долей радиального разрезанного цилиндра, как это показано на фиг. VI,12.



Фиг. VI,12.

Подвижная часть контакта этого типа всегда представляет собой круглый стержень или трубу. Нажатие отдельных сегментов создается или при помощи радиально расположенных пружин, сидящих на каждом сегменте в отдельности (фиг. VI,12a), или при помощи общей пружины, охватывающей все сегменты (фиг. VI,12b).

Второй тип контакта нужно считать менее надежным, так как в случае порчи этой общей пружины весь контакт (все ламели) теряют свою работоспособность, в то время как в контакте с индивидуальными пружинами в случае порчи одной из пружин контакт, хотя и неполноценно, может продолжать работать.

Розеточные контакты находят широкое применение во всех случаях, где необходим круглый подвижный контакт, т. е. главным образом в выключателях и разъединителях мощности, имеющих гасительные камеры.

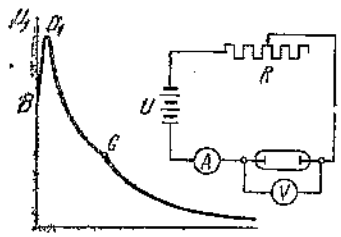
ГЛАВА VII

ТЕОРИЯ ГОРЕНИЯ И ГАШЕНИЯ ДУГИ ПОСТОЯННОГО И ПЕРЕМЕННОГО ТОКОВ

VII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Прежде чем перейти к рассмотрению условий горения и гашения дуги в выключателях, остановимся вкратце на элементарной теории разряда в газах.

Представим себе цепь постоянного тока, состоящую из источника тока с напряжением U, активного сопротивления R и трубки, наполненной газом, в которую впаяны электроды (фиг VII,1). При недостаточно большом значении U амперметр A не покажет никакого тока, так как цепь в трубке разорвана. Если повышать напряжение источника тока, то, начиная с некоторой его величины, амперметр уже будет фиксировать ток, проходящий через трубку; одновременно вольтметр покажет величину напряжения на трубке. Если постепенно увеличивать ток, текущий через трубку, и записывать в виде кривой $U=f(i)$ — зависимость напряжения разрядной трубки от величины тока в последней, то получится вольтамперная характеристика разряда (фиг. VII,1). Ее можно разделить на три основные части. Первая часть характеристики, заключающаяся между точками B и O_1, отличается тем, что увеличению тока соответствует увеличение напряжения на зажимах трубки. Для этой части кривой $\frac{dU}{di}$ есть величина положительная и более или менее постоянная. Участок кривой BO_1 соответствует явлению короны, при котором плотность тока на электродах очень мала; например, для медных электродов при заполнении трубки воздухом и расстоянии между ними в 4 mm плотность тока, соответствующая точке O_1, равна 10^{-15} A/cm^2.



Фиг. VII,1.

Следующий участок кривой между точками O_1 и G уже имеет отрицательное значение $\frac{dU}{di}$. На этом участке увеличению тока в трубке соответствует уменьшение напряжения на ней. Режим, соответствующий этой части характеристики, носит название тихого разряда.

Последний участок кривой, направо от точки G, представляет собой уже вольтамперную характеристику дуги, для которой обычно $\frac{dU}{di}$ также величина отрицательная[1]. Эта часть характеристики простирается до сколько угодно больших значений тока. При переходе одной формы разряда в другую происходит резкое падение напряжения на трубке. Явление тихого разряда отличается от явления дугового разряда величиной падения напряжения и плотностью тока у катода. При тихом разряде плотность тока на катоде бывает около 3÷10 A/cm^2 и падение напряжения у катода около 200—400V. При дуговом разряде плотность тока доходит до 10 000 A/cm^2 и даже выше, падение напряжения у катода 10÷20V. В соответствии с указанными плотностями тока катод при тихом разряде обычно холодный; при дуговом разряде он обычно раскален.

Однако тихий разряд может быть получен и при горячем катоде, а специальными способами можно получить электрическую дугу и при холодных электродах.

[1] Там, где стенки трубки ограничивают диаметр дуги, можно получить $\frac{dU}{di}$ больше нуля.

VII, 2. ОСНОВНЫЕ ФОРМЫ ИОНИЗАЦИИ И ДЕИОНИЗАЦИИ ДУГОВОГО ПРОМЕЖУТКА

Ионизировать газовый промежуток — это значит превратить его из непроводника, из изолятора, в проводник электрического тока. Как следует из предыдущего параграфа, степень ионизации и величина проводимости газового промежутка могут быть различны. Степень ионизации газового промежутка характеризуется количеством находящихся в нем свободных зарядов. Эти заряды, передвигаясь от одного электрода к другому, и образуют электрический ток между последними.

Ионизация газа, вообще говоря, может быть произведена различными способами: лучами света, космическими лучами, высокой температурой, действием электрического поля и т. д. При дуговом разряде, характеризуемом очень сильной ионизацией газового промежутка, наиболее существенными видами ионизации являются следующие: 1) ионизация под действием электрического поля — „ионизация толчком", 2) под действием высокой температуры газа — „термоионизация" и 3) выход электронов из накаленного катода — „термоэмиссия".

Во всяком газе имеется некоторое количество свободных электронов, однако в неионизированном газе их так мало, что они практически не могут служить для образования сколько-либо заметного электрического тока. Под действием электрического поля эти электроны развивают определенную скорость движения. Когда электрон разовьет некоторый минимум скорости и будет обладать некоторым минимумом кинетической энергии, он при столкновении с нейтральным атомом может выбить из последнего электрон, связанный до того с этим атомом. В результате нейтральный атом распадется на свободный

электрон и положительный ион, т. е. сам атом будет иметь уже положительный электрический заряд, равный заряду электрона. Описанный процесс и представляет собой сущность „ионизации толчком". Чем сильнее электрическое поле, тем интенсивнее протекает этот вид ионизации.

Температура газа характеризует скорость движения его частиц: чем выше температура, тем больше скорость движения частиц. При движении частицы сталкиваются между собой и при определенной силе удара (зависящей от скорости) распадаются на составные части — газ „диссоциирует". Сначала молекулы распадаются на атомы (первая ступень диссоциации), затем атом — на ионы и электроны (вторая ступень диссоциации). Распад атомов на заряженные частицы в результате столкновений вследствие теплового движения и является сущностью термической ионизации. Термоионизация газа наступает при второй ступени диссоциации газа.

Сущность третьего вида ионизации газового столба состоит в том, что раскаленный катод выбрасывает в область горения дуги значительные порции электронов.

Все три вида ионизации, имеющие наиболее существенное значение для дугового разряда, зависят не только от причин, их вызывающих (электрическое поле и температура), но также и от среды, в которой происходит ионизация: от химического состава газа, его плотности и температуры, от материала электродов и состояния поверхности катода и т. д.

Для длинных электрических дуг третий вид ионизации имеет по сравнению с первыми двумя небольшое значение.

Пары металла ионизируются гораздо легче, чем газы.

При всяком газовом разряде одновременно с процессами образования заряженных частиц происходит и обратный процесс, процесс „деионизации", при котором полученные заряды исчезают: заряженные частички теряют свои заряды или выходят из области горения дуги и, следовательно, не могут участвовать в переносе тока от одного электрода к другому.

Деионизация дугового промежутка происходит несколькими путями, основными из которых являются следующие:

1. „Рекомбинация" заряженных частиц, сущность которой сводится к тому, что две частички, заряженные различными знаками, при соприкосновении друг с другом образуют нейтральные частички. Следует заметить, что непосредственный удар положительно и отрицательно заряженных частиц друг о друга мало вероятен. Обычно дело происходит так, что сначала электроны, как более подвижные, заряжают отрицательно какие-либо „третьи тела" или „третьи поверхности" и потом уже положительные ионы, попадая на эти третьи тела или поверхности, соединяются с электронами, образуя нейтральные частицы.

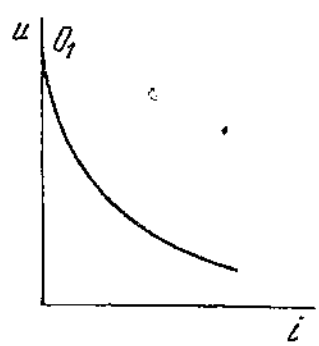
2. „Диффузия" заряженных частиц, т. е. их выход из области горения дуги в окружающее пространство. В дальнейшем эти заряженные частицы могут и не терять своих зарядов, но для дугового пространства они уже не играют никакой роли и потому этот процесс расценивается, как процесс деионизации. Кроме того происходит диффузия нейтральных частиц из области горения дуги в окружающее пространство, обусловленная разностью концентраций частиц в дуге и вне ее. Она также в сильной степени помогает охлаждению дугового столба, в особенности при наличии первой ступени диссоциации газа. Атомы, образованные в результате распада молекул, диффундируют из дугового пространства, за которым вновь образуют молекулы. Распад молекул на атомы связан с поглощением энергии из дугового пространства, а обратный процесс — с выделением этой энергии. Таким образом благодаря диффузии происходит перенос энергии из области горения в окружающее пространство, т. е. охлаждение дуги.

Указанные виды деионизации дугового промежутка являются основными; они зависят от многих факторов и в частности — от состава газа и его состояния (температуры, давления и пр.).

Произведенные опыты показывают, что наиболее быстро деионизирующимся газом является водород и потому в среде водорода дугу погасить легче всего. За водородом по своим дугогасящим свойствам следуют: водяной пар, угольная кислота, кислород и затем воздух и азот, расцениваемые примерно одинаково.

VII, 3. ДУГА ПОСТОЯННОГО ТОКА

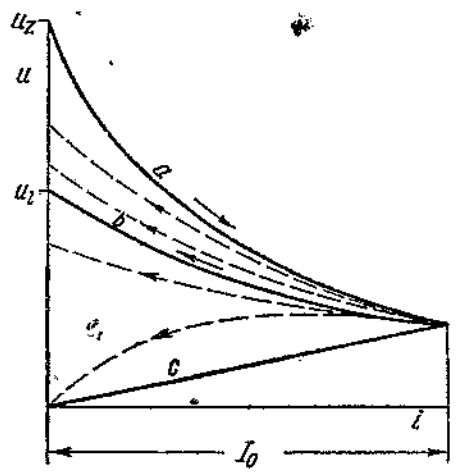
Дуговой разряд начинается при небольших плотностях тока и если вольтамперную характеристику разряда (фиг VII,1) представить в мелком масштабе (для больших токов), то точка O_1 будет лежать очень близко к оси ординат. Вольтамперную характеристику дугового разряда поэтому часто изображают, помещая точку O_1 прямо на оси ординат (фиг. VII,2).



Фиг. VII,2.

Скорости ионизации и деионизации дугового промежутка зависят от многих факторов, причем количественно зависимость скорости ионизации от какого-либо фактора, как правило, отличается от зависимости скорости деионизации от того же фактора. Поэтому в большинстве случаев в дуге происходит увеличение ионизированных частиц или уменьшение и соответственно с этим сопротивление дуги уменьшается или увеличивается. Однако, если дать дуге погореть некоторое время при неизменных постоянных цепи, то можно получить такие условия, при которых количество ионизированных частиц в единицу времени будет равно количеству деионизи-

рованных частиц, т. е. сопротивление дуги будет величиной постоянной. Если для данных промежутка и постоянных цепи снять такую вольтамперную характеристику дуги, для каждой точки которой будет соблюдено указанное равновесие, то получится характеристика дуги, называемая статической. Таким образом статическая характеристика дуги — такая зависимость между током и напряжением дуги, которая соответствует условию равенства скоростей ионизации и деионизации для каждой величины тока. Для каждой величины тока в этом случае имеется определенная степень ионизации промежутка.



Фиг. VII,3.

Статическая характеристика имеет вид, представленный кривой a на фиг. VII,3 и для данных промежутка и электродов она единственная, сколько раз не повторялся бы опыт.

При уменьшении тока в дуге можно опять получить статическую характеристику, если только менять ток достаточно медленно. Если же ток в дуге вследствие каких-либо причин меняется так быстро, что изменение ионизационного состояния промежутка не успевает следовать за изменением тока, то степень ионизации дугового промежутка при каком-то токе и его сопротивление будут соответствовать какому-то предыдущему состоянию промежутка, в результате чего получится другая характеристика b. Последняя будет тем больше отличаться от статической характеристики, чем быстрее меняется ток в дуге, т. е. чем больше отстает ионизационное состояние промежутка от величины тока в нем. Такая характеристика называется „динамической".

Очевидно, что для данных промежутка и электродов можно получить сколько угодно динамических характеристик. Все они будут (при уменьшении тока) лежать ниже статической характеристики a (фиг. VII,3), причем динамическая характеристика дуги будет тем ниже, чем быстрее меняется ток в дуге. Если представить себе практически невозможный случай, при котором скорость уменьшения тока в дуге так велика, что за время его уменьшения ионизация дугового промежутка остается постоянной, то динамическая характеристика для этого случая изобразится прямой C фиг. VII,3, т. е. как для проводника с постоянным сопротивлением.

В точке $i=0$ напряжение на промежутке для статической характеристики имеет определенную величину U_Z; для динамической характеристики его величина U_l, которая, как видно из фиг. VII,3, может приобретать всевозможные значения между O и U_Z.

Напряжение U_Z, которое имеет место на дуговом промежутке в момент появления тока, носит название напряжения зажигания, напряжение U_l, имеющее место на дуговом промежутке в момент исчезновения тока, называется напряжение гашения. Нормально, напряжение зажигания всегда больше напряжения гашения, так как эти две величины характеризуют величину электрической прочности промежутка в момент нулевого значения тока, а электрическая прочность промежутка после того, как по нему только что проходил ток и промежуток был ионизирован, меньше электрической прочности промежутка предварительно не ионизированного током.

В остальной части характеристики напряжение дуги представляет собой падение напряжения в дуге при протекании по ней тока. Напряжение дуги с увеличением тока падает, это значит, что сопротивление дуги при возрастании в ней тока падает быстрее, чем растет ток.

Было предпринято много попыток представить вольтамперную зависимость дуги аналитическим уравнением. Все найденные для этой цели формулы имеют вид:

$$U_B = A + B \cdot l + \frac{C + Dl}{i^n}, \qquad \text{(VII,1)}$$

где U_B — падение напряжения в дуге для данного тока i, A, B, C, D и n — некоторые постоянные, зависящие от среды, в которой горит дуга, и от материала электродов.

Для характеристики коэфициентов, входящих в уравнение (VII,1), приведем данные для медных электродов;

1) по Айртону: $A=60$ V; $B=12{,}8$ V/cm; $C=35{,}5$ VA; $D=0$; $n=1$;

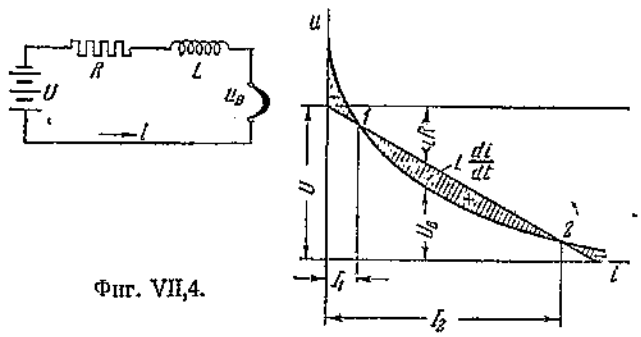
2) по Нотингему: $A=30$ V; $B=1{,}7$ V/cm; $C=4$ VA; $D=3{,}3$ VA/cm; $n=2{,}62 \cdot T \cdot 10^{-4}$;

где T — температура кипения материала анода.

Однако все полученные формулы приблизительно годны только для дуг небольшой длины и для токов до нескольких десятков ампер и соответствуют статическому состоянию дуги. Для динамической характеристики дуги аналитическое выражение должно содержать еще член, зависящий от скорости изменения тока в дуге. Выражений для динамической характеристики дуги не существует совершенно.

Если по каким-либо причинам в дуговом промежутке число исчезающих ионизированных частиц (вследствие деионизации) будет больше, чем число вновь возникающих ионизированных частиц, то сопротивление дуги будет расти. При неизменном напря-

жении источника тока и неизменных постоянных цепи (R, L и C) это поведет к уменьшению тока в дуге. Если такое состояние дуги будет оставаться и дальше, ток в конце концов уменьшится до нуля и дуга погаснет; цепь тока будет прервана. Следовательно, чтобы погасить дугу постоянного тока, необходимо создать такие условия, при которых число ионизированных частиц в дуговом промежутке должно беспрерывно уменьшаться.



Фиг. VII,4.

С точки зрения вольтамперных характеристик цепи это можно трактовать следующим образом.

Представим себе цепь постоянного тока (фиг. VII,4), состоящую из источника тока с напряжением U, активного сопротивления R, индуктивного L и дугового промежутка, с напряжением U_B.

Для этой цепи, для любого момента времени, можно написать уравнение

$$U=iR+L\frac{di}{dt}+U_B \qquad \text{(VII,2)}$$

откуда

$$L\frac{di}{dt}=U-(iR+U_B). \qquad \text{(VII,3)}$$

В том случае, когда дуга горит устойчиво и ток в цепи не меняется, должно быть соблюдено условие

$$\frac{di}{dt}=0 \text{ или } U=iR+U_B.$$

Для того чтобы погасить дугу, необходимо иметь условия, при которых $\frac{di}{dt}$ меньше нуля, т. е. отрицательно. Это сводится к тому, что

$$U_B>(U-iR), \qquad \text{(VII,4)}$$

т. е. напряжения источника тока нехватает для покрытия падений напряжения в дуге и в активном сопротивлении.

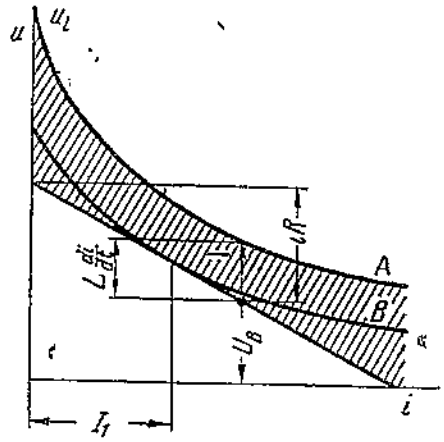
Условие (VII,4) для успешного гашения дуги должно существовать на всем диапазоне токов, от того, какой был в начале горения дуги до нуля. В противном случае дуга будет гореть при измененной величине тока. Это поясняет фиг. VII,4, на которой графически изображено уравнение (VII,2). Здесь падение напряжения в активном сопротивлении R отсчитывается от прямой, изображающей неизменное напряжение на зажимах источника тока U. Отрезки, заключенные между прямой iR и характеристикой дуги, представляют собой величину $L\frac{di}{dt}$.

Из фиг. VII,4 видно, что условие $L\frac{di}{dt}=0$ имеет место только для двух точек: точки 1 и точки 2, соответствующих токам I_1 и I_2.

Для всех остальных точек диаграммы $L\frac{di}{dt}$ или отрицательно (слева от точки 1 и справа от точки 2) или положительно (между точками 1 и 2). Следовательно, дуга может длительно гореть только при токе I_1 или при токе I_2. Если по какой-либо причине ток в дуге стал отличным от указанных величин, то он немедленно начнет увеличиваться или уменьшаться в зависимости от того, какой знак имеет величина $L\frac{di}{dt}$ — положительный или отрицательный.

Рассмотрим процессы, происходящие в области, лежащей вправо от точки, при токах $I_1<I<I_2$ (между точками 1 и 2) величина $L\frac{di}{dt}$ положительна и потому должно происходить увеличение тока. При токах $I>I_2$ (область вправо от точки 2) $L\frac{di}{dt}$ отрицательно, что будет соответствовать уменьшению тока. Следовательно, при всех значениях токов больших I_2 ток всегда будет стремиться принять величину I_2 и потому точка 2 носит название точки устойчивого горения дуги.

На всем диапазоне токов от 0 до I_1 (т. е. слева от точки 1) $L\frac{di}{dt}$ величина отрицательная, т. е. если



Фиг. VII,5.

ток в дуге будет меньше I_1, он начнет уменьшаться, пока дуга не погаснет.

При токе, большем I_1, как было показано, он будет стремиться принять величину тока I_2. В силу приведенных соображений точку I_1 называют точкой неустойчивого горения дуги.

Из сказанного следует, что для гашения дуги постоянного тока мало существования неравенства (VII,4) для какой-то величины тока, необходимо еще, чтобы это неравенство имело место при токе, меньшем I_1. Последнее условие сводится к тому, чтобы кривая характеристики дуги (до отключаемой величины тока) нигде не пересекала прямую iR. Это

условие выполнено для кривой A фиг. VII, 5, лежащей выше прямой iR и потому нигде ее не пересекающей; для любого значения тока в дуге условия гашения имеют место.

Для кривой B (фиг. VII,5) условия гашения дуги еще нет, несмотря на то, что для такой характеристики дугового промежутка положительного значения $L\frac{di}{dt}$ не существует. При токе I_1 величина $L\frac{di}{dt}=0$ и дуга может длительно существовать.

Поднять кривую характеристики дуги выше прямой iR можно, вообще говоря, двумя способами: или увеличением U_B (увеличить сопротивление дуги за счет увеличения деионизации), или увеличением R (снизить прямую iR). В подавляющем большинстве современных выключателей используется первый способ — увеличивают сопротивление дугового промежутка и тем самым поднимают кривую вольтамперной характеристики дуги.

Увеличения сопротивления дугового промежутка можно добиться двумя способами: увеличением длины дуги при той же интенсивности деионизации или увеличением интенсивности деионизации при той же длине дуги. Большинство современных мощных выключателей используют и увеличение длины дуги и одновременное увеличение деионизации дугового промежутка.

В момент угасания дуги напряжение на дуговом промежутке равно U_l = напряжению гашения.

Уравнение (VII, 3) при $i=0$ примет вид:

$$U=L\frac{di}{dt}+U_l, \qquad \text{(VII,5)}$$

откуда величина напряжения на дуговом промежутке в момент гашения будет

$$U_l=U-L\frac{di}{dt}. \qquad \text{(VII,6)}$$

В момент гашения дуги ток спадает с какой-то конечной величины до нуля, следовательно, в этот момент $\frac{di}{dt}$ отрицательно и потому, пользуясь абсолютным выражением для $L\frac{di}{dt}$, можно написать

$$U_l=U+\left[L\frac{di}{dt}\right]. \qquad \text{(VII,7)}$$

Перенапряжение, получаемое в момент гашения дуги постоянного тока, составит, следовательно,

$$\Delta U=U_l-U=\left[L\frac{di}{dt}\right], \qquad \text{(VII,8)}$$

т. е. величина перенапряжения обусловливается индуктивностью цепи и скоростью спадания тока в дуге и возрастает вместе с ростом обеих величин. Вместе с тем перенапряжения при разрыве дуги являются функцией и напряжения гашения (U_l-U), а следовательно, они зависят от среды, в которой тушится дуга. Последнее обстоятельство не позволяет применять для гашения дуги постоянного тока сильно деионизирующих сред (как, например, минеральное масло), так как в этом случае получаются недопустимо большие перенапряжения.

Нормально при отключении цепей постоянного тока воздушными выключателями величина напряжения в момент гашения дуги получается четырех—шестикратная от нормального напряжения сети.

Иногда параллельно дуговому промежутку включают активное сопротивление. Это облегчает весь процесс гашения дуги и уменьшает перенапряжения, возникающие в момент исчезновения тока в дуге, но подобные выключатели имеют тот недостаток, что последовательно с главным выключателем надо ставить вспомогательный выключатель, предназначенный для отключения тока, текущего через шунтирующее дугу сопротивление.

VII,4. СОПРОТИВЛЕНИЕ, МОЩНОСТЬ И ЭНЕРГИЯ ДУГИ

Можно считать, что сопротивление дуги представляет чисто активное сопротивление и ток в дуге меняет свой знак вместе с изменением напряжения на дуге вне зависимости от рода тока.

Величина сопротивления дуги может быть определена как

$$r_B=\frac{U_B}{i},$$

где i — ток в дуге.

Мощность в ваттах, выделяемая в дуге, соответственно будет:

$$P_B=i^2r_B=U_B\cdot i,$$

а энергия, выделенная в дуге за время t, составит

$$A_B=\int_0^t P_B dt=\int_0^t U_B i dt \text{ joul}.$$

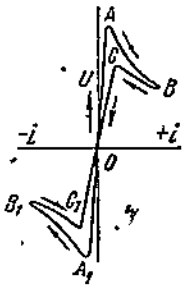
Как уже указывалось, о законе изменения сопротивления и напряжения дуги известно сравнительно мало. И потому теоретическое определение вышеприведенных величин пока невозможно. Они определяются только опытным путем.

VII,5. ДУГА ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

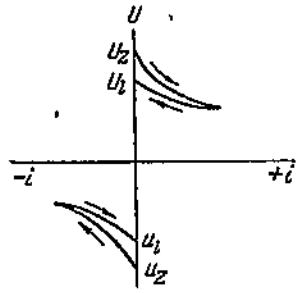
Если снять вольтамперную характеристику дуги переменного тока за время одного периода, то она будет иметь вид, представленный на фиг. VII,6. Здесь стрелки показывают направление изменения тока, при котором снята данная часть характеристики. Точки A и C лежат очень близко к оси ординат, и поэтому вольтамперную характеристику дуги переменного тока часто представляют так, как это показано на фиг. VII,7. Практически, конечно, напряжение дуги не может мгновенно менять свою величину с некоторого положительного значения до отрицательного и потому

фиг. VII,6 дает более правильную картину, чем фиг. VII,7.

Как и для постоянного тока, напряжение дуги, имеющее место в момент появления тока, носит наз-



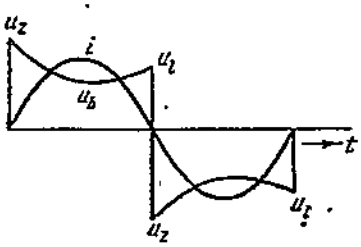
Фиг. VII,6.



Фиг. VII,7.

вание «напряжения зажигания», а в момент исчезновения тока — «напряжения гашения».

Если ток в дуге и напряжение на ней представить в функции времени, то получим картину, изображенную на фиг. VII,8. Напряжение на дуге до середины полупериода уменьшается (максимум тока), а затем до момента прохода тока через нуль увеличивается, после чего знак напряжения на дуге меняется и процесс повторяется снова.



Фиг. VII,8.

Это—типичная картина для дуги переменного тока. Однако при больших токах, как показывают опыты, напряжение дуги в середине полупериода изменяется сравнительно мало. Только в начале и конце полупериода наблюдается резкое увеличение напряжения дуги.

Дугу переменного тока можно погасить в два принципиально различные момента времени: в середине полупериода и в момент прохода тока через нуль. В первом случае, как и при гашении дуги постоянного тока, ток спадает до нуля вследствие сильно возросшего сопротивления дуги. В этом случае за время гашения дуги t_k (фиг. VII,9) кривая тока отличается от синусоиды и величина тока определяется э. д. с. источника тока, сопротивлением цепи и сопротивлением дугового промежутка.

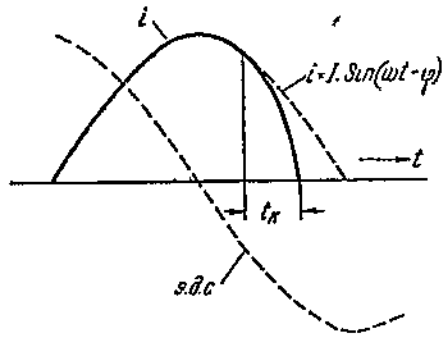
Все сказанное относительно гашения дуги постоянного тока приложимо к рассматриваемому процессу гашения дуги переменного тока с небольшими поправками, вытекающими из условия переменной э. д. с. источника тока.

Такой процесс гашения дуги переменного тока наблюдается, однако, редко. В подавляющем большинстве случаев дуга переменного тока тухнет в один из моментов прохода тока через нуль, когда подвод энергии к дуге прекращается и температура ее резко падает, и потому этот момент является наиболее благоприятным для гашения дуги.

Необходимо отметить, что в большинстве случаев в конце и в начале каждого полупериода величина тока в дуге не соответствует уравнению

$$i = I \sin(\omega t + \varphi),$$

он теряет свою синусоидальную форму и в значительной степени зависит от сопротивления дуги. Момент прохода тока через нуль, когда тухнет дуга, не следует понимать буквально; время, в течение которого практически прекращается подвод энергии к дуге, больше нуля (как то следовало бы из рассмотрения синусоидальной кривой тока). Практически несколько раньше теоретического момента прохода через нуль (вследствие синусоидальной формы) ток в дуге становится уже ничтожно мал, а его



Фиг. VII,9.

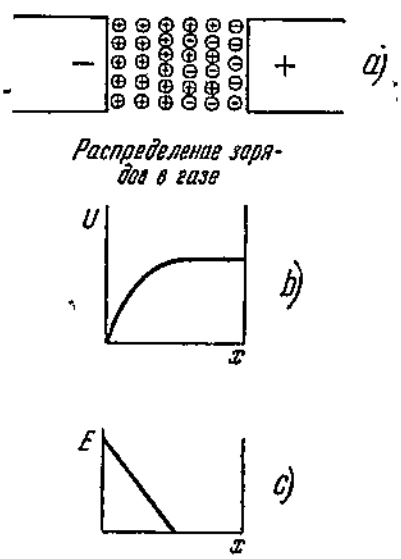
величина становится заметной только спустя некоторое время после теоретического прохода тока через нуль. Время, в течение которого практически прекращается подвод энергии к дуге, зависит от постоянных отключаемой цепи и от процессов, происходящих внутри дугового промежутка, и определить его можно только опытным путем.

Основным отличием процессов горения и гашения дуг переменного тока и постоянного тока является падение до нуля тока в дуге переменного тока в конце каждого полупериода.

С момента прохода тока через нуль в дуге вследствие падения температуры и процессов деионизации начинает падать степень ионизации и сопротивление дугового промежутка растет: раскаленный ионизированный газ из проводника стремится превратиться в диэлектрик. С этого момента, как принято выражаться, «электрическая прочность дугового промежутка растет». Одновременно на дуговом промежутке начинает расти напряжение, стремящееся снова зажечь дугу, т. е. преодолеть электрическую прочность дугового промежутка. Процесс роста напряжения на промежутке после прохода тока через нуль носит название «процесса восстановления напряжения».

Как показали экспериментальные исследования процессов гашения дуги, рост электрической прочности дугового промежутка и рост напряжения на нем являются зависимыми процессами. Напряжение на промежутке влияет на протекание процессов ионизации; деионизация дугового промежутка и сопротивление его влияют на рост напряжения на промежутке.

Эта зависимость очень сложна вследствие влияния многих факторов, в частности, устройства и интенсивности работы самого выключателя. Очень возможно, что для отдельных выключающих устройств взаимозависимость рассматриваемых процессов мала, в то время как для других она оказывает решающее значение. Охарактеризовать количественно эту зависимость в настоящее время не представляется возможным.



Фиг. VII,10.

Уменьшение степени ионизации дугового промежутка с момента прохода тока через нуль, т. е. рост его электрической прочности происходит неравномерно. В большинстве случаев электрическая прочность дугового промежутка вначале растет быстрее, а затем медленнее.

Как показал Слепян (Slepian), с момента исчезновения тока в дуге околокатодное пространство почти мгновенно приобретает электрическую прочность порядка 150—250 V. Это явление объясняется следующим образом. Отрицательно заряженные частички отталкиваются от катода и движутся к аноду, положительно же заряженные притягиваются к катоду (фиг. VII,10). Отрицательно заряженные частицы в дуге в основном суть электроны, а положительно заряженные — ионы. Скорость движения электронов приблизительно в 1 000 раз больше скорости движения положительных ионов и поэтому приближенно можно считать, что электроны, находящиеся у катода, очень быстро уйдут к аноду, в то время как положительные ионы останутся неподвижными. Вследствие этого у катода образуется положительный объемный заряд, а пространство у него будет свободно от электронов. Протекание тока по дуговому промежутку возобновится при появлении электронов у катода, для чего между электродами необходимо иметь определенное напряжение. Величина этого напряжения зависит от температуры катода; раскаленный катод выбрасывает в рассматриваемое пространство электроны и тем снижает необходимое напряжение. При холодном катоде это напряжение, как показывает опыт, равно 250V, при горячем оно меньше. Чем выше температура катода, тем меньшее напряжение нужно для восстановления тока в дуге.

Таким образом непосредственно за исчезновением тока в дуге около катода образуется пространство, имеющее электрическую прочность порядка 150—250V.

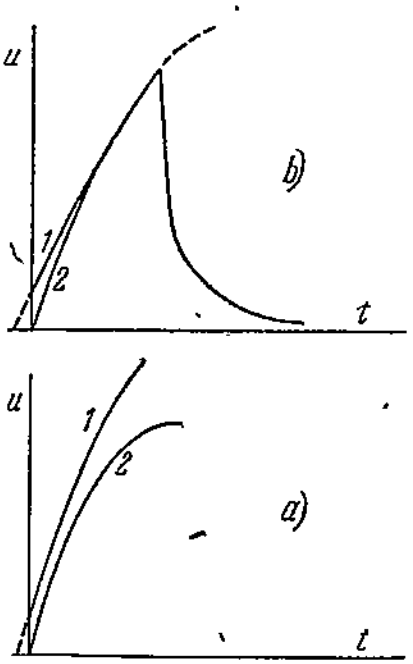
При приведенном изложении не учитывается рост электрической прочности самого столба дуги, так как момент брался непосредственно за исчезновением тока в дуге. В этом случае распределение напряжения по дуговому промежутку характеризуется кривой фиг. VII,10,b, а градиентов фиг. VII,10c. В действительности же имеет место и деионизация всего столба дуги; удельное значение рассмотренной электрической прочности у катода становится тем меньше, чем больше электрическая прочность остальной части дугового промежутка.

Если нужно отключить цепь, в которой э. д. с. источника тока равна нескольким сотням вольт, то указанный процесс около катода может иметь решающее значение для гашения дуги. Когда же э. д. с. цепи равна тысячам и десяткам тысяч вольт, то околокатодный процесс уже не имеет существенного влияния на гашение дуги (если только количество катодов мало); в этом случае решающее значение для гашения дуги играют процессы деионизации в самом столбе дуги.

На основании сказанного различают гашение короткой дуги и гашение длинной дуги. Обычно короткая дуга — это дуга сравнительно низкого напряжения и физически короткая; длинная дуга — это дуга высокого напряжения, для которой околокатодная электрическая прочность не имеет существенного значения.

VII,6. ГАШЕНИЕ ДУГИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Рост электрической прочности дугового промежутка после прохода тока через нуль может быть представлен некоторой кривой, уравнения для которой



Фиг. VII,11.

в настоящее время не существуют и которая начинается не с нуля, а с вышеуказанной величины 150—250 V (фиг. VII,11a и b, кривая *1*). Эта кривая не

всегда будет иметь такой плавный характер, как это указано на фиг. VII,11. На той же фигуре нанесены кривые *2* роста напряжения на дуговом промежутке, которые в начале всегда ниже кривой *1*.–Закон изменения кривой *2* рассмотрим ниже, а сейчас сформулируем условие гашения дуги переменного тока. Если кривая *2* за все время нестационарного процесса дугового промежутка будет лежать ниже кривой *1*, то это означает, что напряжение на промежутке меньше его электрической прочности. В этом случае пробоя промежутка не последует и ток, пройдя через нуль, вновь в дуге не возникнет, т. е. дуга потухнет окончательно (фиг. VII,11a). Наоборот, если кривая *2* в какой-то момент времени пересечет кривую *1*, то в этот момент напряжение на дуговом промежутке будет равно его пробивному напряжению (электрической прочности), промежуток будет пробит и дуга загорится вновь (фиг. VII11b); ток будет протекать в течение полупериода, после которого снова наступит проход тока в дуге через нуль и снова будет решаться вопрос, быть или не быть новому зажиганию дуги.

Следовательно, для того чтобы дуга переменного тока погасла, необходимо, чтобы кривая роста электрической прочности дугового промежутка за все время нестационарного процесса в нем лежала выше кривой роста напряжения на промежутке. В противном случае дуга загорится вновь.

Из сказанного прежде всего следует, что чем больше скорость роста напряжения на промежутке, тем труднее погасить дугу.

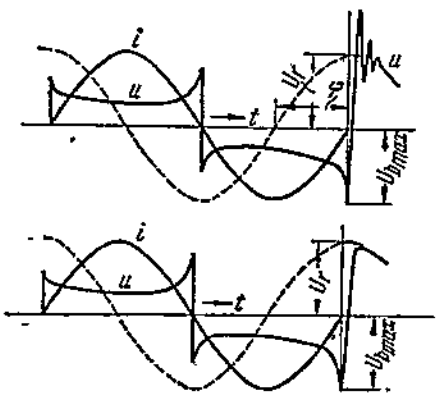
Как уже указывалось, рост напряжения на промежутке зависит от процессов внутри самого промежутка. Однако для совместного рассмотрения этих процессов в настоящее время еще очень мало данных и потому процесс роста напряжения на промежутке после прохода тока в дуге через нуль будем рассматривать, считая, что сам промежуток не оказывает влияния на этот процесс.

Допустим, что какой-либо выключающий аппарат отключает замыкание одной фазы генератора на землю. Для этого случая на фиг. VII,12 представлено изменение тока в дуговом промежутке, напряжения на нем э. д. с. генератора (пунктирная линия). Ток взят отстающим от э. д. с. на 90°, как это обычно имеет место в промышленных цепях переменного тока при коротких замыканиях. На фиг. VII,12 представлен конец процесса отключения — последние два полупериода горения дуги.

Пока по цепи протекает ток короткого замыкания, напряжение на дуговом промежутке соответствует падению напряжения в дуге и обычно представляет собой небольшую величину по сравнению с напряжением источника тока, так что последнее целиком теряется на падение напряжения в индуктивности цепи.

Допустим, что дуга окончательно погасла. Тогда напряжение на дуговом промежутке должно равняться напряжению источника тока в момент прохода тока через нуль, т. е. должно измениться с величины напряжения гашения дуги $U_{B\max}$ до величины U_r — — напряжения источника тока, имевшего место в момент прохода тока через нуль. Величины $U_{B\max}$ и U_r имеют разные знаки.

Процесс изменения величины напряжения на дуговом промежутке с напряжения гашения до величины, соответствующей напряжению генератора, и носит название процесса восстановления напряжения.



Фиг. VII,12.

Всякая реальная цепь обладает какой-то емкостью и потому изменение напряжения с $U_{B\max}$ до U_r не может происходить мгновенно, а совершается в течение какого-то промежутка времени. Вместе с тем этот процесс совершается в такие короткие промежутки времени (в десятки и сотни микросекунд), что за время восстановления напряжения величину напряжения генератора можно считать неизменной и равной U_r. Эта величина соответствует мгновенному значению напряжения цепи в момент прохода тока через нуль; она носит название восстанавливающегося напряжения промышленной частоты.

Величину восстанавливающегося напряжения промышленной частоты можно, для заданного режима протекания тока короткого замыкания, определить расчетным путем, методами, излагаемыми в курсе "Токи короткого замыкания". В общем виде величина восстанавливающегося напряжения промышленной частоты выражается уравнением

$$U_r = \sqrt{2}\, U_\phi\, m \sin\varphi,$$

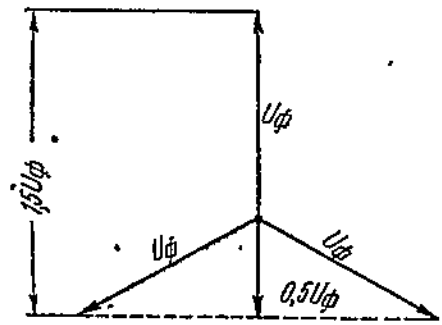
где U_ϕ — эффективное значение фазового напряжения сети до начала короткого замыкания;

m — коэфициент, учитывающий затухание э. д. с. генератора за время от начала короткого замыкания до рассматриваемого момента времени (конца гашения дуги). Коэфициет m представляет собой сложную функцию, зависящую от целого ряда факторов (тип генератора, вид короткого замыкания, электрическая удаленность места повреждения, коммутационная схема установки и т. д.);

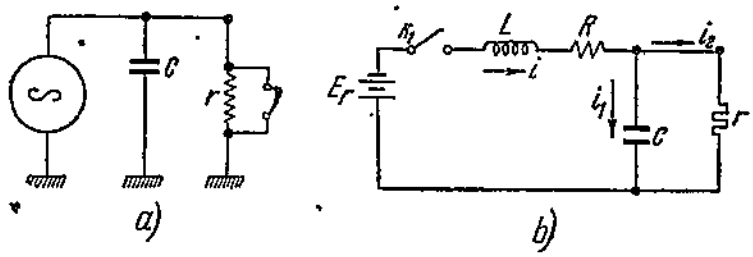
φ — угол сдвига фаз между током в дуге и э. д. с. генератора.

Рассмотрим теперь, какие восстанавливающиеся напряжения промышленной частоты будут на дуговом промежутке выключателей при отключении ими токов в трехфазной системе, считая $\sin\varphi=1$ и не учитывая спад э. д. с. генератора.

При однополюсном замыкании на землю в установках с заземленной нейтралью восстанавливающееся напряжение на дуговом промежутке будет равно фазовому напряжению. Однополюсное замыкание в установках с незаземленной и компенсированной нейтралями не приводит к короткому замыканию и потому выключатель не работает. При двухполюсном



Фиг. VII,13.



Фиг. VII,14.

коротком замыкании междуфазовое напряжение ложится на два последовательно включенных дуговых промежутка в выключателях. Если это напряжение разложится равномерно на оба промежутка, то восстанавливающееся напряжение промышленной частоты составит

$$U_r=\frac{\sqrt{3}U_\phi}{2}=0{,}866\,U_\phi .$$

Если же вследствие большой разницы в процессах деионизации в фазах выключателя все напряжение ляжет на одну фазу, то

$$U_r=\sqrt{3}\,U_\phi .$$

Следовательно, при двухфазном коротком замыкании U_r колеблется в пределах $0{,}866U_\phi$ до $1{,}73U_\phi$, составляя в среднем $1{,}3U_\phi$.

При отключении трехфазного короткого замыкания токи в разных фазах проходят через нуль в различное время. Благодаря этому дуга гаснет сначала в какой-либо одной фазе; в это время две другие фазы закорочены дугой, сопротивление которой сравнительно мало. Можно считать поэтому, что в месте короткого обе фазы имеют один и тот же потенциал. При отсутствии заземления в месте короткого после погасания дуги и одной из фаз напряжение между этой фазой и двумя другими, как это видно из векторной диаграммы фиг. VII,13, составит

$$U_r=1{,}5\cdot U_\phi .$$

После разрыва дуги в одной из фаз выключателя трехполюсное короткое замыкание переходит в двухполюсное, для которого U_r в большинстве случаев меньше $1{,}5\,U_\phi$. При разрыве трехфазного короткого замыкания поэтому, как правило, за гашением дуги в одной фазе следует немедленное гашение и в двух других фазах (при проходе тока через нуль).

Учитывая, что восстанавливающееся напряжение промышленной частоты

$$U_r=1{,}73\,U_\phi$$

при двухполюсном замыкании может получиться как исключение, следует признать, что наиболее трудные условия тушения дуги с точки зрения восстанавливающихся напряжений промышленной частоты будут при трехполюсных замыканиях.

При определении роста напряжения на дуговом промежутке в функции времени необходимо, как уже указывалось, принять во внимание как постоянные цепи, так и электрическое сопротивление дугового промежутка. На фиг. VII,14a представлена схема простейшего случая короткого замыкания, когда одна фаза генератора замыкается на землю. Обмотка генератора обладает индуктивностью L, емкостью на землю C и активным сопротивлением R; дуговой промежуток имеет сопротивление r. Величины L, C и R можно считать постоянными, величина же r — быстро переменная. Кроме того следует отметить еще и то, что емкость и индуктивность генератора являются распределенными вдоль обмотки генератора. В то же время емкость шин, к которым приключен генератор, емкость кабелей и выводов — суть сосредоточенные емкости и часто большие, чем емкость обмотки генератора. Последнее позволяет приближенно считать емкость и индуктивность всей системы сосредоточенными.

Процесс роста напряжения на промежутке (до первого пика напряжения) происходит в течение десятков или сотен микросекунд (редко больше), в течение которых э. д. с. источника тока может считаться величиной постоянной.

На основании указанных соображений процесс роста напряжения на дуговом промежутке в функции времени находят обычно путем решения режима схемы фиг. VII,14b при замыкании ее на постоянную э. д. с., равную E_r. Определение режима схемы фиг. VII,14b при переменной величине r очень сложно, закон сопротивления дугового промежутка неизвестен и поставленную задачу поэтому можно решать, счи-

тая $r=\text{const}$. Это предположение, конечно, приведет к отклонениям от действительной картины процесса.

Для схемы фиг. VII,14 можно написать следующие исходные уравнения:

$$\left.\begin{aligned} E_r &= iR + L\frac{di}{dt} + \frac{1}{C}\int i_1 dt, \\ i &= i_1 + i_2, \\ \frac{1}{C}\int i_1 dt &= i_2 r, \end{aligned}\right\} \qquad \text{(VII,9)}$$

Решая совместно эти уравнения при условии $r=\text{const}$, можно получить следующее уравнение для определения i_1:

$$\frac{d^2 i_1}{dt^2} + B_1\frac{di_1}{dt} + B_2 = 0, \qquad \text{(VII, 10)}$$

где $B_1 = \frac{R}{L} + \frac{1}{rC}$ и $B_2 = \frac{1}{LC} + \frac{R}{LrC}$.

Уравнение (VII,10) есть обычное дифференциальное линейное уравнение с постоянными коэфициентами. Корни его характеристического уравнения будут:

$$\alpha_{1,2} = -\frac{1}{2}\left(\frac{R}{L} + \frac{1}{rC}\right) \pm \sqrt{\frac{1}{4}\left(\frac{R}{L} - \frac{1}{rC}\right)^2 - \frac{1}{LC}}.$$

При подкоренном выражении, большем нуля, т. е. при

$$\frac{1}{4}\left(\frac{R}{L} - \frac{1}{rC}\right)^2 > \frac{1}{LC}$$

корни получаются действительными и имеется апериодический процесс восстановления напряжения (фиг. VII,12a). Если, наоборот,

$$\frac{1}{4}\left(\frac{R}{L} - \frac{1}{rC}\right) < \frac{1}{LC}$$

корни характеристического уравнения получаются мнимыми, будет иметься периодический процесс восстановления напряжения (фиг. VII,12b).

В том случае, когда скорость роста сопротивления дугового промежутка очень велика и

$$\frac{1}{rC} >> \frac{R}{L}$$

условия процесса восстановления напряжения получаются из того же уравнения (VII,10) принимая,

$$\frac{1}{rC} = 0.$$

Последнее соответствует предположению, что за время восстановления напряжения сопротивление дугового промежутка практически равно бесконечности и процесс восстановления напряжения зависит только от постоянных сети.

Не вдаваясь в подробности решения уравнений (VII,9) и (VII,10), укажем, что при условии $r=\infty$ при апериодическом процессе напряжение на промежутке в любой момент может быть найдено из уравнения

$$U_c = E_r + \left(E_r + U_{Bm}\right)\frac{1}{\alpha_1 - \alpha_2}\left(\alpha_2 e^{\alpha_1 t} - \alpha_1 e^{\alpha_2 t}\right), \qquad \text{(VII,11)}$$

где U_{Bm} — последний пик напряжения при гашении дуги см. фиг. (VII,12)

Средняя скорость роста напряжения на промежутке[1] за время, равное постоянной времени контура $\frac{L}{R}$, будет

$$\frac{dU_c}{dt} \approx \frac{R}{L}\left(E_r + U_{Bm}\right)10^{-6} \text{ V/}\mu\text{sec} \qquad \text{(VII,12)}$$

Если U_{Bm} невелико по сравнению с E_r, то

$$\frac{dU_c}{dt} \approx \frac{R}{L}E_r \cdot 10^{-6} \text{ V/}\mu\text{ sec} \qquad \text{(VII,13)}$$

При периодическом процессе соответственно получается

$$U_c = E_r + \left(E_r + U_{Bm}\right)\left(\frac{P}{\omega_0}\sin\omega_0 t - \cos\omega_0 t\right)e^{pt}, \qquad \text{(VII,14)}$$

где

$$P = -\frac{R}{2L} \text{ и } \omega_0 = 2\pi f_0 = \sqrt{\frac{1}{LC} - \frac{1}{4}\frac{R^2}{L^2}} \approx \approx \sqrt{\frac{1}{LC}} \ldots$$

f_0 — частота собственных колебаний цепи.

Если пренебречь затуханием колебаний напряжения (т. е. положить $pt=0$), и считать, что $U_{Bm} \leqslant E_r$, то получим

$$U_c = E_r + E_r\left(\frac{P}{\omega_0}\sin\omega_0 t - \cos\omega_0 t\right). \qquad \text{(VII,15)}$$

Для промышленных цепей переменного тока обычно $P \leqslant \omega_0$ и потому можно написать

$$U_c = E_r(1 - \cos\omega_0 t), \qquad \text{(VII,16)}$$

а средняя скорость восстановления напряжения может быть представлена уравнением

$$\left(\frac{dU_c}{dt}\right)_{cp} = 4f_0 E_r \cdot 10^{-6} \text{ V/}\mu\text{ sec} \qquad \text{(VII,17)}$$

[1] Величина скорости роста напряжения на выключателе, подсчитанная исходя только из постоянных цепи (т. е. при условии $r=\infty$), часто называется «собственной скоростью восстановления напряжения цепи».

Величина максимального напряжения, которое может быть на промежутке в случае апериодического процесса, как то следует из уравнения (VII,11), зависит от

$$E_r,\ U_{B\max}\ \alpha_1 \text{ и } \alpha_2.$$

Заранее его определить теоретическим путем очень трудно, так как невозможно угадать величину $U_{B\max}$. Обычно при апериодическом процессе величина напряжения на промежутке не превосходит величины E_r и поэтому при обрыве дуги переменного тока никаких опасных для изоляции сети перенапряжений не получается.

При периодическом процессе восстановления напряжения пик напряжения на промежутке теоретически может быть значительно больше E_r. Практически, однако, благодаря наличию сильного затухания колебаний в подавляющем большинстве случаев максимальное напряжение на промежутке не превосходит $(1,5 \div 2)E_r$.

На практике чаще всего наблюдается периодический процесс восстановления напряжения.

Если между генератором и местом короткого имеются еще добавочные индуктивности и емкости, определение скорости восстановления напряжения даже при вышепринятых допущениях сильно усложняется.

Частота собственных колебаний сети зависит главным образом от величины емкости, поскольку величины емкости различных участков сети изменяются в значительно более широком диапазоне, чем величины индуктивности; например, емкость станционных шин и устройства $(1 \div 20) \cdot 10^{-3}\mu F$, а емкость обмоток реакторов $\approx 0{,}1 \cdot 10^{-3}\mu F$ и т. д.

В настоящее время в промышленных сетях переменного тока имеют место различные частоты собственных колебаний: от нескольких сот герц (в конце длинных линий) до нескольких десятков тысяч герц (за реакторами).

Что касается практических величин скоростей восстановления напряжения (без учета влияния дугового промежутка), то точных данных пока еще не имеется.

Для различных участков сети величина скорости восстановления напряжения может колебаться от нескольких сот до нескольких тысяч вольт в микросекунду.

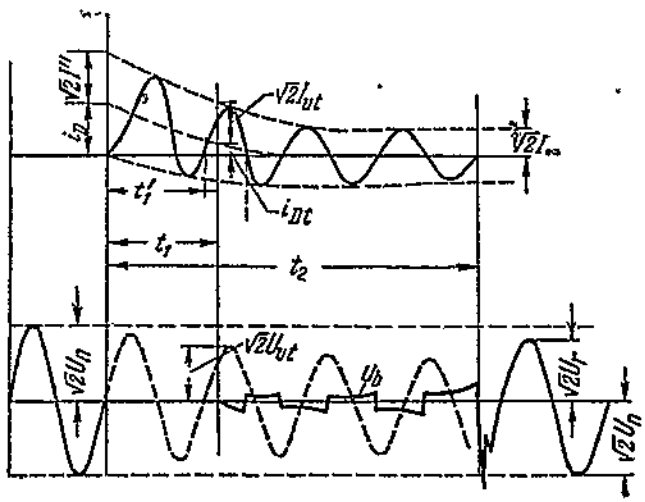
VII,7. ОТКЛЮЧАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

При внезапном коротком замыкании в цепи переменного тока, спустя некоторое время после наступления аварии, контакты реле замыкают цепь выключающей катушки выключателя и выключатель приходит в действие. От момента замыкания контактов реле до момента начала движения контактов выключателя также пройдет некоторое время; затем контакты начинают двигаться. После этого некоторое время контакты выключателя остаются замкнутыми (по пути движения в контактах), а затем отделяются друг от друга; между ними загорается дуга, которая тухнет опять также спустя некоторое время.

Таким образом от начала короткого замыкания до его отключения проходит время t_2, равное

$$t_2 = t_p + t_a + t_k + t_d,$$

где t_p — время работы реле;
t_a — время от начала замыкания цепи катушки выключателя до начала движения контактов;
t_k — время движения в контактах;
t_d — время горения дуги.



Фиг. VII,15.

Первая слагаемая (t_p) не зависит от конструкции выключателя, а является функцией характера аварии, схемы защиты и конструкции реле. Остальные слагаемые целиком определяются конструкцией выключателя и привода к нему.

В то же время величина тока короткого замыкания за время t_2 не остается постоянной (фиг. VII,15). В момент короткого в общем случае появляется апериодическая слагающая тока короткого замыкания i_{Dt}, которая в течение 0,10÷0,3 сек. затухает; кроме того амплитуда «периодической слагающей» тока короткого замыкания при отсутствии регуляторов напряжения постепенно уменьшается за счет реакции якоря генератора с величины $\sqrt{2} \cdot I''$ до величины $\sqrt{2} \cdot I_\infty$, где I'' — эффективное значение периодической слагающей сверхпереходного тока короткого замыкания, а I_∞ — установившегося тока короткого замыкания. На фиг. VII,15 положено, что

$$t_p + t_a + t_k = t_1.$$

До момента короткого напряжение между двумя какими-либо фазами равно линейному рабочему напряжению сети U_n; после же погасания дуги в выключателе и затухания собственных колебаний системы напряжение между фазами выключателя равно U_r.

После разрыва цепи тока короткого замыкания э. д. с., уменьшенная вследствие влияния реакции якоря, восстановится не сразу и потому U_r всегда меньше U_n, причем разница между ними тем больше, чем меньше реактанс между местом короткого и генератором и чем больше время t_2. Точно так же и напряжение U_{vt} в момент расхождения контактов (через время t_1, по наступлению короткого) меньше, чем U_n, и потому

$$U_n > U_{vt} > U_r.$$

Вследствие влияния той же реакции якоря периодическая слагающая тока короткого замыкания в начале загорания дуги всегда меньше значения той же слагающей в начале короткого замыкания

$$I'' > I_{vt}.$$

Отметим, что диаграмма фиг. VII,15 относится к случаю, когда на генераторе не имеется регулятора напряжения. При наличии регулятора напряжения через 0,25—0,3 sec. после начала короткого замыкания будет наблюдаться не спад, а заметное увеличение тока короткого замыкания.

Теперь допустим, что выключатель отключил цепь короткого замыкания, причем токи и напряжения цепи характеризуются фиг. VII,15; спрашивается, какой ток и при каком напряжении отключил выключатель?

Если бы реакция якоря была ничтожно мала и апериодическая слагающая тока короткого замыкания отсутствовала бы, т. е. если бы

$$U_r = U_n \text{ и } I_{vt} = I'',$$

то выключатель отключил бы ток I_{vt} при напряжении U_n или он отключил бы кажущуюся мощность в

$$W = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{vt} \cdot 10^{-3} \text{kVA} = \sqrt{3}\, U_n I_{vt} \cdot 10^{-6} \text{MVA}. \quad \text{(VII,18)}$$

Произведение напряжения на величину тока, отключенного выключателем, носит название «разрывной мощности» и измеряется в киловольтамперах или в мегавольтамперах.

Однако, как следует из фиг. VII,15, величины токов и действующих напряжений в различные моменты времени различны и потому определять мощность, как это сделано в уравнении (VII,18), очевидно, не представляется возможным.

Метод определения «разрывной мощности» выключателя являлся и является предметом больших дискуссий, окончательное разрешение которых задерживается из-за слабого знания законов, управляющих гашением дуги в выключателе.

Нормы различных стран дают поэтому отличное друг от друга определение этой величины. Рассмотрим особенности этих норм.

Прежде всего следует заметить, что нормы всех стран сходятся в двух пунктах: 1) по всем нормам ток и напряжение берутся в эффективных величинах; 2) ток, входящий в выражение разрывной мощности берется за первый полупериод по расхождению контактов (в начале горения дуги).

С 1937 г. нормы многих стран на выключатели стали схожими и в ряде других пунктов, но для характеристики существа вопроса остановимся на особенностях и старых норм.

1. СССР. У нас в СССР в настоящее время определение разрывной мощности, отключенной выключателем для трехфазной цепи, определяется, как

$$W = \sqrt{3} \cdot U_n \sqrt{I_{Dt}^2 + I_{vt}^2} \cdot 10^{-3} \text{kVA}, \quad \text{(VII,19)}$$

где I_{Dt} и I_{vt} — апериодическая и периодическая составляющие тока короткого замыкания за первый полупериод по расхождению контактов.

Таким образом в понятие об отключенной выключателем мощности входит номинальное напряжение и эффективная величина тока с учетом апериодической слагающей тока короткого замыкания; величина

$$\sqrt{I_{Dt}^2 + I_{vt}^2}$$

представляет собой эффективное значение тока за один период.

2. Англия. По новым нормам вводится два понятия разрывной мощности:

1) $$W = \sqrt{3} \cdot U_r \sqrt{I_{Dt}^2 + I_{vt}^2} \cdot 10^{-3} \text{kVA}; \quad \text{(VII,20)}$$

2) $$W = \sqrt{3} \cdot U_r I_{vt} \cdot 10^{-3} \text{kVA}; \quad \text{(VII,21)}$$

первая из них называется «несимметричная мощность», вторая — «симметричная мощность».

В первую входит кроме периодической составляющей и апериодическая слагающая тока короткого замыкания, во вторую — нет. Напряжение в обоих случаях берется то, которое было на выключателе непосредственно после отключения короткого (U_r).

3. Германия. До 1937 г. по германским нормам

$$W = \sqrt{3} \cdot U_{vt} \cdot I_D \cdot 10^{-3} \text{kVA},$$

где I_D — эффективное значение тока с учетом апериодической составляющей тока короткого замыкания за первую полуволну с максимальной амплитудой по раздвижению контактов, т. е. (фиг. VII,15)

$$I_D = \sqrt{\frac{1}{t_2' - t_1'} \int_{t_1'}^{t_2'} i^2 dt}.$$

По существующим (с 1937 г.) германским нормам разрывная мощность определяется как и по английским нормам, т. е. вводятся два понятия отключенной мощности, характеризуемой уравнениями (VII,20) и (VII,21).

4. Швейцария. По швейцарским нормам

$$W = \sqrt{3} \cdot U_r \cdot I_{vt} \cdot 10^{-3} \text{kVA}, \quad \text{(VII,22)}$$

т. е. как последние английские нормы, но имеется только одно понятие — симметричной мощности.

5. Америка. По старым нормам в Америке разрывная мощность определялась, как и у нас, т. е. по уравнению (VII,19).

По нормам 1938 г. разрывная мощность определяется, как

$$W=\sqrt{3}U_r\sqrt{I_{Dt}^2+I_{vt}^2}\cdot 10^{-3}\text{ kVA}, \qquad \text{(VII,23)}$$

т. е. так же, как «асимметричная мощность» по английским нормам.

Таким образом новые нормы вышеуказанных стран сходны между собой, что не случайно. Появлению последних норм предшествовала работа ряда международных комиссий по этому вопросу, последним результатом работы которых можно считать «проект международных норм».

6. Проект международных норм по существу определяет мощность так же, как и английские нормы, хотя формально между ними имеется отличие. Проект международных норм исключает понятие «разрывная мощность». Отключаемая способность выключателя по этому проекту характеризуется током при данном напряжении. При этом вводятся два понятия «отключаемой способности» — «симметричная», характеризуемая током I_{vt}, и «несимметричная», характеризуемая током

$$\sqrt{I_{Dt}^2+I_{vt}^2}.$$

Оба тока относятся к напряжению U_r, т. е. если говорить о мощности по проекту международных норм, следует пользоваться уравнениями (VII,20) и (VII,21).

Если критически сопоставлять отдельные нормы между собой (прежние и новые), то прежде всего следует заметить, что введение номинального напряжения в понятие разрывной мощности ничем не оправдано; фактически (фиг. VII,15) — выключатель отключил напряжение U_r, так как именно это напряжение стремилось поддержать дугу, а напряжение U_n было по существу до момента короткого замыкания. Ранее было указано, что на режим гашения дуги очень сильное влияние оказывает скорость восстановления напряжения и эта скорость прямо пропорциональна U_r — восстанавливающемуся напряжению промышленной частоты в момент прохода тока через нуль.

Таким образом введение U_r вместо U_n следует считать вполне правильным. Величина U_{vt} по своему значению очень мало отличается от U_r, но пользование U_{vt} вносит то неудобство, что оно не может быть непосредственно найдено из осциллограммы и для его определения необходимо прибегать к искусственным методам.

Что касается величин тока, то можно сказать следующее. Энергия дуги, являющейся характерной величиной для процесса отключения, при прочих равных условиях тем больше, чем больше величина эффективного тока в дуге. С этой точки зрения апериодическая составляющая тока короткого замыкания должна быть введена в понятие разрывной мощности, так как при ее наличии эффективное значение тока больше, чем без нее. Однако это так, если рассматривать энергию дуги за целое число периодов. Вопрос же о том, быть или не быть новому зажиганию дуги, решается после каждого прохода тока через нуль, а при наличии апериодической слагающей тока короткого замыкания каждая нечетная полуволна тока имеет большую величину эффективного значения и большую длительность, в то время как каждая четная полуволна — меньшее эффективное значение и меньшую длительность, чем полуволна периодического тока. Может оказаться поэтому, что при наличии апериодической слагающей тока короткого замыкания погасить дугу после нечетной полуволны труднее, чем без наличия этой слагающей, а после четной — легче.

Кроме того при $\varphi=\frac{\pi}{2}$ восстанавливающееся напряжение промышленной частоты равно амплитудному значению напряжения цепи в момент прохода тока через нуль, если ток периодический; если же имеется апериодическая слагающая тока короткого замыкания, то момент прохода тока в дуге через нуль смещается и в этом случае восстанавливающееся напряжение промышленной частоты меньше амплитудного. С этой точки зрения наличие апериодической составляющей тока короткого замыкания уменьшает скорость роста напряжения на дуге и, следовательно, облегчает процесс гашения дуги.

Таким образом апериодическая слагающая тока короткого замыкания в своем суммарном влиянии может облегчить и утяжелить процесс гашения дуги.

Время, прошедшее от момента короткого до начала зажигания дуги, для старых типов выключателей составляло 0,10—0,15 sec, а часто и больше. Это вело к тому, что к моменту расхождения контактов апериодическая слагающая тока короткого замыкания успевала сильно затухнуть, так что практически очень мало сказывалась на величине эффективного значения тока в дуге. Следовательно, спор о том, вводить или не вводить ее в понятие отключаемого тока, имел больше формальное значение, чем по существу.

В последние же годы появились выключатели, которые отключают цепь тока за 0,05 ÷ 0,08 sec. Для них апериодическая слагающая тока короткого замыкания имеет уже реальный смысл. Поскольку, однако, до сего времени единого взгляда на влияние апериодической слагающей тока короткого замыкания еще не имеется, проект международных норм является компромиссным и вводит два понятия отключаемой способности выключателя: «симметричную» и «несимметричную».

Вышеприведенное понятие разрывной мощности следует отличать от «предельной отключаемой мощности выключателя». Первая величина характеризует те киловольтамперы, которые выключатель отключил при данном опыте; вторая — те, что выключатель

способен отключить. Они могут совпадать только в частном случае.

Вместе с тем, какое бы напряжение по нормам не вводилось в выражение для разрывной мощности, при определении предельной отключаемой мощности выключателя эта величина должна быть отнесена (и относится) прежде всего к номинальному напряжению выключателя. Дело в том, что конструктор, проектирующий выключатель, не знает, в какую сеть будет поставлен аппарат, и потому он должен рассчитывать его по наиболее тяжелым условиям работы. Последнее будет соответствовать установке выключателя в электрически удаленной точке, где влияние реакции якоря генератора будет сказываться очень слабо, т. е.

$$U_r \approx U_n.$$

Следовательно, выключатель должен проектироваться исходя из того, что восстанавливающееся напряжение на выключателе U_r равно его номинальному напряжению.

При испытании выключателя также необходимо стремиться к тому, чтобы восстанавливающееся напряжение было равно U_n. Проект международных норм, а также ряд других современных норм, в частности СССР, предписывают: выключатель должен быть испытан на разрывную мощность при таких условиях, при которых

$$U_r \approx U_n,$$

т. е. напряжение на выключателе непосредственно после отключения должно равняться его номинальному напряжению.

ГЛАВА VIII

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

VIII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Распределение электроэнергии между приемниками ее производится обычно при напряжениях 120—500 V.

При невысоких напряжениях (до 500 V) размыкание цепи тока можно производить в воздухе без каких-либо деионизирующих устройств. Последние, однако, применяются и при этих напряжениях, когда имеются специальные требования в отношении ускорения тушения дуги, сохранности контактов и т. д. В цепях переменного и постоянного тока при напряжениях до 500 V размыкание рабочих токов производится обычно при помощи рубильников, т. е. выключателей с управлением от руки и простым гашением дуги в воздухе. При более высоких напряжениях или при высоких значениях разрываемых токов разрыв токов при помощи простых рубильников делается затруднительным, так как в результате действия дуги имеет место сильное обгорание контактов и опасность переброски дуги между смежными полюсами. Во всяком случае при разрыве в воздухе значительных токов необходимо заботиться о том, чтобы дуга, возникающая при этом, не подвергала опасности обслуживающий персонал (ожоги, ослепление и т. п.).

В тех случаях, когда требуется автоматическое или дистанционное управление цепями, применяются специальные типы аппаратуры — автоматические воздушные выключатели, контакторы и т. п. Некоторые из этих аппаратов получили широкое распространение на электростанциях и подстанциях, например, в цепях 500V электродвигателей собственных нужд, управление которыми осуществляется дистанционно, т. е. из пункта, находящегося на некотором расстоянии от двигателя. Автоматы находят применение в установках аккумуляторных батарей, в цепях силовых трансформаторов собственных нужд и т. п.

Для защиты особо ответственных объектов постоянного тока, например, ртутных выпрямителей, крупных машин применяются быстродействующие автоматы, способные быстро реагировать на появляющиеся ненормальные явления в сети.

При постоянном токе воздушные выключатели являются в настоящее время единственным коммутационным аппаратом для разрыва цепей как низкого, так и высокого напряжений. Для переменного тока высокого напряжения имеется большое количество разнообразных типов выключателей, способных разрывать очень большие мощности.

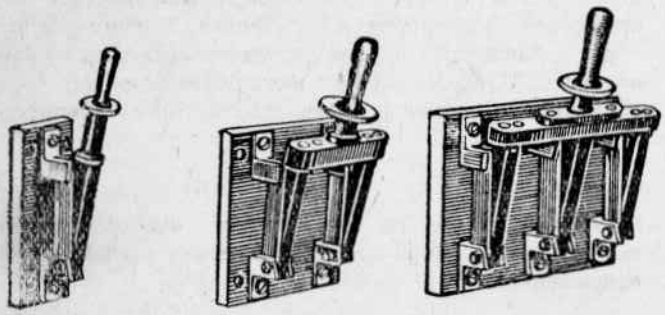
VIII,2. РУБИЛЬНИКИ И ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛИ

В установках до 500 V, как уже указывалось выше, в качестве аппарата для производства коммутационных операций обычно применяются воздушные выключатели-рубильники.

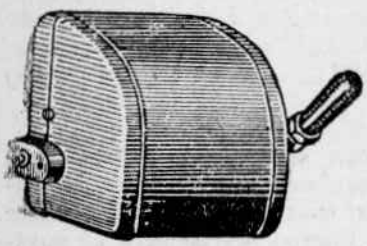
Рубильники в большинстве случаев монтируются на доске из какого-либо изоляционного материала (мрамор, шифер, дерево и т. п.). По количеству ножей рубильники делятся на одно-, двух- и трехполюсные (фиг. VIII,1). Рубильники, не предназначены для отключения значительных токов перегрузки. При больших номинальных токах рубильников заводы-изготовители иногда рекомендуют не отключать даже и эти токи, так как получающаяся на рубильнике дуга может привести к ожогам эксплоатационного персонала, перекрытиям между фазами и сильным подгораниям контактов.

С целью ограждения обслуживающего персонала от действия высокой температуры дуги, а также для предотвращения сильного загрязнения рубильника, при установке его в местах, где может быть большое количество пыли, ножи рубильника закрываются кожухом и наружу выводится только рукоятка. На

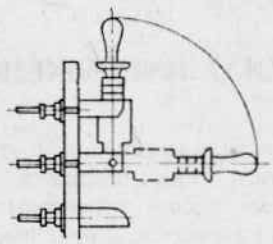
фиг. VIII, 2 показан специальный тип закрытых рубильников, применяемых для установки в производственных помещениях, например, у станков. Кожух предохраняет одновременно рабочих и от случайного прикосновения к токоведущим частям рубильника.



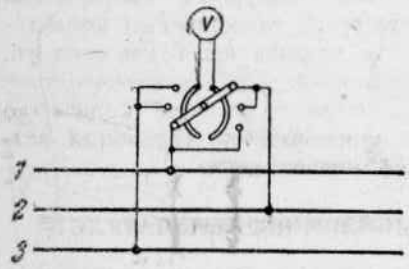
Фиг. VIII,1.



Фиг. VIII,2.



Фиг. VIII,3.



Фиг. VIII,4.

В некоторых случаях требуется переключение одной цепи на два или более направления. Такие операции бывают необходимы преимущественно в цепях управления, сигнализации и блокировки. В этом случае применяются так называемые переключатели, которые при больших токах по конструкции аналогичны рубильникам, имеющим дополнительные неподвижные контакты (фиг. VIII,3). Для переключения цепей с малыми токами применяются переключатели типа, изображенного на фиг. VIII,4.

Рубильники выполняются на номинальное напряжение до 500V и на очень большой диапазон токов — от нескольких ампер до нескольких тысяч ампер.

Переключатели, как правило, на очень большие силы тока не строятся.

Рубильники могут устанавливаться с лицевой и задней стороны щита. Во втором случае рукоятка управления находится на лицевой стороне щита, а ножи рубильника соединены с ней при помощи рычажного привода (фиг. VIII,5).

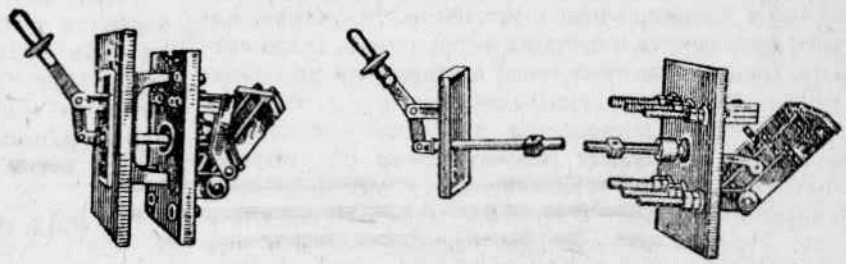
На фиг. VIII,6. представлен однополюсный рубильник Харьковского завода ХЭМЗ на силу тока 1 000 А. Его отличительная особенность — короткие ножи и угольные дугогасительные контакты (деталь *1*, фиг. VIII,6). Небольшая длина ножей выбрана для лучшего гашения дуги. При отключении на дугу, возникшую между контактами, действуют электродинамические силы, стремящиеся ее растянуть.

Эти электродинамические силы пропорциональны скорости изменения индуктивности контура при увеличении длины дуги (неподвижные контакты — дуга — ножи); скорость же изменения индуктивности этого контура увеличивается с уменьшением длины ножа.

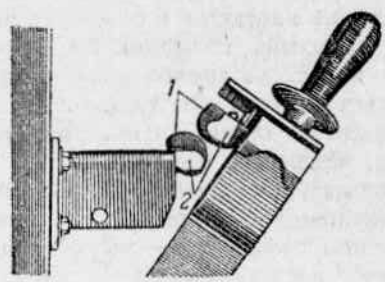
Железная скоба *2* предназначена для увеличения магнитного поля в зоне горения дуги у контактов, а следовательно, помогает основанию дуги перемещаться под действием электромагнитных сил к верхней части угля, что способствует гашению дуги.

Угольные контакты обгорают от дуги значительно меньше, чем медные, следовательно, износ их будет малым и потому применение угольных контактов для рубильников на большие силы тока рационально. Отметим, что существует много типов рубильников на большие токи, имеющие только медные контакты.

Рубильник, представленный на фиг. VIII,6, может быть установлен на передней и задней стороне щита.



Фиг. VIII,5.



Фиг. VIII,6.

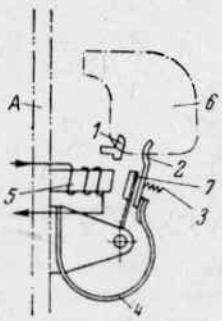
Его конструкция предусматривает возможность соединения нескольких таких рубильников в одно целое для получения рубильников на большие силы тока.

При эксплоатации контакты рубильников рекомендуется периодически смазывать вазелином и зачищать после обгара.

VIII,3. КОНТАКТОРЫ

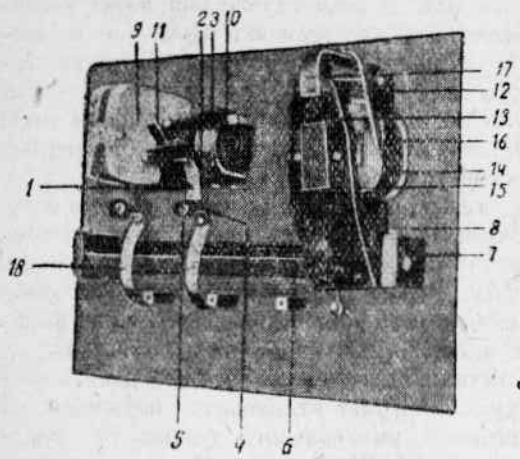
Контакторы предназначены для дистанционного включения и отключения электрических цепей постоянного и переменного тока низкого напряжения.

На фиг. VIII,7 представлена схема устройства однополюсного контактора. На стойке *A* смонтированы: неподвижный контакт *1*, помещенный в дугогасящей камере 6, подвижной контакт *2*, связанный гибким проводом *4* с местом подвода тока (другой ввод подведен к контакту *1*); контактор снабжен электромагнитом *5*, якорем *7* и пружиной *3*. Нормально — контакты *1* и *2* разомкнуты. При включении обмотки электромагнита *5* на напряжение якорь *7* притягивается к сердечнику электромагнита и контактор включается. Обмотка электромагнита *5* питается от цепи, в которой установлен контактор. Если в цепи произошло короткое замыкание, напряжение на обмотке электромагнита падает, сила его тяги уменьшается и пружина *3*, натянутая при включении, отключает контактор. Камера служит для улучшения процесса гашения дуги и выполняется по одному из принципов, разобранных ниже.



Фиг. VIII,7.

Необходимо отметить, что контакторы, в особенности на малые номинальные токи, не могут разрывать больших токов короткого замыкания. В таких случаях последовательно с контакторами включаются плавкие предохранители, которые должны быть быстродействующими. Эти предохранители должны прерывать цепь тока раньше, чем контакты контактора начнут расходиться и на них появится дуга.



Фиг. VIII,8.

На фиг. VIII,8 показан внешний вид двухполюсного контактора ХЭМЗ. Все подвижные части этого контактора смонтированы на стальном валу *6*, помещенном в гильзу из изоляционного материала. У правого полюса дугогасящая камера *9* снята. Для улучшения гашения дуги у рассматриваемого контактора имеется также «дугогасящая катушка» *10*, обтекаемая главным током. Катушка, создавая магнитное поле в области горения дуги, заставляет дугу быстро перемещаться и тем самым способствует ее гашению. Включающая катушка *14* прикреплена скобкой *16* к плите контактора. При подаче в нее тока якорь *15* притягивается к сердечнику *12* и контактор включается. При отключении угол поворота вала лимитируется упором *17*. Подводка тока к контактору осуществляется с задней (обратной) стороны. Подвижные контакторы *1* с наружной стороны соединены с вводами при помощи гибких проводов *18*. Нажатие в месте соприкосновения контактов *1* и *2* достигается с помощью пружины *4* и регулируется их натягом с помощью колпачка *5*.

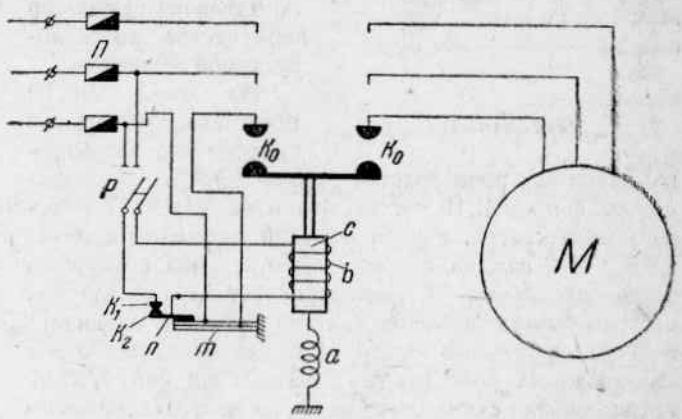
У контакторов на небольшие токи специальные дугогасящие катушки или камеры отсутствуют.

Описанный контактор (фиг. VIII,7 и VIII,8) представляет «нормально открытый» контактор: без подачи тока в катушку его контакты разомкнуты. Наряду с такими конструкциями имеются и «нормально закрытые» контакторы, которые, наоборот, при подаче тока в катушку размыкают цепь тока.

На валу контактора часто устраиваются еще «блок-контакты», служащие для целей блокировки и сигнализации.

VIII,4. МАГНИТНЫЕ ПУСКАТЕЛИ

Магнитный пускатель представляет собой комбинацию контактора и теплового реле, защищающего потребителя от перегрузки. На фиг. VIII,9 представлена принципиальная схема магнитного пускателя, установленного в цепи асинхронного трехфазного двигателя *M*. Цепь магнитного пускателя на фиг. VIII,9 представлена только для одной фазы. При замыкании рубильника *P* (во многих типах пускателей он заменяется кнопкой), катушка *b* получает питание и,

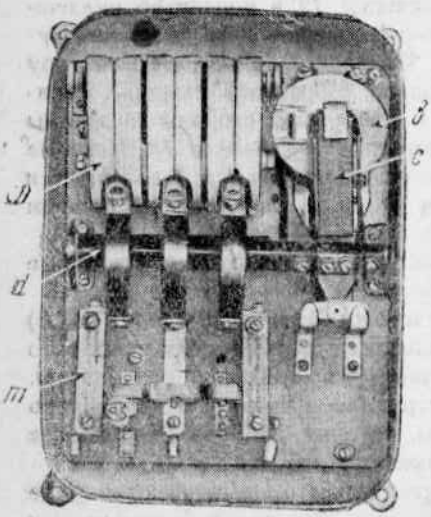


Фиг. VIII,9.

пересиливая пружину *a*, втягивает сердечник *c* так же, как и в контакторах. Перемещаясь, сердечник *c* замыкает контакты K_0 и тем самым включает двигатель. Цепь катушки *b* замкнута через контакты K_1 и K_2, из которых K_1 — неподвижен, а K_2 — с помощью планки *n* механически связан с тепловым

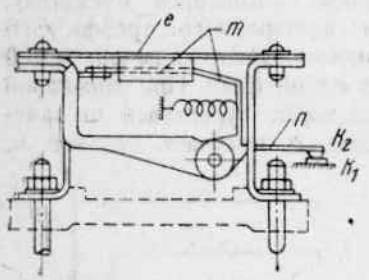
реле m, по которому протекает главный ток двигателя.

На фиг. VIII,9 тепловое реле показано в форме биметаллического элемента, представляющего собой две механически связанные металлические пластинки



Фиг. VIII,10.

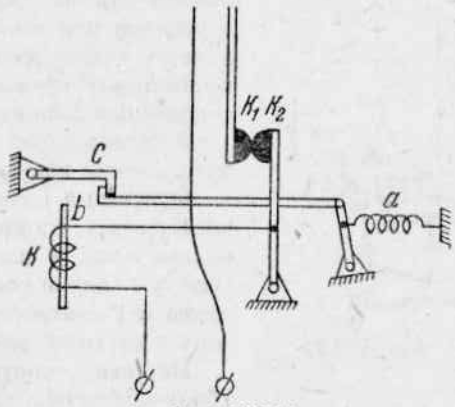
с различными температурными коэфициентами расширения. При нагревании биметаллического элемента пластина с большим температурным коэфициентом стремится удлиниться, это сделать ей мешает другая пластина; в результате происходит выгибание всего элемента и разрыв контактов K_1 и K_2. Характеристика же биметаллического элемента подбирается таким образом, что при перегрузке мотора контакты K_1 и K_2 размыкают цепь катушки b раньше, чем мотор перегреется до недопустимой величины.



Фиг. VIII,11.

На фиг. VIII,10 представлен общий вид трехфазного магнитного пускателя производства завода ХЭМЗ. Обозначения на фиг. VIII,10 те же, что и на VIII,9; D — дугогасящая камера, внутри которой помещены контакты K_0; d — вал, на котором смонтирована подвижная часть пускателя. В рассматриваемом пускателе для нагрева биметаллических пластин применен специальный нагревательный элемент. Каждый пускатель имеет два тепловых реле (на двух фазах). На фиг. VIII,11 представлена схема теплового реле с биметаллическими пластинами для пускателей завода ХЭМЗ. Нагревательный элемент e обтекается главным током пускателя и нагревает биметаллические пластины m, которые при своей деформации размыкают контакты K_1 и K_2.

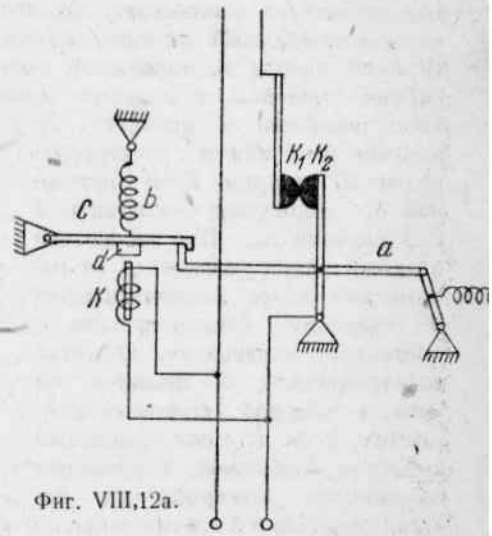
На электростанциях магнитные пускатели широко применяются в системе собственных нужд в цепях электродвигателей 500 и 380 V.



Фиг. VIII,12.

VIII,5. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

1. Принцип устройства и рабочий процесс. Отличие автоматических воздушных выключателей, сокращенно называемых „автоматами“, от „рубильников“ состоит в том, что они при наступлении аварийного режима в цепи тока автоматически приходят в действие и отключают поврежденный участок сети. Для этой цели автоматы обычно снабжаются специальными катушками: токовой, приводящей автомат в действие, когда величина тока, текущего через него, достигает определенной установленной величины, или катушкой напряжения, которая отключает автомат при падении напряжения в цепи ниже установленной величины.



Фиг. VIII,12a.

Иногда автоматы снабжаются двумя катушками — тока и напряжения. В этом случае они могут реагировать на изменения как величины тока, так и напряжения или мощности цепи. Токовые катушки используются и для автоматов обратного тока, отключающих цепь при изменении направления тока; ясно, что последний тип автоматов может применяться только в установках постоянного тока.

Схема автомата максимального тока, т. е. выключающегося при протекании в цепи тока бóльшего некоторой заданной величины, изображена на фиг. VIII,12. Основные контакты K_1 и K_2 удерживаются во включенном положении защелкой C. Когда ток в цепи достигает заданной величины, боек b, втягиваясь катушкой K, обтекаемой током цепи, выбивает защелку C. Автомат отключается пружиной a.

Схема автомата минимального напряжения представлена на фиг. VIII,12a. Катушка K при напряжении сети выше установленной величины удерживает защелку C. При снижении напряжения сила действия катушки K на якорь d становится меньшей, чем пружины b, и защелка освобождает автомат. Отключение автомата производится пружиной a.

Все автоматы допускают в некоторых пределах регулировку. Последнее означает, что предельное

заданное значение величины тока, напряжения и т. д., при которых будет происходить отключение автомата, может быть изменено. Осуществляется это различными способами, например, на схеме фиг. VIII,12а путем изменения натяжения пружины b.

Некоторые типы автоматов снабжаются добавочным устройством для „выдержки времени". Такой автомат отключает цепь только в том случае, если превышение заданной величины тока будет длиться не менее определенного промежутка времени. Выдержка времени преследует цель избежать отключения цепей при мгновенных случайных изменениях контролируемой величины, не опасных для установки.

Автоматы получили широкое распространение в особенности в связи с применением ртутных выпрямителей и с развитием тяговых сетей постоянного тока. В настоящее время автоматы строятся для напряжений до 6 000 V с отключаемыми токами до тысяч и десятков тысяч ампер. Конструкция большинства автоматов, построенных для сетей постоянного тока, подобна конструкции автоматов переменного тока.

Короткое замыкание в цепи постоянного тока при недостаточной быстрой его ликвидации ведет к образованию огня на коллекторе, если в качестве источника тока служит коллекторная машина, или к обратному зажиганию в случае ртутных выпрямителей. Поэтому к автоматам, расположенным вблизи от места генерирования энергии, а также и к стоящим непосредственно у источников энергии, предъявляются высокие требования с точки зрения их скорости действия. Автоматы, конструкция которых предусматривает особо малое время действия, носят название быстродействующих.

Полное время отключения автомата при отключении тока короткого замыкания

$$t = t_1 + t_3 + t_g,$$

где t_1 — время от возникновения короткого замыкания до момента начала движения контактов;

t_3 — время движения контактов на пути, на котором контакты еще остаются замкнутыми (так называемый «путь в контактах»);

t_g — время от начала возникновения дуги до ее погасания, т. е. время горения дуги.

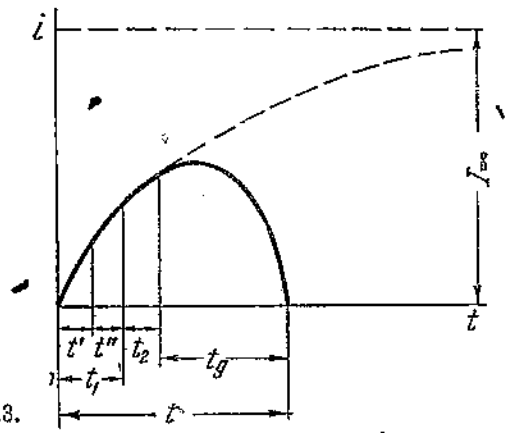
На фиг. VIII,13 представлена амперсекундная характеристика отключения короткого замыкания в цепи постоянного тока. Допустим, что в момент $t=0$ наступило короткое замыкание. Начиная с этого момента, ток короткого замыкания в цепи растет по закону (при постоянной индуктивности цепи L)

$$i = I_\infty\left(1 - e^{-\frac{R}{L}t}\right), \qquad \text{(VIII,1)}$$

где I_∞ — установившийся ток;

R — омическое сопротивление замкнутой цепи.

Спустя какое-то время t' (фиг. VIII,13 и 12) ток достигнет установленной величины и боек катушки K придет в движение. Спустя время t'' боек катушки откинет защелку и контакты придут в движение, через промежуток времени t_2 между контактами появится дуга; начиная с этого момента, ток в цепи не будет следовать уравнению (VIII,1), так как на его величину уже будет влиять сопротивление дуги, увеличивающейся по мере роста длины дуги и увеличения деионизирующих факторов. На фиг. VIII,13 изме-



Фиг. VIII,13.

нение тока в дуге представлено сплошной линией, в то время как ток по уравнению (VIII,1) после времени t_2 показан пунктиром.

Из рассмотрения диаграммы фиг. VIII,13 прежде всего следует, что ток в короткозамкнутой цепи постоянного тока достигнет тем меньшей величины, чем меньше время

$$t_1 + t_2.$$

Следовательно, быстродействующий автомат не только уменьшает время существования в цепи тока короткого замыкания, но уменьшает и величину его.

Время

$$t'' + t_3,$$

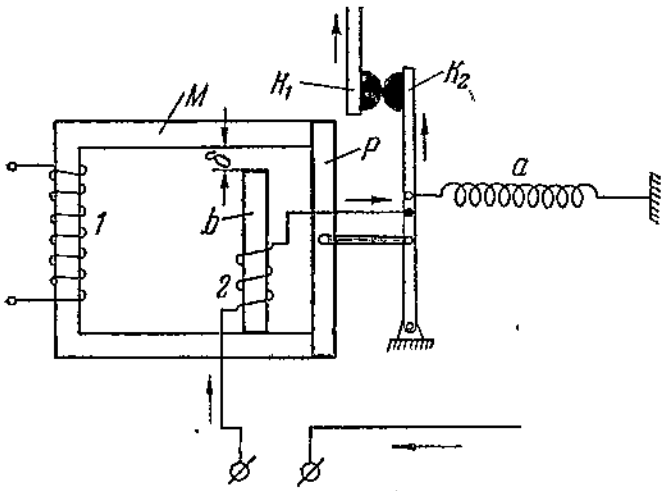
прошедшее от момента появления установленного для катушки K тока (начало движения бойка катушки), до начала горения дуги носит название собственного времени автомата. Скорость движения бойка зависит от ампервитков катушки K и потому в зависимости от скорости нарастания тока в цепи собственное время автомата меняется, как меняется и время t'.

Обыкновенный автомат имеет собственное время порядка 0,15—0,3 sec.

На фиг. VIII,14 представлена схема быстродействующего автомата. Здесь K_1 и K_2 — контакты автомата; M — сердечник электромагнита; p — его якорь; a — отключающая пружина автомата; b — дополнительный сердечник электромагнита, на котором расположена токовая катушка 2, обтекаемая главным током.

Во включенном положении контакты удерживаются якорем p, который притягивается к сердечнику электромагнита за счет магнитного потока, создаваемого катушкой 1. Катушка 1 состоит из многих витков и приключена непосредственно к сети; катушка

2 состоит из нескольких витков и обтекается главным током. Витки катушки 2 намотаны в таком направлении, что ее ампервитки стремятся уменьшить поток в стыке якоря с сердечником. Когда ток в катушке 2 достигнет определенной величины, обус-



Фиг. VIII,14.

ловленной зазором δ, пружиной a, катушкой 1 и прочими параметрами электромагнита, — пружина a пересилит задерживающую силу электромагнита и контакты автомата придут в движение.

Таким образом в обыкновенном автомате время $t_1 = t' + t''$, в то время как в быстродействующем благодаря отсутствию бойков и защелок время $t_1 = t'$, т. е. t'' равно нулю. Кроме того в быстродействующем автомате за счет увеличения силы отключающей пружины и устройства более мощной дугогасящей системы уменьшается время t_2 и время t_g. Благодаря всем этим факторам собственное время у быстродействующего автомата измеряется в пределах 0,003—0,008 sec., а полное время его действия около 0,02—0,03 sec., что примерно в 10 раз меньше, чем для обыкновенных автоматов.

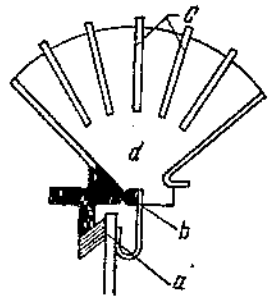
Следует при этом заметить, что воздействие магнитного потока на дугу не ограничивается только ее удлинением. Ток в дуге представляет собой поток электронов и именно на них действуют электродинамические силы, когда дуга оказывается в магнитном поле. Удлинение дуги в этом случае сопряжено с перемещением электронов из более нагретой части пространства в менее нагретую, что и вызывает увеличение интенсивности деионизации. Магнитный поток при этом направляется поперек дуги и обычно создается катушкой, включенной последовательно с дугогасительными контактами.

На фиг. VIII,15 представлен эскиз одного из типов дугогасящей камеры с поперечными перегородками c, применяющейся для автоматов. Камера d делается из изоляционного материала (преимущественно из цемент-асбеста). Главные контакты a (обычно щеточного типа) при отключении расходятся раньше, чем искрогасительные b, между последними загорается дуга, которая магнитным дутьем загоняется в камеру. В камере дуга соприкасается с перегородками и выгибается, что сильно способствует ее гашению. От места расхождения искрогасительных контактов до верха камеры в автоматах очень часто устраиваются металлические рога, между которыми и горит дуга во время гашения. Эти рога поставлены наклонно и по мере движения дуги вверх длина между рогами увеличивается, вследствие чего дуга также удлиняется.

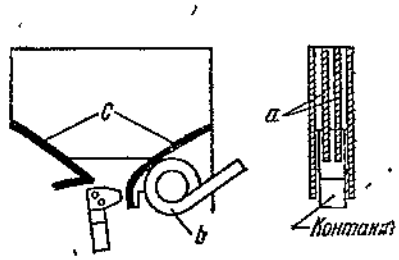
На фиг. VIII,16 представлен другой тип дугогасящей камеры с продольными перегородками a. Сильным магнитным полем катушки дуга загоняется по рогам c между плоскостями, расположенными вдоль дуги. Дуга получается сжатой перегородками; в этой камере имеется типичный случай гашения дуги в узкой щели.

Харьковский завод в своих автоматах, предназначенных для отключения постоянного и переменного токов, применяет также решетки из железных пластин (фиг. VIII,17). Вследствие взаимодействия тока в дуге с магнитным полем пластин (от того же тока) дуга стремится занять такое положение, при котором магнитный поток, охватывающий ее, был бы максимален. Максимум потока будет тогда, когда дуга будет расположена между серединами верхней части железных пластин, так как в этом случае магнитное сопротивление для потока будет минимальным. Дуга поэтому стремится „перерезаться" железными пластинами. Когда же дуга горит между пластинами, получается столько анодов и катодов, сколько железных пластин. Величина анодного и катодного падения напряжения в дуге составляет в сумме около 30 V; поэтому, например, для гашения дуги при напряжении 600 V нужно не более 20 пластин.

Для цепей переменного тока подобная камера дает значительно больший эффект. В главе о теории дуги было указано, что в момент прохода тока



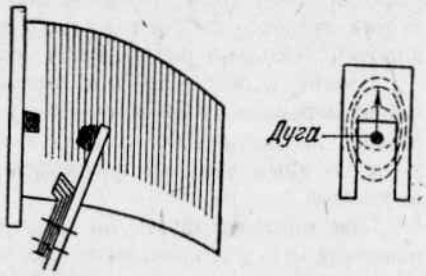
Фиг. VIII,15.



Фиг. VIII,16.

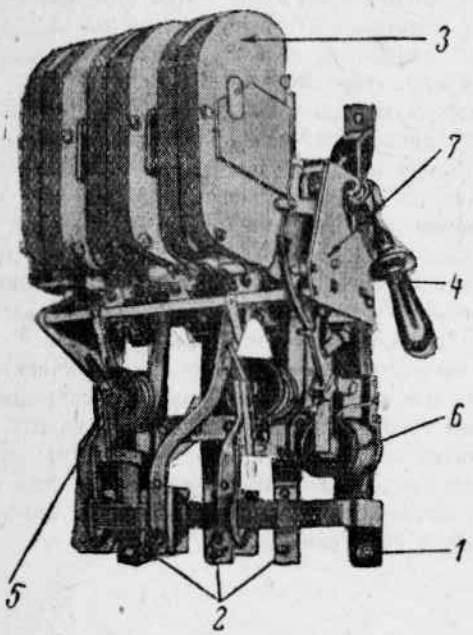
через нуль около катода получается диэлектрическая прочность порядка 150 — 250 V (в зависимости от температуры и материала катода). Следовательно, резание дуги металлическими пластинами на ряд коротких дуг ведет к очень быстрому ее гашению и для тех же 600 V число пластин в решетке при переменном токе может быть значительно снижено. По опытам, например, лаборатории Харьковского завода

один автомат, выполненный по схеме фиг. VIII,17 на номинальный ток 200А, отключал постоянный ток в 25 000А при 250V и 17 500А при 550V, а при переменном токе 25 000А при 550V.



Фиг. VIII,17.

2. Типы автоматов. На фиг. VIII,18 представлена фотография автомата типа А100 и А200, производства ХЭМЗ. Автомат собран на стальном каркасе *1*, к которому прикреплены изолированные от него медные шины *2* для подвода тока. Неподвижные и подвижные дугогасительные контакты за-

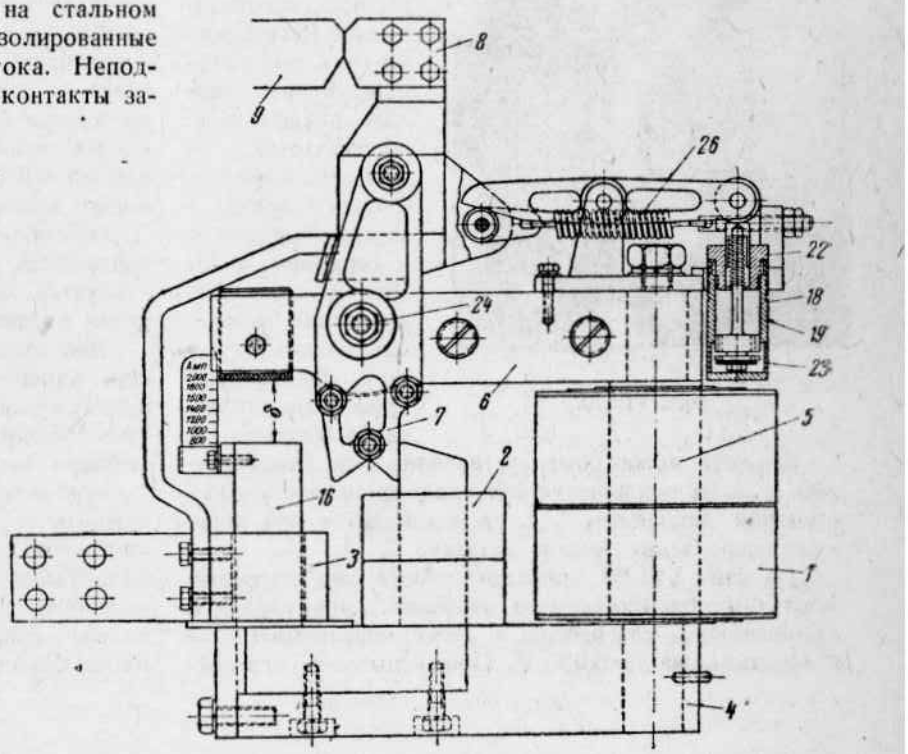


Фиг. VIII,18.

ключены в дугогасящую камеру *3* с деионной решеткой (согласно фиг. VIII, 17). Ручка *4* служит для включения и отключения автомата. Автомат имеет максимальную катушку *5*, отключающую его при повышении тока свыше допустимой величины, и нулевое реле *6*, отключающее автомат при соответствующем понижении напряжения в сети. В коробке *7* расположен механизм „свободного расцепления", который не позволяет включить автомат, если имеются в сети те ненормальные условия, при которых автомат должен быть отключен (об устройстве свободного расцепления см. ниже).

Описанный автомат не быстродействующий и предназначен для цепей постоянного тока до 440 V и для цепей переменного тока — до 500V на нормальные токи 100 и 200А.

На фиг. VIII,19 представлен эскиз быстродействующего автомата завода „Электросила" (типа ВАБ). Железным основанием *4* скреплены сердечник *5*, имеющий форму железного цилиндра, и сердечник *16* из листового трансформаторного железа, которому придана форма перевернутой буквы П. На сердечнике *5* расположена удерживающая катушка *1*. На один конец сердечника *16* надета включающая секционированная катушка *2*, которая после окончания операции включения обесточивается; на другом конце сердечника *16* расположена катушка *3*, обтекаемая главным током. Подвижный контакт *8* непосредственно смонтирован на якоре электромагнита *7*, вращающемся вокруг оси *24*.



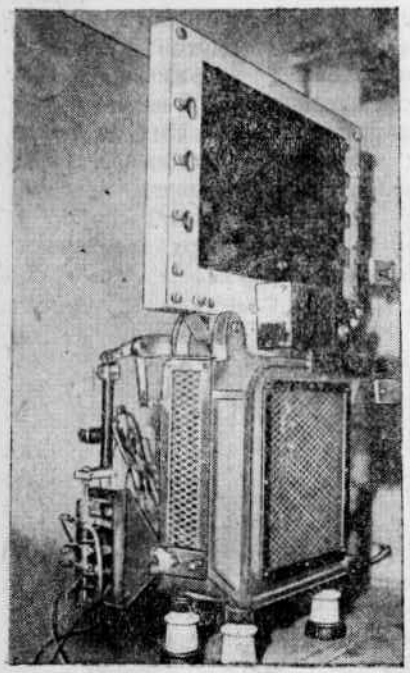
Фиг. VIII,19.

К стержню *5* вплотную притянут брусок *6* с частью, обработанной по окружности так, что якорь, выполненный из листового трансформаторного железа, может вращаться вокруг оси *24* с постоянным зазором 0,2 mm между бруском *6* и якорем *7*.

В положении „включено" якорь прижат к концу стержня *16*, на котором сидит включающая катушка *2*. В этом случае катушка *1* возбуждает поток, создающий между якорем и сердечником силу, достаточную для удержания автомата во включенном положении, вопреки силе выключающей пружины *26*.

При увеличении силы тока в катушке *3* поток между сердечником с катушкой *2* и якорем будет уменьшаться, в то время как поток между сердеч-

ником с катушкой *3* и якорем возрастает, так как поток катушки *3* в первом случае вычитается из потока удерживающей катушки *1*, а во втором с ним складывается. В результате при некотором значении тока в обмотке *3* силы, действующие на якорь в сторону отключения, будут больше сил, удерживающих автомат во включенном положении, и автомат отключится. Детали *18, 19, 22* и *23* (фиг. VIII,19) являются деталями масляного демпфера, смягчающего механические удары при работе автомата. Регулировка тока, при котором автомат должен отключаться, производится за счет изменения воздушного зазора δ между бруском *6* и сердечником *16*. Чем меньше этот зазор, тем меньше сила тока в катушке *3*, при которой происходит отключение автомата.



Фиг. VIII,20.

Автомат может быть установлен как максимальный (т. е. на отключение при увеличении тока) и как обратной мощности, т. е. на отключение при перемене направления тока в катушке *3*.

На фиг. VIII,20 приведен общий вид описываемого быстродействующего автомата. Эти автоматы предназначены для работы в сетях постоянного тока с напряжением до 3 000 V. При испытании его собственное время при токах около 16 000 A составляло в среднем 0,003 sec.

В том случае, когда ток, при котором должен отключаться автомат, ниже возможной регулировки установочного тока автомата, его выключающая катушка питается от специального токового реле (что впрочем довольно редко имеет место).

Начиная с 500 — 1 000 V для отключения мощных цепей переменного тока обычно применяются выключатели, рассмотренные в следующей главе, простые типы которых дешевле соответствующих им мощных автоматов.

При монтаже автоматов следует обращать особое внимание на их правильное расположение, так как вес частей автомата играет существенную роль в скорости движения контактов, а правильное расположение камеры гашения является необходимым для успешного гашения дуги. Провода от источника тока обычно присоединяются к неподвижным контактам, а потребитель — к подвижным, так как последние вместе с механизмом должны быть доступны (на них не должно быть напряжения) для осмотра при отключенном автомате. Быстродействующие автоматы всегда монтируются за щитом и в большинстве случаев имеют дистанционное управление.

Обычные автоматы чаще всего имеют ручное управление. Для напряжений свыше 380 V их рекомендуется монтировать также за щитом с выводом ручки управления на лицевую сторону щита.

При отключении мощных автоматов из дугогасящих камер может выбрасываться большое пламя и потому вблизи дугогасящей части автомата не должно быть никаких горючих материалов, а соседние токоведущие части должны быть достаточно удалены.

Контакты автоматов необходимо периодически очищать от окислов и нагара, а поверхность главных контактов кроме того необходимо смазывать вазелином. Такая смазка хорошо защищает контакты от окисления и не создает заметного увеличения переходного сопротивления. Контакты современных автоматов выполняются серебряными.

ГЛАВА IX

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

IX,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Все выключатели, имеющие рабочее напряжение 500 V и выше, относятся к выключателям высокого напряжения.

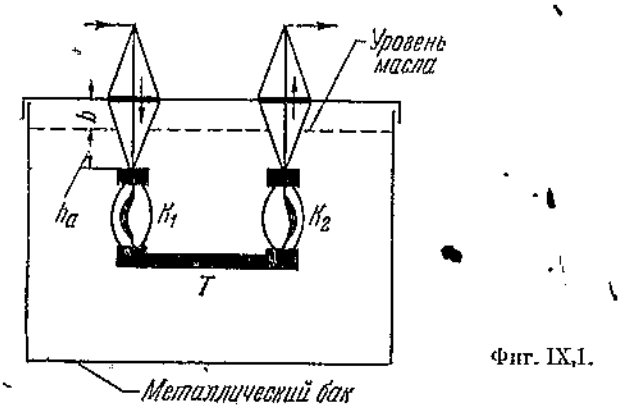
Современные выключатели высокого напряжения по роду дугогасящей среды могут быть разбиты на две основные группы: 1) **жидкостные выключатели**, 2) **воздушные выключатели**. В первых контакты помещаются в жидкости, во вторых в воздухе.

Жидкостные выключатели в свою очередь делятся на: 1) масляные выключатели, в которых контакты помещены в масле, 2) водяные выключатели, в которых контакты помещаются в воде[1].

Масляные выключатели по количеству заключающегося в них масла делятся на многообъемные

[1] Фирма Сименс-Шуккерт одну категорию своих выключателей называет «экспансионные»; в них контакты помещаются в «экспансине» — жидкости, представляющей собой в основном или масло, или воду, со сравнительно незначительными примесями веществ, понижающих точку замерзания жидкости. Однако основная составляющая этой жидкости — или масло, или вода, так что экспансионные выключатели можно отнести или к масляным, или к водяным.

и малообъемные. В многообъемных выключателях (фиг. IX,1) масло используется как изолирующая и как дугогасящая среда. Неподвижные (K_1 и K_2) и подвижные контакты изолированы от бака маслом, вследствие чего бак может быть установлен непосредственно на заземленных конструкциях. В ма-



Фиг. IX,1.

лообъемных выключателях масло используется только для целей гашения дуги и как изолирующая среда между подвижным контактом и неподвижным контактом благодаря чему количество масла в этих выключателях может быть взято значительно меньшим. Разница в количестве масла в выключателях и определила их название «многообъемные» и «малообъемные».

Изоляция контактов малообъемного выключателя от каркаса, служащего для его установки, осуществляется обычно тем, что бак выключателя выполняется из изолирующего материала. При металлических баках подвижный и неподвижный контакты изолируются от бака специальными изоляторами.

Все малообъемные выключатели обычно имеют какие-либо специальные устройства для гашения дуги.

Многообъемные выключатели такое устройство имеют не все и потому они делятся на выключатели с простым разрывом контактов под маслом и на выключатели со специальными приспособлениями для гашения дуги. В первых при выключении контакты просто расходятся под маслом и никакое специальное устройство, ускоряющее процесс гашения дуги, в них не имеет места. Во вторых для усиления деионизации дугового промежутка в выключатель встроены специальные приспособления.

IX,2. МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ С ПРОСТЫМ РАЗРЫВОМ КОНТАКТОВ ПОД МАСЛОМ

Первое применение принципа размыкания тока под маслом относится к 1891 г., однако внедрение масляного выключателя в промышленность началось с 1897 г.

В своей первоначальной конструкции масляный выключатель представлял собой обыкновенный воздушный выключатель типа рубильника, опущенный в бак с маслом. По мере развития электростанций и роста их мощности росла необходимость в более усовершенствованных типах выключателей, которые надежно справились бы со все возрастающими трудностями отключения больших токов.

Масляные выключатели с простым разрывом контактов под маслом выполняются с одним и многими местами разрывов на фазу.

За исключением специальных типов (например, горшковых) в настоящее время многообъемные масляные выключатели с одним разрывом на фазу не строятся, и простейшим типом современных масляных выключателей можно считать выключатели с двукратным разрывом на фазу. На фиг. IX,1 представлена одна фаза такого выключателя: в баке, наполненном до некоторого уровня маслом, расположены неподвижные контакты K_1 и K_2, прикрепленные к вводам выключателя, и траверза T с подвижными контактами, могущая перемещаться вверх и вниз.

Такое вертикальное перемещение траверзы применяется в подавляющем большинстве современных масляных выключателей. При отключении траверза движется вниз и между каждой парой контактов возникает дуга. Как видно из фиг. IX,1, в этом выключателе дуга возникает в двух местах одновременно, откуда и название: двукратный разрыв.

Температура дуги очень велика и потому масло вблизи области горения дуги испаряется и разлагается. Эта область, заполненная продуктами испарения и разложения масла, образует вокруг дуги так называемый газовый пузырь, объем которого растет вместе с увеличением расстояния между контактами и с увеличением времени горения дуги.

Масло для выключателей берется почти такое же, как и для трансформаторов с незначительно измененными требованиями к нему, главным образом с точки зрения температуры замерзания. Состав газов, получающихся в выключателе в результате горения дуги, зависит от состава масла. В среднем можно считать, что по объему газ состоит из 70% водорода, 20% этилена и 10% метана. Кроме них в газовом пузыре присутствуют еще ацетилен, углерод, некоторое количество паров металла и пр., но последние составляющие имеются в десятых и сотых долях процента.

Таким образом дуга в масляном выключателе горит и гаснет не в масле, а в атмосфере газа (пары масла, находящиеся в газовом пузыре, имеются в области, удаленной от стержня дуги). С точки зрения гашения дуги масляный выключатель есть газовый выключатель, только тот газ, в котором тухнет дуга, является результатом разложения масла.

Количество масла, которое разлагается в масляном выключателе, очень невелико, но количество газов получается довольно большое, так как 1 g масла при разложении дает 1 400 — 1 500 cm^3 газа, отнесенных к температуре 20° С и нормальному (атмосферному) давлению.

В большей своей части газовый пузырь наполнен водородом, т. е. газом, который наиболее интенсивно гасит дугу. Следовательно, масло генерирует наиболее эффективный для гашения дуги газ.

Несмотря на многочисленные исследования масляных выключателей, точного представления о процессах, сопровождающих гашение дуги в них, в настоящее время нет. Можно только в общих чертах нарисовать картину процесса гашения дуги под маслом.

По мере раздвижения контактов длина дуги растет, а с ней вместе растет и то напряжение, которое нужно для поддержания дуги. Температура газового пузыря, его плотность, степень ионизации и прочие характерные величины неодинаковы как по сечению газового пузыря, так и по его длине.

Во время, когда по дуге течет большой ток, в центре дуги выделяется большое количество энергии и поддерживается высокая температура столба дуги. Никаких особых процессов, быстро повышающих деионизацию дугового промежутка, в это время не происходит. В момент же прохода тока через нулевое значение (и около этого момента) подвод энергии к дуге почти прекращается. Вследствие этого температура стержня дуги быстро падает, давление в этой области тоже падает. Все это вместе взятое ведет к резкому изменению состояния газа внутри газового пузыря. Его давление и температура стремятся выравняться, принять одинаковое значение во всем объеме. Это вызывает быстрое движение газов внутри газового пузыря, перемешивание ионизированных и неионизированных, холодных и горячих газов, что и ведет к деионизации промежутка между контактами и гашению дуги.

Таково в общих чертах представление о гашении дуги в масляном выключателе с простым разрывом контактов под маслом.

Динамические силы, получающиеся между дугами отдельных разрывов, а также между дугой и стальной стенкой бака, помогают гашению дуги в том отношении, что заставляют дугу двигаться в газовом пузыре из более нагретой области в менее нагретую (из центра газового пузыря к его периферии).

Опытные данные говорят, что состав масла и его состояние (загрязнение) очень мало влияют на процесс гашения дуги в масляном выключателе.

Например, количество влаги в масле, недопустимое с точки зрения его изоляционных свойств, практически не ухудшает его дугогасящих свойств. То же самое можно сказать о механических примесях в масле (например, угле).

Это, конечно, не значит, что масло можно загрязнять в любой степени, но те нормы и допуски, какие существуют для масла, как изолятора, могут быть облегчены для масла, как дугогасящей среды.

Одним из самых неприятных свойств масляного выключателя является возможность его взрыва. Эта опасность усугубляется еще тем, что после взрыва масло из бака выливается и может, загоревшись, вызвать пожар. Газы, выброшенные из взорвавшегося выключателя, могут, воспламенившись вне выключателя, дать второй, еще более разрушительный, взрыв. Дым и копоть от горящего масла, попав в распределительное устройство, могут вызвать перекрытия между токоведущими частями и токоведущими частями и землей. Взрывы масляных выключателей нередко имеют место и очень часто сопровождаются большими разрушениями и длительными перебоями в снабжении энергией потребителей.

Как видно из фиг. IX,1, между уровнем масла и крышкой выключателя имеется свободное от масла пространство, заполненное воздухом. Это пространство называется воздушной подушкой и служит для уменьшения опасности взрыва масляного выключателя.

Одна из причин взрыва масляных выключателей состоит в том, что горящие газы, прорвав слой масла, находящийся над контактами, смешаются с воздухом, имеющимся под крышкой выключателя. Так как эти газы в большей части состоят из водорода, то они могут образовать гремучую смесь, которая под действием высокой температуры газов может воспламениться и дать взрыв. Подобный взрыв может быть исключительной силы и разрушить не только выключатель, но и помещение, в котором выключатель установлен. Однако в настоящее время можно считать доказанным, что вероятность такого взрыва очень мала. Достаточно нескольких сантиметров слоя масла над газовым пузырем (размера h_a фиг. IX,1), чтобы газы, которые прорвутся под крышку выключателя, за время, когда они будут пересекать слой масла, охладились и не были в состоянии зажечь гремучую смесь, если бы она и образовалась. Вместе с тем для образования гремучей смеси нужно определенное соотношение между количеством воздуха и водорода, из которых эта смесь образуется. Эти два факта говорят об очень малой вероятности взрыва гремучей смеси под крышкой выключателя.

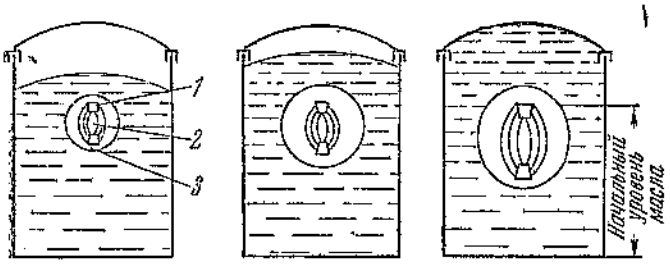
Другая причина взрыва масляных выключателей заключается в давлении, развиваемом в газовом пузыре за счет разложения и испарения масла от действия высокой температуры дуги.

Энергия, выделенная в дуге, идет на: 1) нагрев и испарение металла контактов; 2) нагрев и испарение масла; 3) разложение масла; 4) повышение температуры смеси; 5) механическую работу в виде деформации стенок бака; 6) кинетическую энергию движущегося масла, причем на пп. 2, 3 и 4 идет 80—90% всей энергии, выделенной в дуге. Для определения энергии, выделенной в дуге при отключении, в настоящее время не существует достаточно точных данных. До сих пор пользуются очень примитивной формулой Бауера, данной им в 1915 — 1916 гг. По этой формуле энергия дуги в масляном выключателе равна

$$A_B = C \cdot U \cdot I \cdot t \cdot 10^{-3} \text{ kW} \cdot \text{sec},$$

где U и I — эффективное значение э. д. с. и тока цепи, в которой горит дуга; C — «постоянная», зависящая от состава масла, конструкции выключателя, типа и материала контактов, скорости выключения, а также и от величины U и I. Из приведенного видно, что только при очень грубых подсчетах величину C можно считать постоянной.

Постоянная C определялась неоднократно и величина ее для масляных включателей с простым разрывом контактов под маслом получалась равной от 0,03 до 0,25, причем высшие значения относятся в большинстве случаев к бо́льшим мощностям. Обычно при



Фиг. IX,2.

ориентировочных подсчетах C считают в пределах от 0,05 до 0,12.

Количество газа, которое образуется в выключателях с простым разрывом контактов под маслом при гашении дуги, неоднократно измерялось. Установлено, что оно является функцией энергии, выделенной в дуге, и состава масла. В среднем 1 kW·sec энергии, выделенной в дуге, образует от 50 до 70 cm^3 газа, отнесенного к температуре 20°C и атмосферному давлению. Содержание паров масла в газовом пузыре известно менее точно. Приблизительно оно оценивается в 50% от объема газа. Таким образом на 1 kW·sec энергии дуги приходится от 75 до 100 cm^3 смеси газов и паров, отнесенных к температуре 20°C и атмосферному давлению.

Жидкость практически несжимаема, и поэтому объем, занимаемый газовым пузырем, должен быть получен за счет соответствующего повышения уровня масла; масло должно освободить место для газового пузыря. Образование газового пузыря и рост его объема происходят очень быстро. Поэтому для того, чтобы освободить газовому пузырю место, масло должно получить большое ускорение, что может иметь место только при соответствующем давлении в газовом пузыре. Это давление передается на стенки бака выключателя и, если оно больше, чем стенки могут выдержать, то бак разрушается.

Опытные данные показывают, что уровень масла в масляном выключателе при горении в нем дуги поднимается не только непосредственно над местом образования дуги; обычно весь уровень масла поднимается приблизительно с равномерной скоростью наподобие масляного поршня фиг. IX,2 (левый и средний рисунки; *1* — контакты, *2* — дуга, *3* — газовый пузырь).

Такая картина движения масла действительна для всех выключателей, у которых размеры бака не слишком велики по сравнению с расстоянием между неподвижными контактами.

Имея в виду кратковременность процесса (сотые доли секунды), следует считать, что образование газового пузыря в масляном выключателе носит характер взрыва: в местах образования дуги с очень большой скоростью развиваются газы и пары, они создают давление на масло и последнее, с одной стороны, движется кверху, вытесняя из выключателя имеющийся вверху воздух, и, с другой стороны, передает давление газового пузыря на стенки и дно бака выключателя. Если бы выключатель был закрыт герметически и над уровнем масла не было бы воздушного пространства, то при возникновении дуги масляный выключатель неминуемо бы взорвался. «Воздушная подушка» смягчает толчки давления в масляном выключателе. Для выхода воздуха из буферного пространства во время подъема уровня масла за время горения дуги в крышке выключателя устраиваются выходные отверстия, так называемые г а з о о т в о д ы.

Скорость движения уровня масла во время отключения — величина переменная и на всем протяжении процесса гашения она беспрерывно увеличивается, и в большинстве случаев к концу гашения дуги масло с силой ударяется в крышку выключателя. В выключателях с простым разрывом под маслом, при мощностях порядка нескольких сот тысяч киловольтампер, удары масла в крышку могут достигать такой силы, что выключатель будет подпрыгивать, во избежание чего его следует прочно прикрепить к фундаменту. Эти же гидравлические удары могут разрушить крышку выключателя.

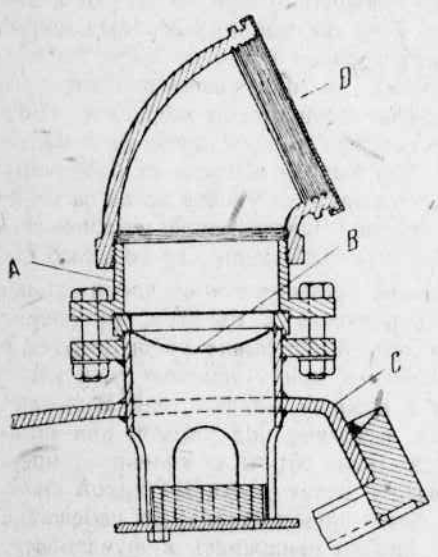
После того как воздух из воздушного буфера целиком удален, а дуга в выключателе еще не потухла, давление растет уже гораздо быстрее, так как маслу подниматься некуда, вытекание же его через газоотводы не может происходить с такой же скоростью, с какой вытекал воздух. С этого момента времени опасность взрыва выключателя очень сильно возрастает.

Поэтому наряду с газоотводами в некоторых выключателях устраиваются п р е д о х р а н и т е л ь н ы е д и а ф р а г м ы. Эти диафрагмы устанавливаются обычно в крышке выключателя. При повышении давления до некоторого предела, безопасного для бака выключателя, диафрагма разрушается и открывает большое отверстие для выхода масла. На фиг. IX,3 представлено устройство такой диафрагмы, укрепляемой на крышке C выключателя. В качестве материала для диафрагмы B обычно берется листовая латунь или медь.

Через прорванную диафрагму вслед за маслом могут вылететь и горячие газы. Эти газы в некоторой степени ионизированы, и, заполняя собой промежутки между вводами выключателя, могут служить причиной перекрытия на них. Поэтому защитная диафрагма располагается обычно в трубе A, отводящей газы в сторону от токоведущих частей выключателя. Труба закрывается крышкой D из тонкой жести.

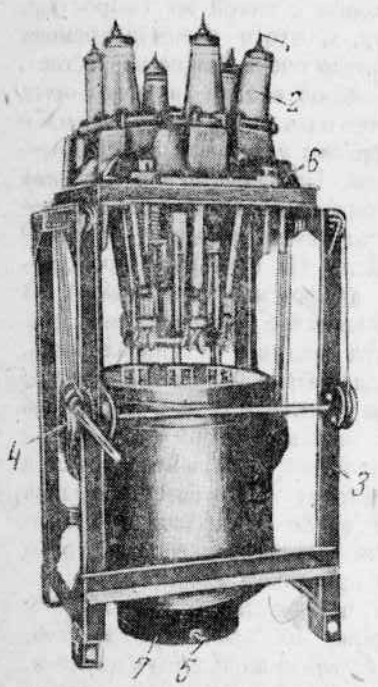
По той же причине и газоотводы имеют, как правило, трубы, отводящие из выключателя газы, направленные в сторону от токоведущих частей. В некоторых выключателях роль защитных диафрагм выполняет ослабленное крепление крышки к баку выключателя. В этом случае при недопустимом повышении давления в выключателе между крышкой и баком образуется щель, через которую и может вытекать масло.

Удары масляного поршня в крышку для выключателя с простым разрывом под маслом почти неизбежны, и потому все они при разрыве тока короткого замыкания часто выбрасывают немного масла.



Фиг. IX,3.

Для уменьшения количества выбрасываемого масла в газоотводе устраивается так называемый маслоотделитель, назначение которого задерживать масло, выбрасываемое из выключателя. Обычно маслоотделитель представляет собой часть газоотводной трубы, наполненную гравием или другими какими-либо кусками, имеющими округленную форму или лабиринтовое устройство. Такое устройство, свободно пропуская газы, представляет большое сопротивление для жидкости. При наличии маслоотделителя количество масла, выбрасываемое через газоотводы, должно быть при хорошей работе выключателя очень мало. Конец газоотводной трубы часто закрывают куском бумаги или полотна и по тому, будет ли цел этот кусок после разрыва дуги в выключателе или нет, можно до некоторой степени судить о том, насколько напряженно работал выключатель.



Фиг. IX,4.

До 1930 г. выключатели с простым разрывом контактов под маслом строились на напряжения до 220 kV с разрывной мощностью до 1 млн. kVA и даже выше.

В связи с появлением дугогасящих приспособлений для масляных выключателей последние при среднем и высоком значении разрывной мощности выполняются с применением того или иного специального устройства. В последние же годы масляные выключатели с простым разрывом контактов производятся лишь на очень небольшие мощности.

Тем не менее в настоящее время выключатели с простым разрывом контактов под маслом представляют собой категорию выключателей, имеющих большое применение в эксплоатации. Это объясняется главным образом тем, что замена существующих уже выключателей на другие требует средств и времени.

Простейшим типом выключателя с простым разрывом под маслом является уже упоминавшийся тип выключателя с двукратным разрывом. Встречаются самые разнообразные конструкции выключателя с двукратным разрывом.

В этом типе выключателей могут применяться любые формы контактов. На фиг. IX,4 представлен трехфазный выключатель завода «Электроаппарат» на 10 kV, 600 A, 250 MVA (тип ВМ-23).

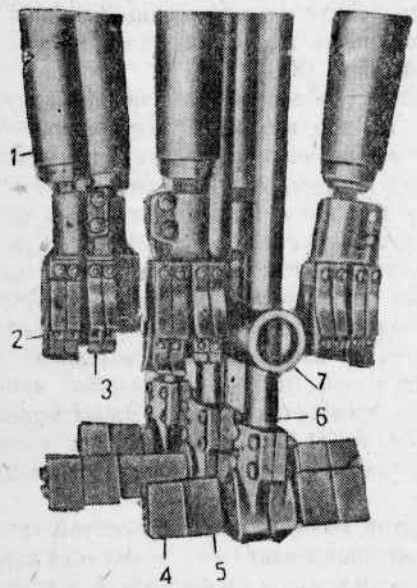
На этой фигуре обозначают: *1* — токоведущий стержень ввода выключателя; *2* — фарфоровый изолятор ввода; *3* — рама, на которой смонтирована крышка выключателя; *4* — лебедка для подъема и спуска бака; *5* — кран для выпуска масла из бака; *6* — крышка выключателя; *7* — бак выключателя.

Как видно из фиг. IX,4, контактная часть выключателя расположена в круглом баке, могущем при помощи лебедки опускаться и подниматься.

В выключателях на большие и средние силы тока контакты, между которыми образуется дуга, нередко отделяются от тех контактов, которые служат для длительного пропускания тока. Первые так и называются дугогасительными или искрогасительными.

Дугогасительные контакты всегда делаются несколько длиннее главных, с тем, чтобы при размыкании главных контактов в выключателе не могла бы образоваться дуга, так как выключатель еще замкнут через дугогасительные контакты. Дуга образуется после размыкания дугогасительных контактов и именно между ними. На фиг. IX,5 представлена контактная часть выключателя ВМ-23. На ней: *1* — бакелитовые изоляторы, служащие продолжением фарфоровых изоляторов фиг. XI,4; *2*—дугогасительные неподвижные контакты; *3*— главные неподвижные контакты; *4* и *5* — дугогасительные и главные контакты траверзы выключателя; *6* — бакелитовые или деревянные стержни, прикрепляющие траверзы к валу выключателя; *7* — бакелитовая труба, скрепляющая траверзы между собой. Из фиг. IX,5 видно, что главные и дугогасительные контакты — одного типа. Однако дугогасительные контакты всегда делаются из целого куска металла (массивные), так как такая конструкция лучше всего обеспечивает отвод тепла от места основания дуги, главные же контакты делаются часто щеточного типа.

С увеличением отключаемой мощности, даже при правильной работе масляного выключателя, давление в его баке растет. Поэтому с увеличением предельной отключаемой мощности выключателя бак его делают



Фиг. IX,5.

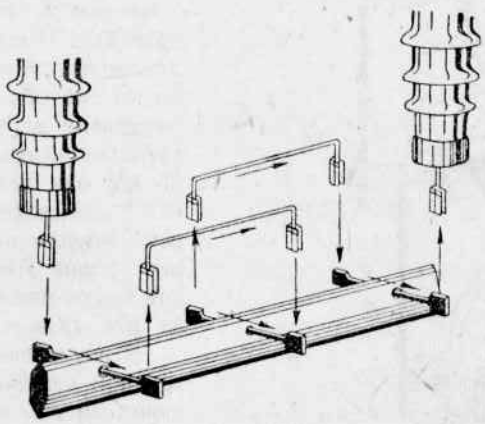
более прочным. Однако само собой понятно, что, увеличив прочность бака, тем самым еще нельзя повысить мощность выключателя, так как от прочности бака его дугогасящие свойства практически не зависят.

При больших мощностях или больших рабочих напряжениях масляные выключатели во избежание перекрытия между дугами соседних фаз при отключении часто выполняются с отдельными баками на каждую фазу. Из опасения переброса дуги на стенки бака в подавляющем большинстве случаев баки масляного выключателя обкладываются изнутри изоляцией (фанерой, прессшпаном). Иногда фазы внутри однобакового масляного выключателя разделяют перегородками. Эти перегородки бывают из изоляционного материала (преимущественно деревянные) или металлические, обложенные изоляцией.

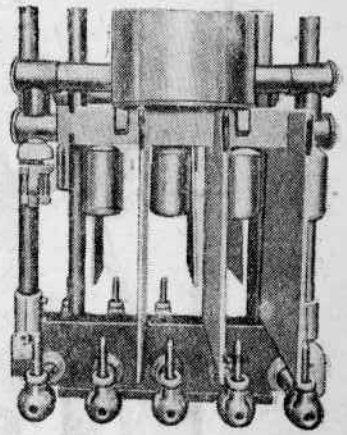
Развитие выключателя с простым двухкратным разрывом привело к выключателю с многократным разрывом на фазу. Этот тип выключателя отличается от описанного только тем, что дуга одновременно загорается не в двух местах, а в нескольких (четырех, шести и т. д. до 14). На фиг. IX.6 представлена схема выключателя с шестикратным разрывом. Из этого рисунка видно, что при движении траверзы получается шесть последовательно соединенных дуг. Этот выключатель можно уподобить трем выключателям с двухкратным разрывом, соединенным последовательно и заключенным в один общий бак.

На фиг. IX,7 представлена внутренняя часть одной фазы выключателя фирмы Delle на 150 kV с десятикратным разрывом.

В СССР масляные выключатели с многократным разрывом не производятся. Основная причина этого заключается в том, что, когда наше аппаратостроение стало осваивать производство выключателей на высшие значения мощностей напряжений, появились новые более совершенные типы масляных выключателей, к изготовлению которых и перешли наши заводы.



Фиг. IX,6.



Фиг. IX,7.

К масляным выключателям с простым разрывом контактов под маслом относятся также выключатели с быстродействующими контактами, в которых число разрывов равно двум, а скорость движения подвижных контактов благодаря специальному устройству сильно повышена (до 14 m/sec).

С точки зрения гасительных свойств выключатель с быстродействующими контактами сходен с выключателем с многократным разрывом, хотя, учитывая динамическое действие отдельных дуг друг на друга, следует заключить, что многократный разрыв является более плодотворной идеей, чем быстродействующие контакты.

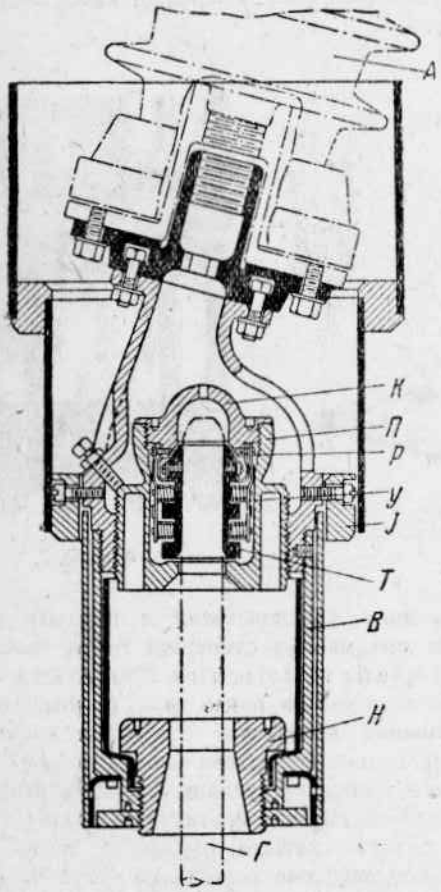
Масляные выключатели с быстродействующими контактами не имели такого распространения, как выключатели с многократным разрывом; их не только не производят теперь, но и трудно встретить в эксплоатации.

IX,3. МНОГООБЪЕМНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ СО СПЕЦИАЛЬНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ ДЛЯ ГАШЕНИЯ ДУГИ

1. Выключатель с гасительной камерой. Выключатели со специальными устройствами для гашения дуги получили большое развитие только за последние 10—15 лет: до 1928—1929 гг. существовал только один тип выключателя, имеющий приспособление для гашения дуги — это так называемый масляный выключатель с гасительной камерой.

Принцип устройства и работы этого выключателя заключается в следующем: на каждый ввод *A*

(фиг. IX,8)-выключателя насаживается гасительная (или, как еще ее называют, „взрывная") камера, представляющая собой опрокинутый кверху дном сосуд с довольно узким горлом. Диаметр отверстия горловины H камеры лишь немногим больше диаметра подвижного стержня $Г$ розеточного контакта $Т$, при-



Фиг. IX,8.

меняемого обычно в этом случае. При отключении контактный стержень находится внутри камеры. Образующиеся от действия температуры дуги газы занимают очень мало места, так как это место должно освободить масло, вытекающее из камеры, а отверстие для его вытекания мало. Поэтому в камере развивается большое давление (порядка 50—70 at, а иногда и больше). Когда же стержень выйдет из камеры, отверстие для выхода масла сразу увеличивается и вся смесь (газы, пар, масло) с большой скоростью устремляется из камеры в бак выключателя. Вследствие этого движения смеси происходит бурное перемешивание холодных (относительно) газов с горячими, ионизированных с неионизированными, падает температура газового столба и весьма усиливается деионизация дугового промежутка. В конечном счете мы имеем более эффективное гашение дуги по сравнению с процессом при отсутствии гасительной камеры.

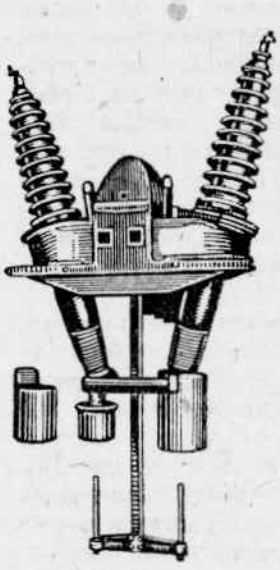
В большинстве случаев при наличии гасительной камеры дуга гаснет в момент или вблизи момента выхода подвижного контакта из камеры, так как в этот период дутье наиболее интенсивно.

Ввиду большого давления, развивающегося в гасительной камере, последняя вначале осуществлялась в виде стального цилиндра B, обложенного внутри и снаружи изоляцией (фиг. IX,8).

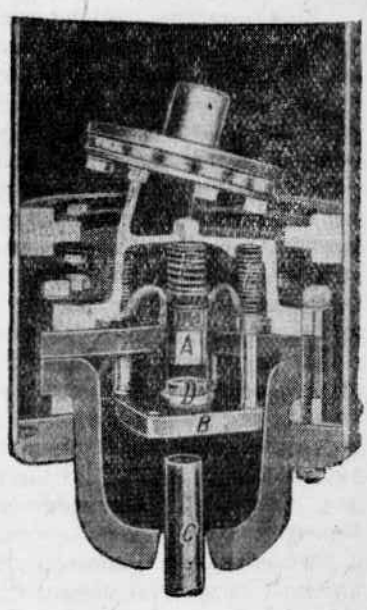
Такое устройство обеспечивает механическую прочность камеры, но при выходе из нее подвижного стержня не исключена возможность перекрытия между стержнем и стенкой камеры, что и имело место на практике. Поэтому в связи с появлением новых изоляционных материалов (текстолит, бакелит) и разработки способа изготовления из них гасительных камер последние делаются металлическими только на сравнительно низкие напряжения, на напряжения же свыше 35 kV они делаются из изоляционного материала. В СССР выключатели с простыми гасительными камерами производились раньше на заводе „Электроаппарат" (типы МКП-76, МКП-153С). Общий вид выемной части выключателя с гасительными камерами дан на фиг. IX,9.

В последнее время выключателей с простой гасительной камерой не производят — их вытеснили выключатели гасительными камерами с масляным дутьем.

2. Гасительная камера с масляным дутьем. Под таким названием появилось усилительное приспособление для масляного выключателя, примененное впервые фирмой G. El. C° в 1929 г.



Фиг. IX,9.

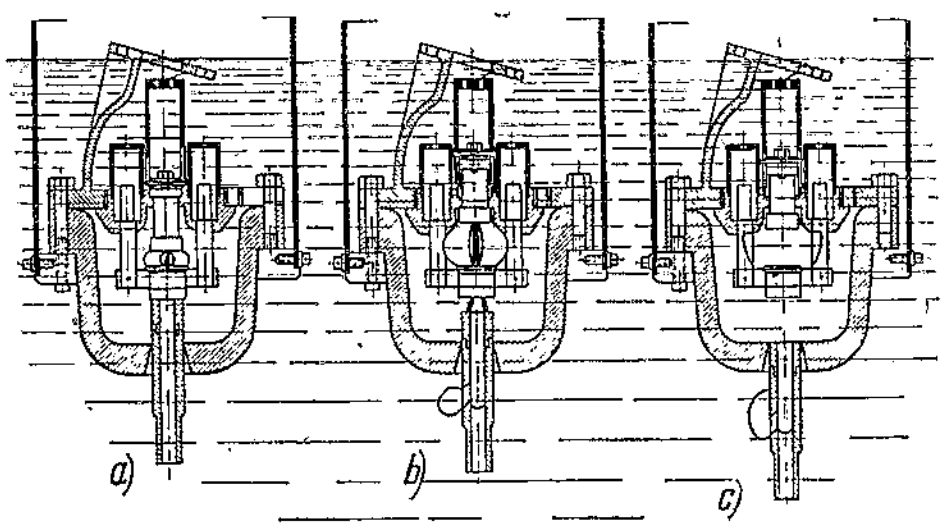


Фиг. IX,10.

Основной недостаток простой гасительной камеры (фиг. IX,8) состоит в том, что давление в камере, предназначенное для движения струи смеси через канал дуги, образуется от действия этой же дуги.

Поэтому давление в дуге и давление струи смеси примерно одинаковы и дутье, обусловленное полной величиной давления в камере, может быть произведено только на ту часть дуги, которая образуется вне камеры и имеет меньшее давление.

Гасительная камера с масляным дутьем не имеет этого недостатка. На фиг. IX,10 приведена фотография такой камеры. В этой камере число мест разрыва равно двум и число контактов на каждую камеру — трем: подвижный C, промежуточный D и неподвижный A. Подвижный контакт представляет собой полую трубу (обычно медную с латунным наконечником), имеющую сбоку или снизу отверстие. Промежуточный контакт D показан на фиг. IX,10 в его нижнем положении, он может под давлением подвижного контакта подниматься вверх до соединения с неподвижным контактом A. Промежуточный контакт представляет собой цилиндрический кусок металла (медь или латунь), вделанный в изоляционную пластинку B, которая под действием пружин E стремится занять свое крайнее нижнее положение. Неподвижный контакт имеет ход вверх от его нижнего положения около 20 мм, причем на него все время действует пружина F, создающая предварительное нажатие и необходимое давление в месте контакта. Во включенном положении выключателя подвижный контакт прижат к промежуточному, а промежуточный — к неподвижному, причем необходимое давление в месте контактов обеспечивается пружинами E и F. При отключении подвижный контакт движется вниз, с ним вместе двигаются вниз промежуточный и неподвижный контакты (слово неподвижный здесь, очевидно, условно); пройдя свой ход, неподвижный контакт остается на месте, промежуточный же контакт вместе с подвижным продолжает двигаться вниз. Между неподвижным и промежуточным контактами загорается дуга (фиг. IX,11a). Пока промежуточный контакт остается прижатым к подвижному, масло может вытекать из камеры только в зазор между подвижным контактом (трубой) и горловиной камеры. Это отверстие, как и в обычной гасительной камере, мало и потому в камере образуется большое давление, которое растет до тех пор, пока промежуточный контакт не остановится в своем нижнем положении. При дальнейшем движении подвижного контакта, когда между ним и промежуточным контактом образуется щель, масло получает возможность вытекать из камеры в бак выключателя через трубку и отверстие в ней (фиг. IX,11b). С этого момента и начинается интенсивное гашение дуги. Между промежуточным и подвижным контактами возникает дуга, и масло под давлением, образованным от горения дуги между неподвижным и промежуточным контактами, стремится влиться в область ее горения. Там, где горит дуга, жидкого масла, конечно, быть не может, поэтому процесс вливания масла в область горения дуги следует представлять таким образом: масло давит на газовый пузырь, образованный вокруг дуги, и сжимает его; масло приближается к зоне горения дуги, быстро испаряется и разлагается, охлаждая пузырь; полученные вследствие этого неионизированные еще газы врываются в область горения дуги и смешиваются с ионизированными и горячими газами, что ведет к понижению температуры дуги и быстрому усилению процесса деионизации дугового промежутка. Когда по дуге течет большой ток, давление в области ее горения велико, и вероятность прорыва туда неионизированных и холодных газов гораздо меньше, чем в момент, когда ток в дуге близок к своему нулевому значению. Поэтому описанный дугогасящий эффект проявляется особенно резко в момент прохода тока в дуге через нуль (или близко к этому моменту) и выключатель с гасительной камерой с масляным дутьем, как и все прочие масляные выключатели, обрывает цепь тока именно в момент прохода тока через нуль.



Фиг. IX,11.

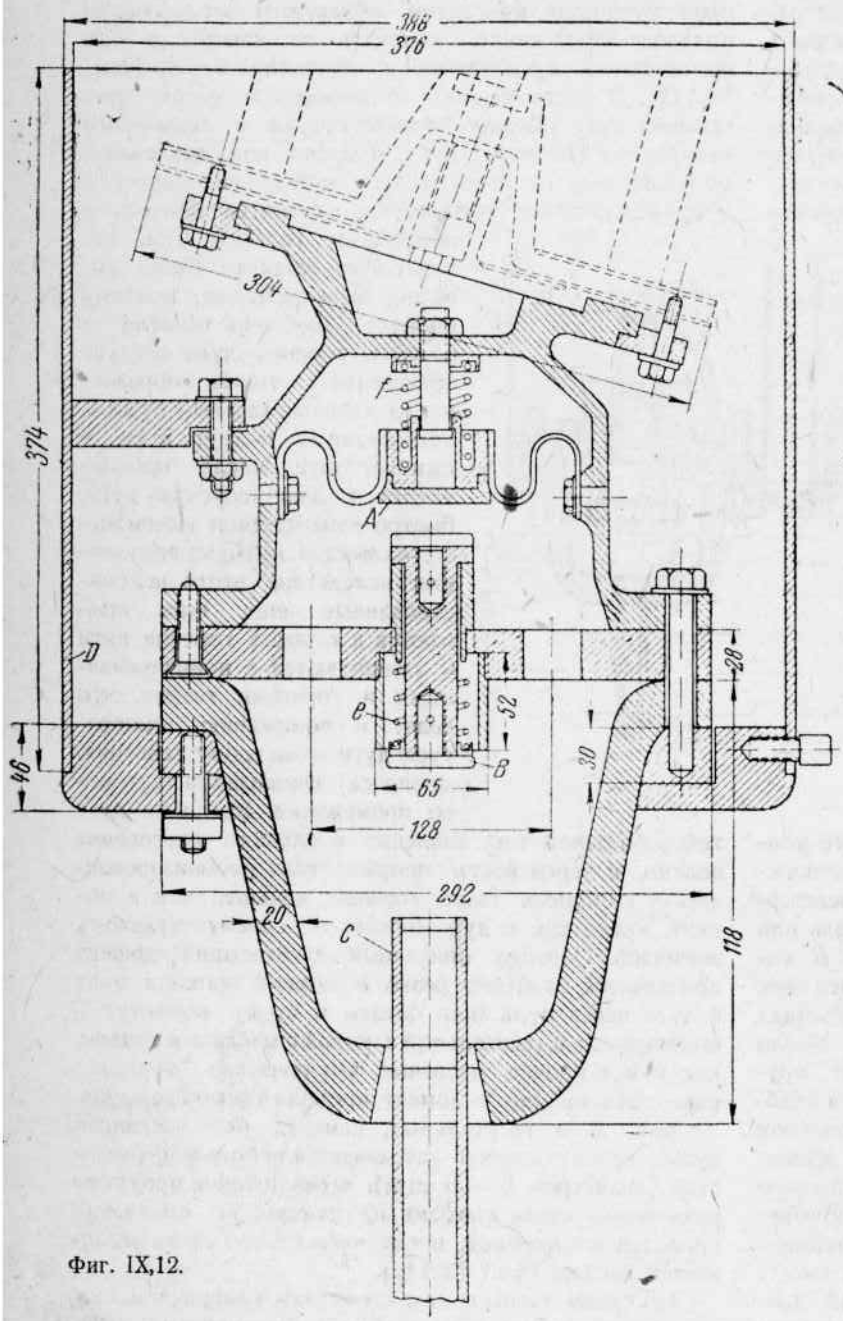
Как и в гасительных камерах без масляного дутья, вверху камеры устраивается небольшое отверстие (диаметром 5 — 6 мм), через которое продукты разложения масла выходят из камеры по окончании процесса отключения, после чего камера снова заполняется маслом (фиг. IX,11c).

По своим гасительным свойствам камера с масляным дутьем стоит значительно выше простой гасительной камеры.

Одним из недостатков гасительной камеры с масляным дутьем является необходимость применения в ней торцового контакта. Торцовый контакт не позволяет построить камеру для больших номинальных токов без применения специальных устройств, могущих играть роль главных контактов, и потому гаси-

тельная камера с масляным дутьем применяется главным образом для высоковольтных выключателей (35 kV и выше) с номинальным значением токов до 1 000А.

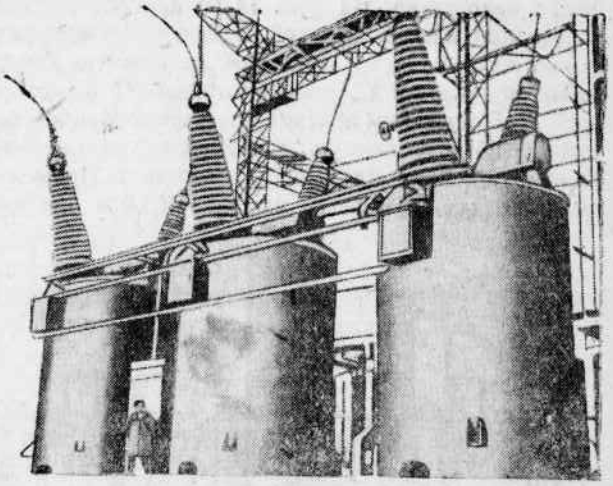
В СССР с 1932 г. выключатели с гасительными камерами с масляным дутьем освоены в производстве



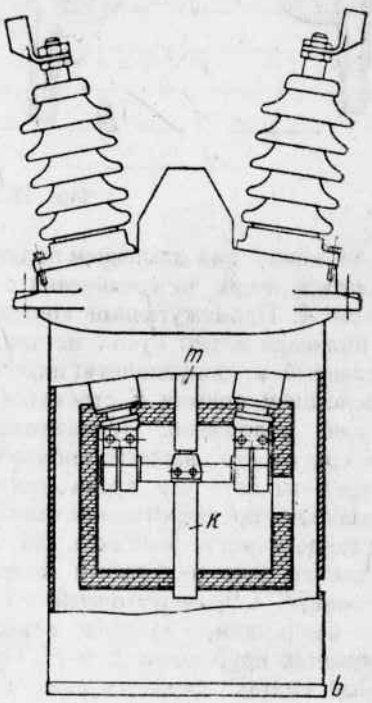
Фиг. IX,12.

и выпускаются заводом „Электроаппарат" в серийном порядке (серия МКП).

Экспериментальная проверка в СССР опытных образцов этого выключателя на разрыв тока короткого замыкания, с мощностями до $1{,}5 \cdot 10^6$ kVA, при 100 kV, показала неплохие результаты: горение дуги в таком выключателе не превышало 4 — 7 полупериодов 50-периодного тока. На фиг. IX,12 представлен чертеж гасительной камеры с масляным дутьем для выключателей завода "Электроаппарат". Как видно из сравнения фиг. IX,10 и X,12, камера, применяемая заводом „Электроаппарат", отличается от камеры ДЖИИ (фиг. IX,10) конструкцией промежуточного контакта.



Фиг. IX,13.



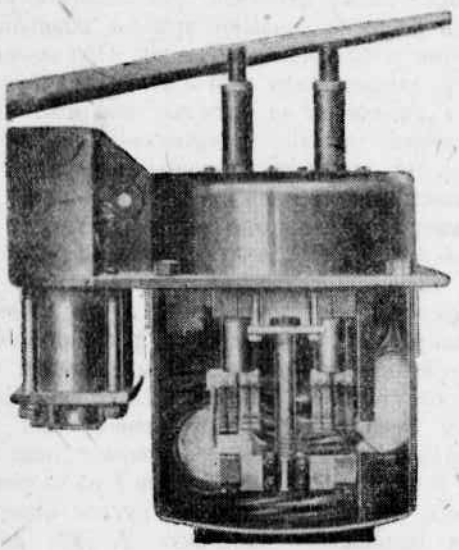
Фиг. IX,14.

На фиг. IX,13 представлен масляный выключатель на 220 kV с разрывной мощностью 2,5 млн. kVA (тип МКП-274) производства завода "Электроаппарат", в котором установлены гасительные камеры с масляным дутьем.

3. Выключатели с общей камерой масляного дутья. Выключатель с общей камерой масляного дутья показан на фиг. IX,14. Оба разрыва

заключены в одну камеру, закрытую со всех сторон, за исключением окна против одного из мест разрыва.

При движении траверзы вниз в обоих местах разрыва загораются дуги, вокруг каждой дуги образуется газовый пузырь, давление в котором обусловлено количеством образовавшегося газа и пара, тем-



Фиг. IX,15.

пературой смеси и количеством масла, вытекшего из камеры. Из камеры масло может вытекать только через указанное окно, а так как против этого окна горит дуга одного из мест разрыва (фиг. IX,15), то струя масла неминуемо войдет в соприкосновение с этой дугой. Таким образом давление, развивающееся в газовом пузыре одной дуги, гонит струю масла через область, занятую другой дугой.

Во время работы этого выключателя дугу иногда выбрасывает из окна и может получиться перекрытие между неподвижным контактом и баком выключателя, который для избежания этого явления необходимо обложить изнутри изоляцией (бакелитом, деревом и пр.). При работе такого выключателя в его камере развивается большое давление, которое будет давить на шток m (фиг. IX,14) и тормозить движение траверзы. Чтобы избежать этого, шток удлиняют (деталь k) с таким расчетом, чтобы конец его всегда был вне камеры. Давление на детали m и k взаимно уравновешивают друг друга, и траверза движется с такой же скоростью, с какой она двигалась бы, если бы камеры совсем не было.

Материал камеры, очевидно, должен быть изоляционный. Обычно употребляется дерево или бакелит. Общая камера масляного дутья заключает в себе или два разрыва (одну фазу) или же все три фазы, тогда она имеет и три окна.

Недостатком выключателя с общей камерой масляного дутья является наличие твердой горизонтальной изоляции между вводами, что видно на фиг. IX,14. После гашения дуги копоть, получающаяся от сгорания масла и материала контактов, оседает на изоляции и может служить причиной перекрытия между вводами выключателя, что всегда ведет к тяжелым авариям. Поэтому общая камера масляного дутья применяется для выключателей с двукратным разрывом, напряжением не выше 35 kV. Для выключателей с многократным разрывом эта камера может быть применена и при больших рабочих напряжениях, так как тогда часть разрывов, не закороченных камерой, служат достаточной гарантией от перекрытия внутри выключателя в отключенном его положении.

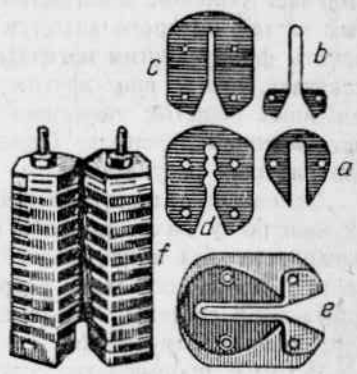
В СССР выключатели с общей камерой масляного дутья не изготовляются. Однако пристройка таких камер к существующим уже выключателям неоднократно практиковалась, и всегда усиленный таким образом масляный выключатель отключал вдвое, втрое большие мощности, чем до усиления.

4. Масляный выключатель с деионными решетками. Ранее было указано, что если дугу поместить в узкую щель, то она тухнет значительно легче, чем в открытом пространстве. Этот принцип — принцип узкой щели — и положен в основу работы выключателя с деионными решетками.

Узкая щель образуется из ряда пластин из изоляционного материала, наложенных друг на друга и стянутых между собой болтами (обычно тоже изоляционными). На фиг. IX,16 представлен общий вид деионной решетки для масляного выключателя на 110 kV и ее детали.

Чтобы заставить дугу углубиться внутрь щели, применяются подковообразные железные пластины, охватывающие узкую щель (фиг. IX,16 а). Вся решетка состоит из ряда пакетов, причем каждый пакет состоит из одной железной пластины с прилегающими к ней изоляционными пластинками (фиг. IX,16).

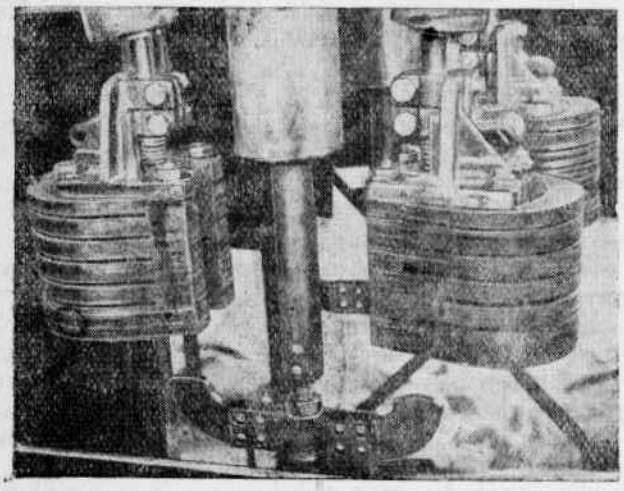
Пространство, занимаемое дугой, как проводник, обтекаемый током, расположенный внутри узкой железной щели, стремится зайти вглубь этой щели. Продвижению дуги противодействует масло. Дуга, продвигаясь вглубь щели, разлагает и испаряет масло. Этот процесс носит бурный характер и получающаяся масса газов и паров, входя в соприкосновение с ионизированными газами, усиливает деионизацию дугового промежутка.



Фиг. IX,16.

Полукруглые вырезы вдоль щели в детали d при наложении на эти детали с обеих сторон деталей c образуют в стенках решетки небольшие пещеры (карманы). При движении дуги вглубь решетки в этих карманах скопляются газы, которые находятся под некоторым давлением. Пока по дуге протекает боль-

шой ток, давление в области стержня дуги велико и эти газы заперты в карманах. Когда ток в дуге падает до нуля, давление в зоне горения дуги также падает, газ из карманов вырывается и смешивается с ионизированными газами, что в сильной степени способствует гашению дуги. Вместе с тем соприкосновение дуги со стенками щели повы-



Фиг. IX,17.

шает быстроту охлаждения дуги и увеличивает диффузию и рекомбинацию на поверхности столба дуги.

Решетка, представленная на фиг. IX,16, является одной из первых конструкций этого рода. В дальнейшем конструкция решетки была несколько изменена: верхние пластины не имеют сплошного прореза, а устроены так, что верх щели в некоторой части закрыт со всех сторон.

Материалом для изоляционных пластин дионной решетки обычно служит фибра. Этот материал хорош тем, что под действием температуры дуги он выделяет большое количество газа, одной из составных частей которого является водород. Попытки заменить фибру другим материалом (например, деревом) показали, что и при другом материале пристройка дионных решеток повышает дугогасящие свойства масляного выключателя. Однако применение фибры дает лучший результат.

Основным недостатком дионных решеток является наличие у них торцового контакта. Поэтому применение их для выключателей на большие токи связано с необходимостью устройства дополнительной контактной системы, что вызывает некоторые конструктивные затруднения.

В СССР производство выключателей с дионными решетками поставлено на заводе „Электроаппарат" на напряжение 35 kV с предельной отключаемой мощностью 400 000 kVA (тип ВМ-35Д). При испытании этот выключатель показал хорошую работу. На фиг. IX,17 дан его внутренний вид, из которого видно, что решетка выключателя состоит из пяти пакетов.

Попытки применить дионные решетки для усиления выключателей на 6 и 110 kV в СССР к успеху не привели: усиленные таким образом выключатели хотя работали и лучше, чем до усиления, но значительно хуже, чем при усилении камерами, использующими принцип масляного дутья.

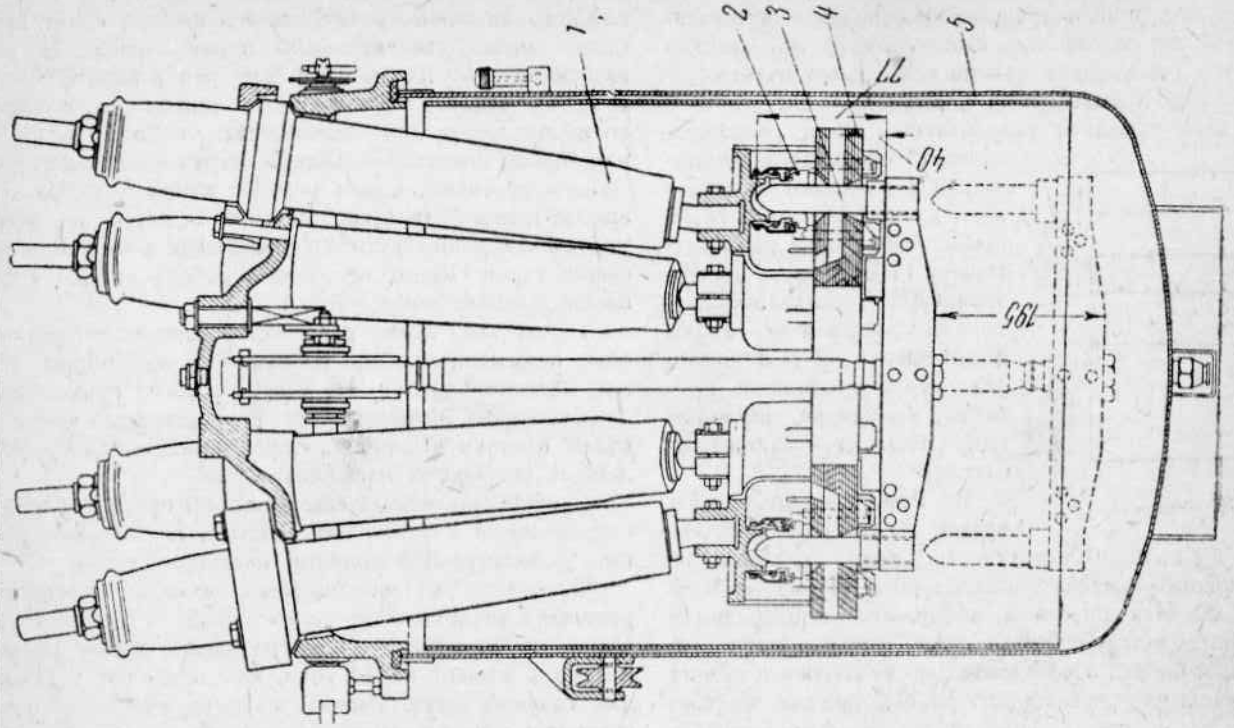
Следует также отметить, что железные пластинки дионной решетки снижают уровень изоляции между контактами и баком выключателя. При эксплоатации, например, выключателя ВМ-35Д были случаи перекрытия с контактов на бак выключателя. Для избежания этого явления дионную решетку следует окружать (с тыловой стороны) изоляцией (листом прессшпана, фибры и пр.).

5. Камера поперечного дутья (Cross-jet). В 1932 г. фирмой M. V. была опубликована конструкция камеры поперечного дутья (Cross-jet), в которой используется принцип масляного дутья, причем струя масла направлена поперек дуги, как в общей камере, но в то же время горизонтальная изоляция в выключателе отсутствует. На фиг. IX,18 показана конструкция этой камеры, примененная для усиления выключателя завода „Электроаппарат" типа ВМ-125. Камера *A* состоит из ряда дисков *1* из изоляционного материала, имеющих в центре круглое отверстие для стержня подвижного контакта *2*. Эти диски при наложении их друг на друга образуют как бы ряд ящиков с удаленными торцовыми стенками. При выключении, когда подвижный контакт *2* отойдет от неподвижного *3*, в задней части камеры *A* развивается давление; это давление гонит масло через щели, т. е. поперек дуги *4*. Имея в виду небольшие размеры этих щелей, можно считать, что в этой камере в некоторой степени используется также принцип узкой щели.

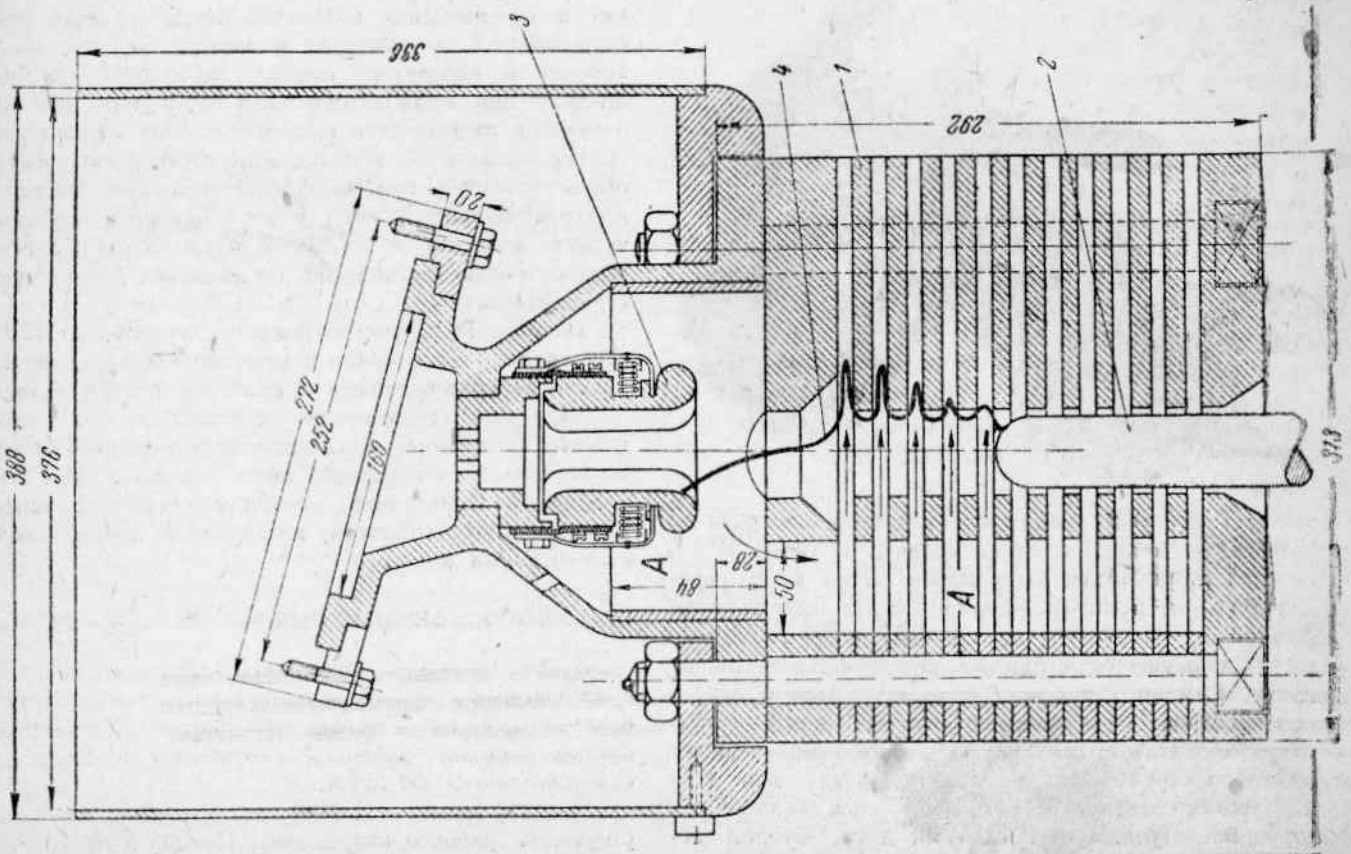
Однако такое устройство имеет один очень существенный недостаток: давление, которое толкает струю масла, образуется от энергии той же дуги, гасить которую эта струя масла предназначена.

Если давление в дуговом столбе считать одинаковым по его длине, то процесс дутья по существу происходит так: газы, в которых горит дуга за счет разницы давлений в баке выключателя и в газовом пузыре, расширяются в сторону бака (из камеры) и вся область дуги перемещается ближе к выходу из щели, а сзади эту область подпирает масло, стремящееся в конечном счете выйти из камеры. С точки зрения процесса „дутья" это усилительное приспособление имеет много общего с процессом работы обыкновенной гасительной камеры. Там и тут имеется не действие струи масла на дугу за счет давления, развивающегося от какого-то другого фактора (например, от другой дуги), а некоторое кинетическое и динамическое состояние масла и дуги, вызванное этой же дугой, так что их движение относительно друг друга происходит значительно медленнее, чем в камерах масляного дутья.

Конструкция камер поперечного дутья была испытана в СССР наряду с гасительной камерой при пристройке их к одному и тому же 100-kV вы-



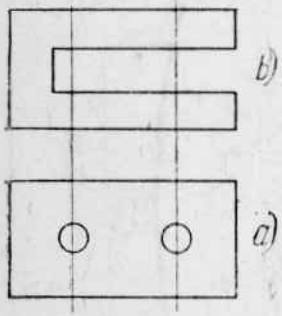
Фиг. IX.19.



Фиг. IX, 18.

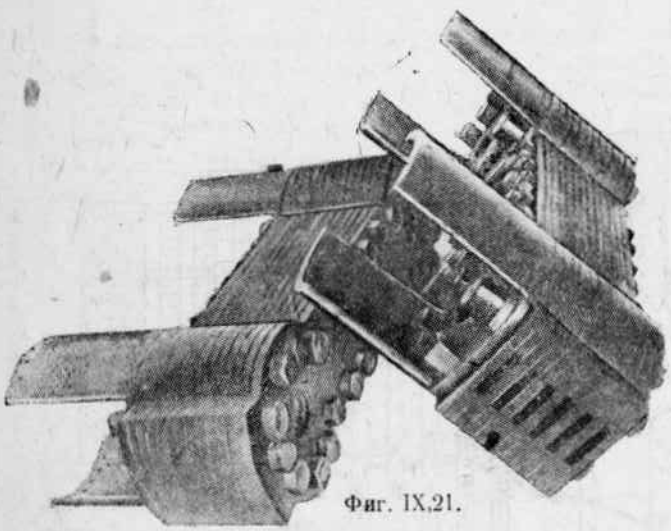
ключателю. Результаты испытаний показали, что это усилительное приспособление увеличивает дугогасящие свойства масляного выключателя, но заметно хуже, чем гасительная камера с масляным дутьем.

Пристройка этих камер к выключателям на 6 и 10 kV дала неплохие результаты и завод „Электроаппарат" производит выключатели с камерами поперечного дутья. На фиг. IX,19 представлен эскиз выключателя на 11 kV завода „Электроаппарат", усиленный камерами кросс-жет (*1*—вводы выключателя, *2* и *3*—неподвижные и подвижные контакты, *4*—камера, имеющая одну щель, *5*—бак выключателя).



Фиг. IX,20.

6. Решетки масляного дутья. Решетка масляного дутья набирается из ряда пластин из изоляционного материала, имеющих форму *a* и *b* фиг. IX,20. Эти пластины набираются поочередно и скрепляются между собой болтами. В результате получается как бы ряд последовательно включенных общих камер масляного дутья (фиг. IX,21), причем ширина канала, по которому гонится масло (фиг. IX,20 b), немного больше диаметра стержня подвижного контакта. Такая конструкция имеет ряд преимуществ по сравнению с общей камерой масляного дутья. В последней струя масла, движущаяся через место горения дуги, не целиком проходит через пространство, занятое дугой; в области, занятой дугой (которую гасит движущаяся струя масла), имеется большое давление, и потому струя масла стремится обогнуть это пространство и протекает в стороне от него. В решетке масляного дутья благодаря направленному действию струи масла и узкому каналу для него это уже не может иметь места, вся движущаяся струя масла участвует в гашении дуги. Второй недостаток общей камеры масляного дутья состоит в том, что давление, развиваемое в камере, гонит весь столб масла, заключенный против отверстия вне зависимости от длины дуги, так что в начале (когда дуга коротка) большая часть движущегося масла не используется для гашения дуги, а когда расстояние между контактами велико, струя масла действует только на определенном участке длины дуги, равном высоте окна. В решетке масляного дутья по мере увеличения длины дуги увеличивается и толщина гасящей струи масла, так как в работу вступают все новые и новые струи масла.


Фиг. IX,21.

Испытание этих решеток и эксплоатационный опыт показали, что они работают лучше общих камер масляного дутья и с успехом могут применяться для усиления выключателя. В настоящее время в СССР имеется несколько типов выключателей, усиленных решетками масляного дутья.

Следует упомянуть еще об одном приспособлении, направленном к усилению действия любой конструкции, использующей принцип масляного дутья.

Очевидно, что максимальное давление в камерах развивается при наличии в дуге большого тока. Однако важно, чтобы эффект дутья сказался наиболее сильно именно в момент паузы тока, как наиболее удобный для гашения дуги. Рассматриваемое приспособление состоит из специального резервуара, пристраиваемого к какой-либо камере (фиг. IX, 22). Этот резервуар *A* не имеет вверху отверстий, а нижним открытым концом соединен с внутренней частью камеры. В нем масла нет и он наполнен воздухом. Когда по дуге течет большой ток и давление в камере велико, масло заходит в резервуар, сжимая находящийся в нем воздух; при проходе же тока через нуль давление в газовом пузыре дуги падает и сжатый в резервуаре воздух выталкивает масло в зону горения дуги. Таким образом данное приспособление позволяет за время прохода большого тока в дуге накопить пневматическую энергию и во время паузы тока в дуге — израсходовать эту энергию на движение дугогасящей струи масла.

На фиг. IX,22 рассматриваемое устройство показано в виде дополнения к решетке масляного дутья, но его легко пристроить и к любой другой камере.

Указанные дугогасящие приспособления, применяемые в масляных выключателях с большим содержанием масла, охватывают лишь основные типы этих устройств. Кроме них существует еще ряд усилительных приспособлений, являющихся производными от описанных выше.

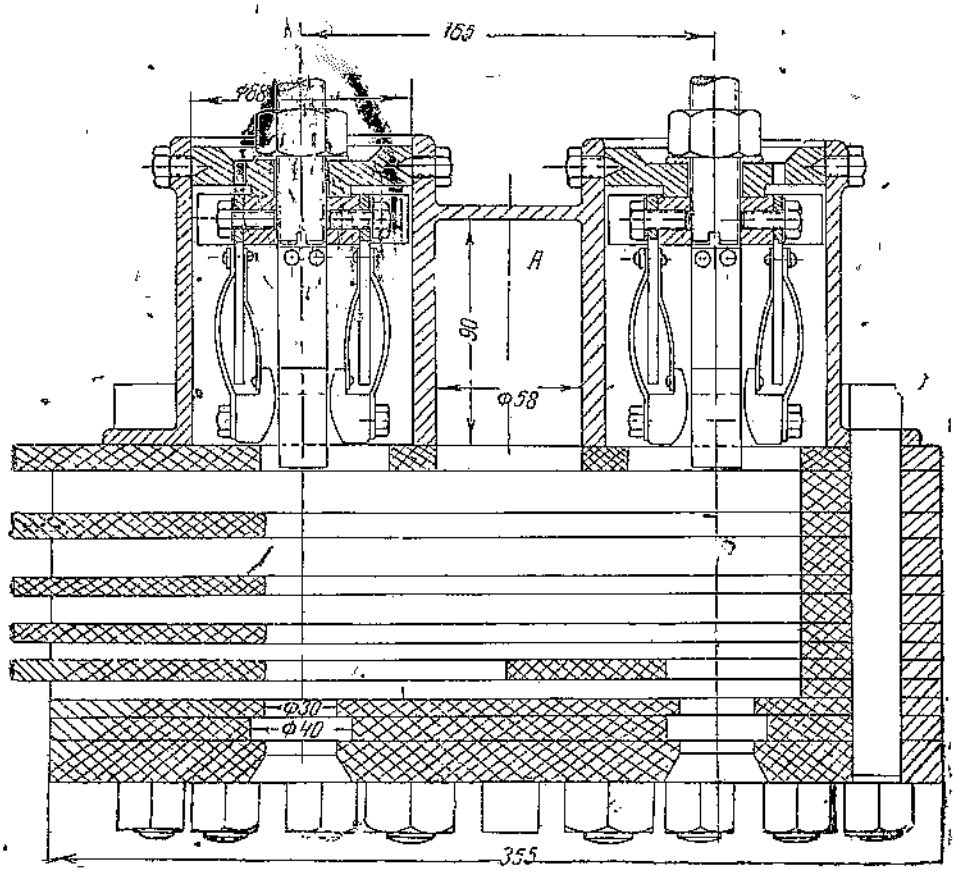
IX,4. МНОГООБЪЕМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НА 287,5 kV

В заключение к описанию существующих типов выключателей с большим содержанием масла следует остановиться на выключателе фирмы Вестингауза, построенном для рабочего напряжения в 287,5 kV с мощностью 2 500 MVA.

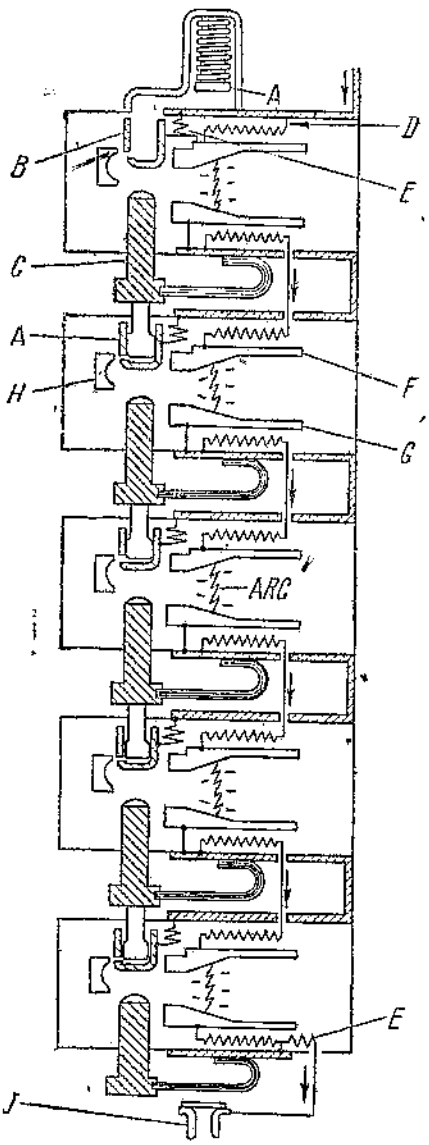
Эти выключатели имеют максимальное из существующих рабочее напряжение. Несмотря на то что

экономия при переходе с многообъемных выключателей на малообъемные тем больше, чем выше их рабочее напряжение, рассматриваемый тип выполнен многообъемным. Объяснения этому, повидимому, заключаются в специальных коммерческих и патентных соображениях фирмы.

Тем не менее данный тип выключателя представляет большой интерес, так как полное время его действия при отключении немного больше 0,05 sec и



Фиг. IX,22.



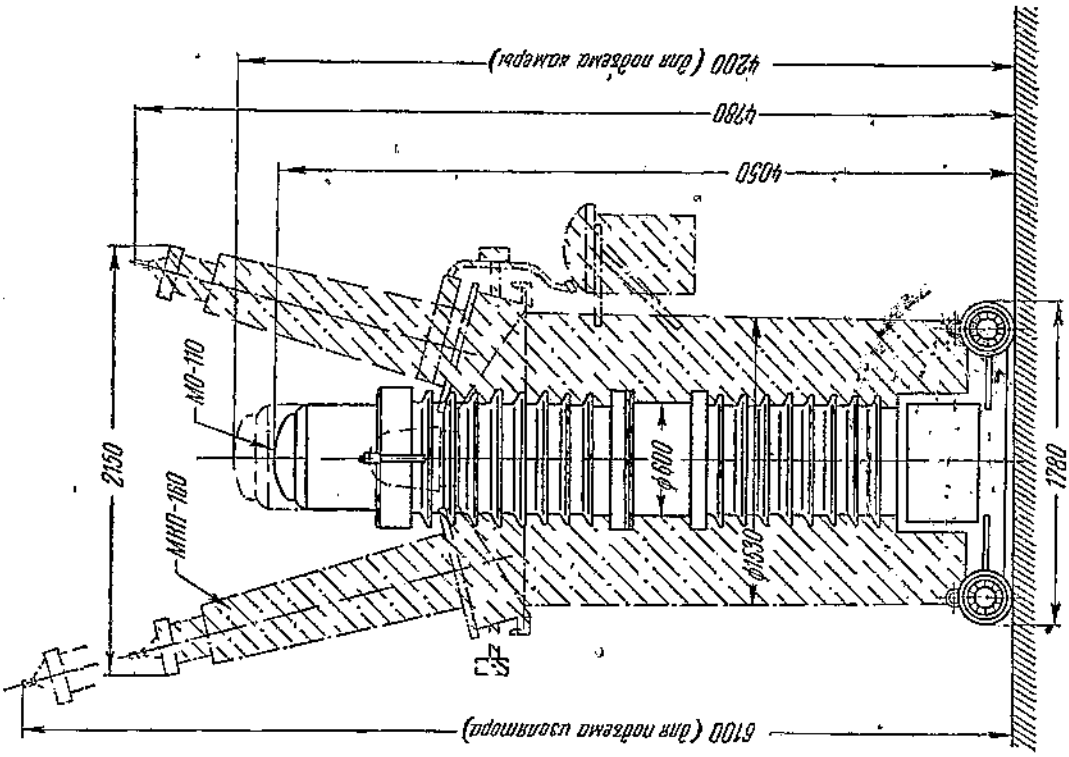
Фиг. IX,23.

с этой стороны он имеет те же показатели, что и импульсный тип (см. ниже), построенный для той же линии передач на 287,5 kV.

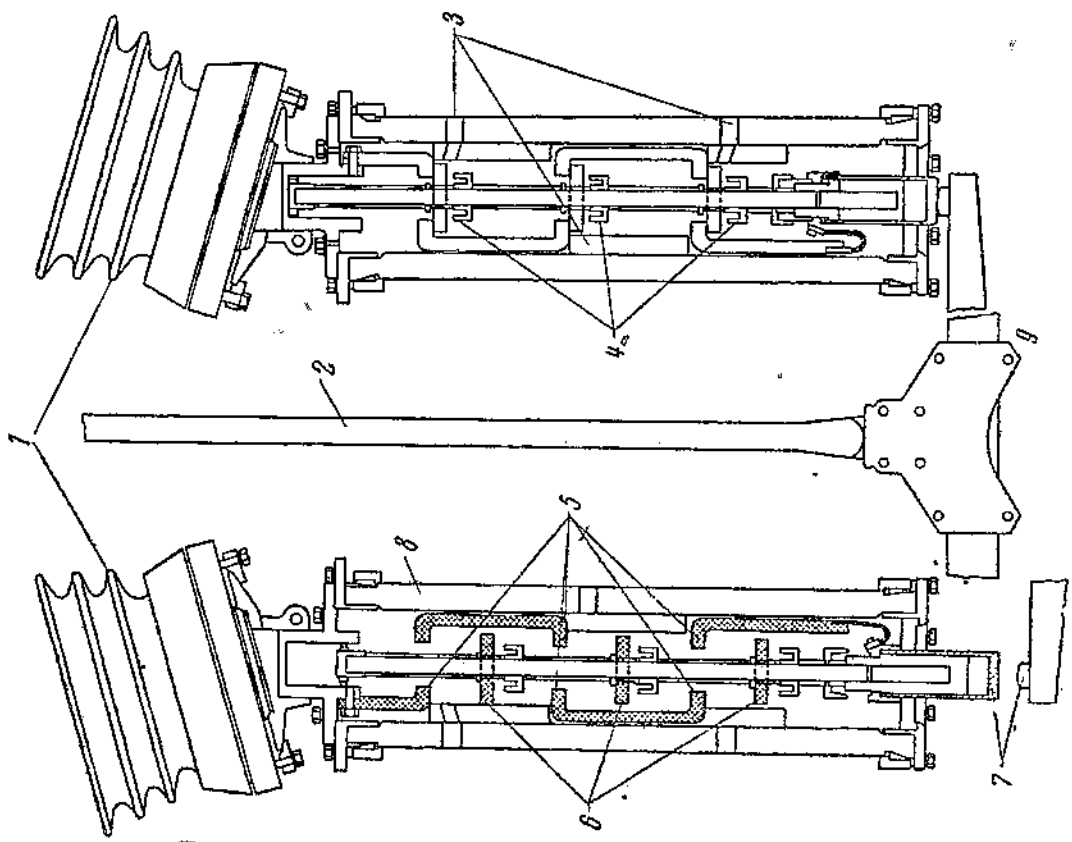
Рассматриваемый выключатель имеет общий вид, подобный представленному на фиг. IX,13, и с внешней стороны отличается от него только своими размерами. Однако внутри он имеет довольно сложное устройство. Всего выключатель имеет 12 разрывов на фазу, из которых 10 (по пять на каждый ввод) предназначены для тушения дуги, а 2 (по одному на ввод) имеют простое расхождение контактов под маслом и предназначены для увеличения изоляции под маслом между вводами выключателя при его отключенном положении.

Схема устройства дугогасящей части одного ввода представлена на фиг. IX,23. Каждый из дугогасящих элементов состоит из катушки E с числом витков, равным двум, из катушки D с несколькими витками, неподвижного контакта B, подвижного C и специального устройства из изоляционных пластин, образующих узкую щель. При движении контакта C вниз поршень A благодаря направляющим H толкает масло на дугу, появляющуюся между B и C, таким образом в начале процесса гашения дуг в этом выключателе имеется элемент действия на дугу «импульсного дутья» (см. ниже). После этого под действием катушки E дуга перескакивает на неподвижные контакты F и G и под действием катушки D перемещается по последним, все более и более углубляясь в щель, образованную изоляционными дисками.

Таким образом основной принцип, заложенный в эту конструкцию, та же узкая щель, что и в выключателях с деионными решетками, но вначале дугу толкает струя масла, а затем она движется за счет сил, возникающих между дугой и полем, создаваемым катушками E и D.



Фиг. IX,25



Фиг. IX,24.

В последние годы в Америке появилось еще несколько типов многообъемных выключателей на напряжение 220 kV, имеющих большое число разрывов, расположенных вертикально. На фиг. IX,24 представлен эскиз такого устройства, примененного фирмой GEC для усиления выключателей на 220 kV. Правая часть рисунка показывает положение контактов, когда выключатель включен, и левая, когда отключен. На фиг. IX,24 обозначают: *1* — вводы; *2* — тяга к траверзе выключателя *9*; *3* — отверстия для выхлопа; *4* — контактные пружины; *5* и *6* — неподвижные и подвижные контакты; *7* — контакты, между которыми образуется главное изоляционное расстояние при отключенном положении выключателя; *8* — стенки камеры. При отключении дуга загорается между контактами *5* и *6*, которых, как видно из рисунка, три пары; таким образом дуга загорается сразу в трех местах. В камере возникает давление. Это давление гонит масло в выхлопные отверстия, расположенные в трех местах, против каждой дуги, и вследствие этого дуга тухнет. Таким образом здесь имеется как бы несколько камер с масляным дутьем, включенных последовательно, почему данную конструкцию и можно назвать «многоэтажной камерой».

Контакты *7* имеют большой ход и между ними образуется расстояние, достаточное для исключения опасности перекрытия между контактами.

Аналогичное многоэтажное устройство выпустила и фирма Вестингауза, но вместо камер масляного дутья в этом устройстве имеется несколько деионных решеток, расположенных по вертикали с последовательным включением их контактов.

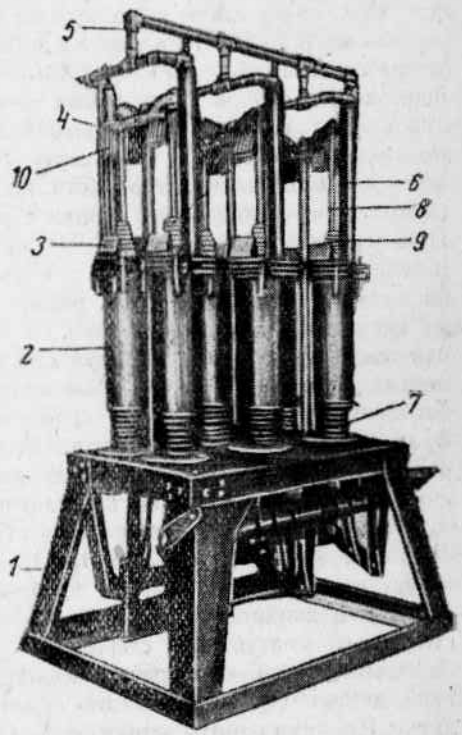
IX,5. МАЛООБЪЕМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Постройка многообъемных выключателей на высокие напряжения требует затрат большого количества металла и масла. Размеры и веса баков этих выключателей настолько возросли, что для сверхвысоких напряжений они уже представляют неудобные объекты для транспортировки.

Вместе с тем, как видно из предыдущего, никакой масляный выключатель не может считаться взрывобезопасным, а при разрушении многообъемного выключателя то громадное количество масла, которое в нем заключено, представляет собой материал для развития пожара.

Малообъемные выключатели по сравнению с многообъемными имеют значительно меньший вес металла и масла, причем эта разница тем больше, чем выше номинальное напряжение выключателя. Например, многообъемный выключатель на 110 kV номинального напряжения имеет общий вес порядка 20 t, в то время как малообъемный с теми же параметрами порядка 5—6 t; вес масла у малообъемного выключателя в десятки раз меньше, чем у многообъемного, вес черных металлов — в несколько раз меньше, вес цветных металлов — тоже меньше. Для сравнения размеров многообъемного и малообъемного выключателей на фиг. IX,25 представлены эскизы выключателей на 110 kV производства завода «Электроаппарат»: МКП-160 (многообъемный) и МО-110 — малообъемный. В пожарном отношении малообъемные выключатели значительно менее опасны, чем многообъемные. Кроме того в эксплоатации демонтаж и монтаж малообъемного выключателя, заливка его маслом и прочие операции значительно проще многообъемного.

Все это вместе взятое заставило перейти к малообъемным выключателям. За последние 10 лет малообъемный тип выключателя стал основным в производстве аппаратостроительных заводов Европы. Хотя



Фиг IX, 26.

в эксплоатации еще и имеется очень много многообъемных выключателей, малообъемный выключатель, несомненно, твердо и бесповоротно вытесняет многообъемный тип.

Самым старым представителем малообъемных выключателей является так называемый горшковый выключатель. Этот тип выключателя существует уже не один десяток лет. Его характерная особенность — металлические (стальные) баки. Подвижный контакт его изолирован от бака, а неподвижный соединен с ним. Сами баки изолированы от земли. Этот тип выключателя нет смысла строить на напряжение выше 15÷20 kV, так как вследствие необходимости изолировать подвижный контакт от бака размеры и вес этого выключателя получаются при высоких напряжениях очень большими. Из-за железного бака (хотя и небольших размеров) вес и размеры горшкового выключателя того же порядка, что и у многообъемных. Экономия получается только на масле.

Все остальные современные малообъемные выключатели имеют бак из изоляционных материалов.

Последнее исключает необходимость изолировать подвижный контакт от бака и дает возможность создать компактную конструкцию малообъемного выключателя на любое напряжение.

1. Горшковые выключатели. Общий вид горшкового выключателя производства завода «Электроаппарат» (тип МГГ), имеющего два металлических бака на фазу, представлен на фиг. IX,26. Баки *2* изолированы от земли при помощи фарфоровых изоляторов *7*, установленных на железной раме *1*. Ток подводится к одному баку и отводится от другого.

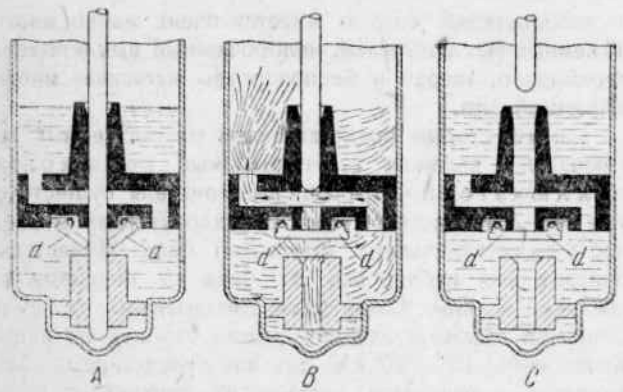
Выключатели горшкового типа обычно строятся на большие номинальные токи (1 000 — 5 000 А), и потому в них контакты разделены на дугогасительные *8* и главные *3* — *10*. Подвижные дугогасительные контакты представляют собой круглые медные стержни, проходящие внутри фарфоровых изоляторов *9*, смонтированных на крышке каждого бака (горшка). Эти контакты прикреплены к траверзе *4* и могут перемещаться в вертикальной плоскости. На дне каждого бака расположен неподвижный контакт розеточного типа. При отключении дуга загорается в каждом баке между дугогасительными контактами, т. е. выключатель имеет число мест разрыва на фазу, равное числу баков.

Во избежание нагрева бака от магнитных потерь бак часто имеет вдоль образующей щель, запаянную медью. В этом случае величина индукции в стальном баке сильно снижается по сравнению с той, какая была бы, если бы этой щели не было. Во избежание перекрытия дуги с контакта на бак последний выложен внутри изоляцией (обычно прессшпаном).

Выключатели горшкового типа строятся и с одним баком на фазу (три бака на три фазы), что соответствует одному месту разрыва на фазу.

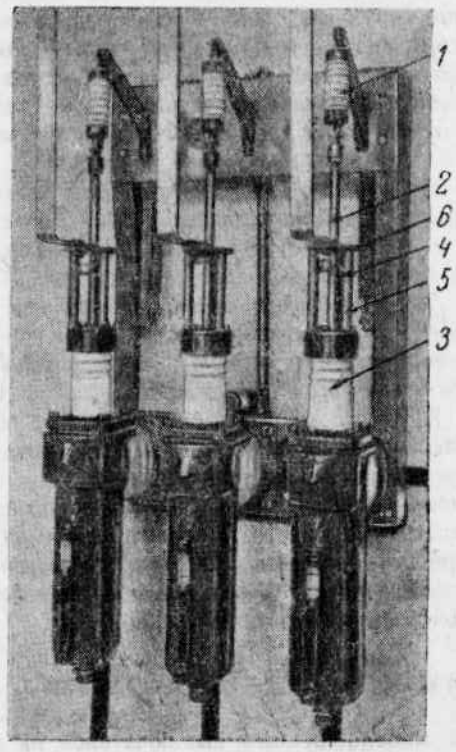
Ток подводится к баку и отводится непосредственно от контактного стержня.

Завод «Электроаппарат» выключатели горшкового типа делает со специальными камерами масляного дутья. Принцип работы этой камеры дан на фиг. IX, 27.



Фиг. IX,27.

Камера представляет собой диск из изоляционного материала (обычно дерево—фанера), с конусообразным придатком, в центре которого проходит контактный стержень. В середине диска имеется Z-образный прорез. Диск плотно входит в бак горшкового выключателя; в центре диска против отверстия для контактного стержня поставлены заслонки (деталь *d* фиг. IX,27), выполненные из металла (латунь, медь). Когда выключатель включен (фиг. IX,27 А), заслонки отжаты контактным стержнем в стороны. При движении контактного стержня вверх заслонки под действием пружин (а также давления, развиваемого в нижней части выключателя) закрывают отверстие, через которое прошел контактный стержень (фиг. IX,27 В),



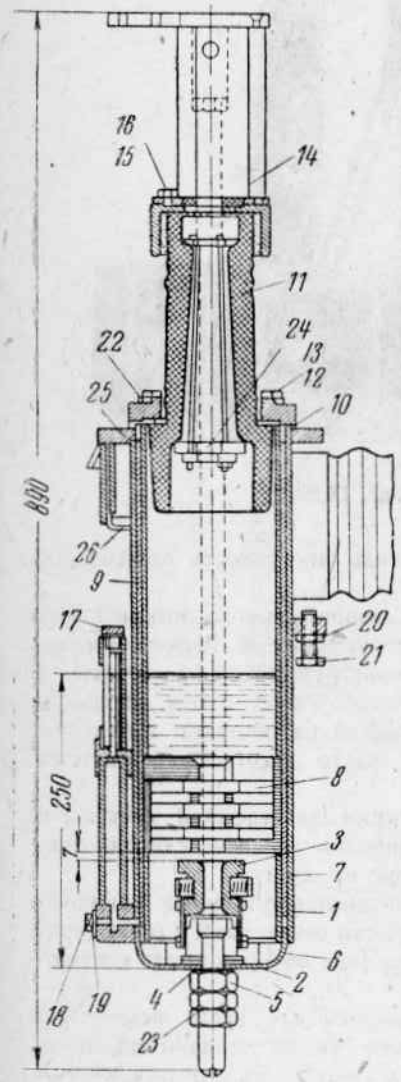
Фиг. IX,28.

и разбивают дугу на две части: между неподвижным контактом и заслонками и между заслонками и подвижным стержнем. За счет энергии первой дуги под диском камеры развивается большое давление, которое гонит масло через прорез. Вторая дуга в прорезе гасится движущейся струей масла, аналогично тому, как это имеет место в общей камере масляного дутья. Недостатки этой конструкции заключаются в том, что заслонки могут сильно обгорать или даже свариваться. На фиг. IX,27 С показан момент, когда процесс гашения дуги окончен и газы, образовавшиеся во время горения дуги, вышли из камеры в бак, а оттуда через газоотводы наружу.

Этот тип выключателя строится на большие номинальные токи и потому кроме контактного стержня, являющегося дугогасительным контактом, на крышках баков в воздухе смонтированы «главные» контакты. Неподвижные главные контакты имеют форму трехугольных ножей (деталь *3*, фиг. IX,26), которые во включенном положении выключателя закорачиваются контактной траверзой *4*, несущей целый ряд пальцевых контактов *10*. Во включенном положении выключателя ток идет главным образом по контактам

3 и *10*, траверзе, а при выключении — контакты *3* и *10* расходятся раньше, чем контактный стержень выйдет из розетки, и дуга загорается уже между ним и розеточным контактом внутри бака выключателя.

Горшковый тип выключателя имеет перед прочими типами масляных выключателей то преимущество, что благодаря большой прочности бака взрыв его маловероятен. В случае получения устойчивой дуги в выключателе в первую очередь отлетят газоотводные трубы *6* (фиг. IX,26) (так как их крепление является более слабым местом, чем бак), что сопряжено с меньшими разрушениями, чем при взрыве бака выключателя. Но если все же взрыв бака будет иметь место, то разрушения, какие может причинить подобный взрыв, будут тем больше, чем прочнее бак.



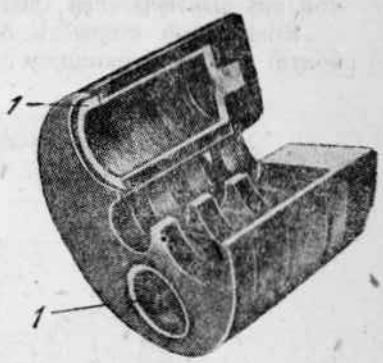
Фиг. IX,29.

В настоящее время производство горшковых выключателей в СССР довольно хорошо налажено на заводе «Электроаппарат». Они выпускаются под марками МГГ и МГФ, причем тип МГФ на значительно меньшие мощности, чем тип МГГ.

Малообъемные выключатели со стальными баками для напряжений 3 — 10 kV выпускает также и Уральский аппаратный завод. На фиг. IX,28 представлен общий вид выключателя ВМГ-22 на рабочее напряжение 6 kV, номинальный ток 400 ÷ 600 A и отключаемую мощность 200 MVA. Как видно из рисунка, выключатель ВМГ имеет по одному баку на фазу и не имеет специальных контактов, предназначенных для длительного протекания рабочего тока. Контактный стержень *2* с помощью фарфорового изолятора *1* скрепляется с приводом и может подниматься и опускаться, как и в выключателе типа МГГ.

Ток подводится к баку выключателя и к направляющей *6* контактного стержня. Соединение между направляющей и контактным стержнем осуществлено с помощью специального роликового контакта *4*. При движении стержня вверх или вниз ролики, стянутые пружинами, катятся с одной стороны по стержню *2* и с другой — по стойкам *5*.

На фиг. IX,29 представлен разрез одного бака этого выключателя. На ней обозначают: *1* — стальной цилиндр (бак); *3* — неподвижный контакт; *7* — изоляция цилиндров; *8* — дугогасящая камера; *9* — распорный цилиндр, закрепляющий камеру между крышкой и дном бака; *10* — уплотняющий шнур; *11* — проходной изолятор (фарфор); *17* — маслоуказатель; *19* — винт для спуска масла; *25* и *26* — отверстия в лабиринтном маслоотделителе.



Фиг. IX,30.

Гашение дуги осуществляется с помощью камеры поперечного дутья (фиг. IX,30). Эта камера кроме центрального отверстия для стержня и отверстия для вертикального перемещения масла имеет внутри три поперечных канала, закрытых при выключенном положении выключателя и открывающихся по мере продвижения стержня вверх.

Процесс гашения дуги протекает следующим образом.

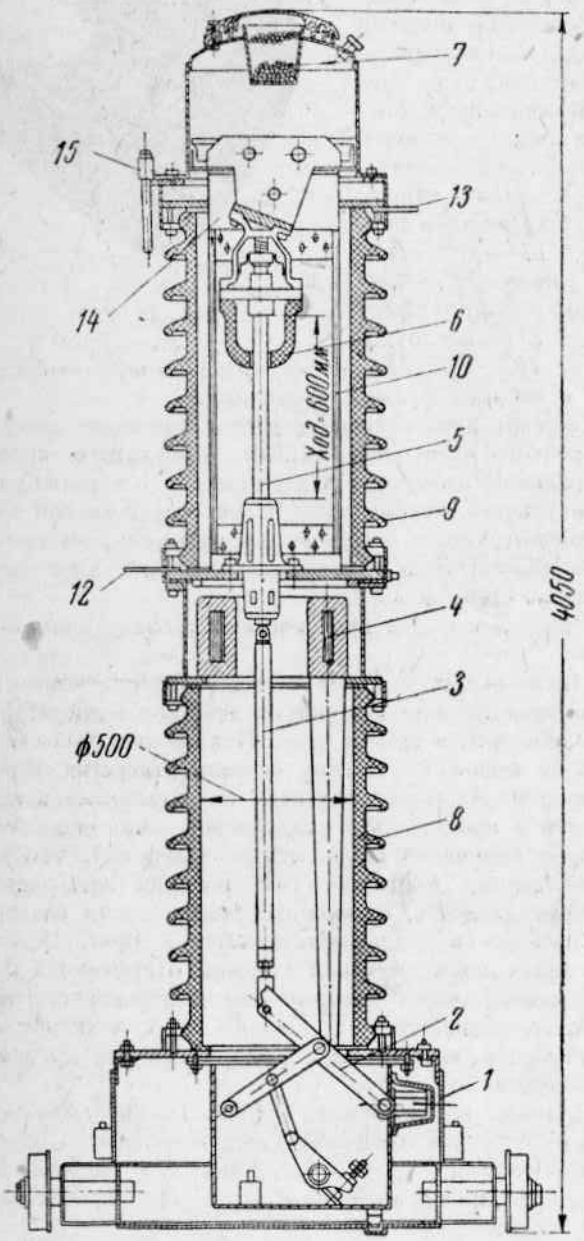
После выхода стержня из неподвижного контакта в пространстве под камерой от действия температуры дуги образуются газы и пары. Пока контактный стержень не вышел из камеры, сечение отверстия, через которое масло может вытекать из пространства под камерой в пространство над камерой, мало: оно равно сечению кольцевой щели между отверстием камеры и контактным стержнем. Под камерой развивается большое давление, сжимающее через масло воздух, заключенный в стальных стаканах *1* (фиг. IX,30). При дальнейшем движении стержня открываются каналы камеры, через которые под действием сжатых газов, находящихся под камерой и в стаканах *1*, устремляется масло; оно и деионизирует дуговой промежуток.

Цилиндр выключателя *1* (фиг. IX, 29) выполнен из листовой стали толщиной 3 mm и заварен по образующей латунью для уменьшения его нагрева от магнитного поля, имеющего место при протекании через выключатель тока.

2. Выключатель типа завода „Электроаппарат". На фиг. IX,31 представлен эскиз одной фазы малообъемного выключателя завода „Электроаппарат" на 110 kV (тип МО-110). Этот выключатель также имеет один разрыв на фазу. На металлической тележке *1* смонтирован фарфоровый цилиндр *8*, изолирующий дугогасящую часть выключателя от земли. В верхнем фарфоровом цилиндре *9* помещен бакелитовый цилиндр *10*, служащий главной механической опорой дугогасящей части выключателя. Вверху этого цилинд-

ра смонтирована дугогасящая камера *6*, которая ничем не отличается от камеры масляного дутья, применяемой для выключателей типа МКП.

Контактный стержень 5, представляющий собой полую трубку с окошком для выхлопа масла, соединен с механизмом выключателя *2* при помощи тяги *3* из изоляционного материала.

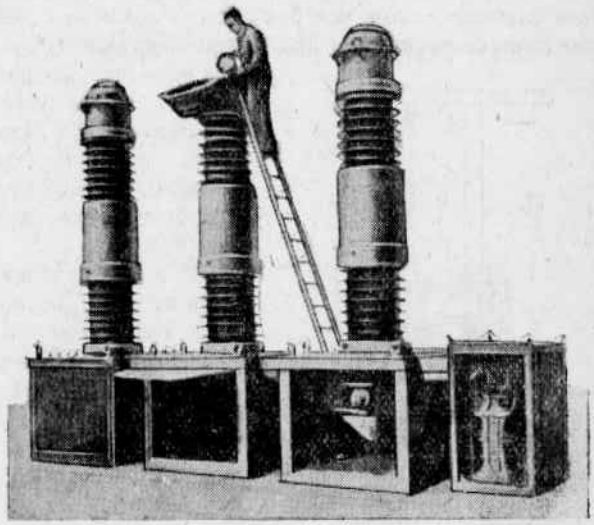


Фиг. IX,31.

Ток подводится к клеммам *12* и *13*. Процесс гашения дуги в камере масляного дутья был уже описан ранее, и потому здесь не рассматривается. Над уровнем масла *14* помещается воздушное пространство, закрытое металлическим колпаком, имеющим маслоотделитель *7*.

Уровень масла фиксируется указателем *15*. Описываемый выключатель имеет встроенный трансформатор тока *4*.

Все три фазы этого выключателя соединены между собой общим валом и управляются одним приводом. Компановка выключателя весьма сходна с малообъемным выключателем фирмы Alsthom, общий вид которого представлен на фиг. IX, 32, на которой хорошо



Фиг. IX,32.

видна относительно легкая доступность гасительной камеры выключателя.

Рассмотренный тип малообъемного выключателя является опытной конструкцией. В Европе имеется целый ряд подобных конструкций выключателей, с дугогасящей системой, заключенной в бак из изоляционного материала, стоящий на опорном изоляторе, изолирующем нижнюю часть дугогасящей системы от земли.

Однако по конструкции дугогасящей системы и связи с механизмом приводом выключателя они значительно отличаются друг от друга.

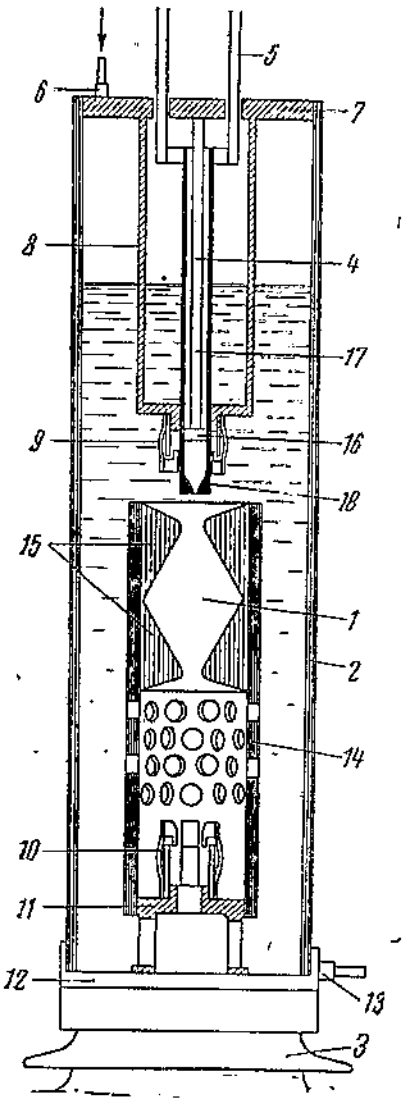
В первое время развития малообъемных выключателей их делали механически связанными с разъединителями (фиг. IX,34), назначение которых имело следующий смысл.

В малообъемном выключателе масла немного и потому после некоторого числа отключений из-за копоти, осаждающейся на стенках, электрическая прочность между неподвижным и подвижным контактами может недопустимо снизиться. Разъединитель, механически сблокированный с контактом выключателя, исключает эту возможность. Как только контакты выключателя разойдутся на расстояние, достаточное для гашения дуги, разъединитель отключается и тем самым предотвращает возможность перекрытия между контактами выключателя.

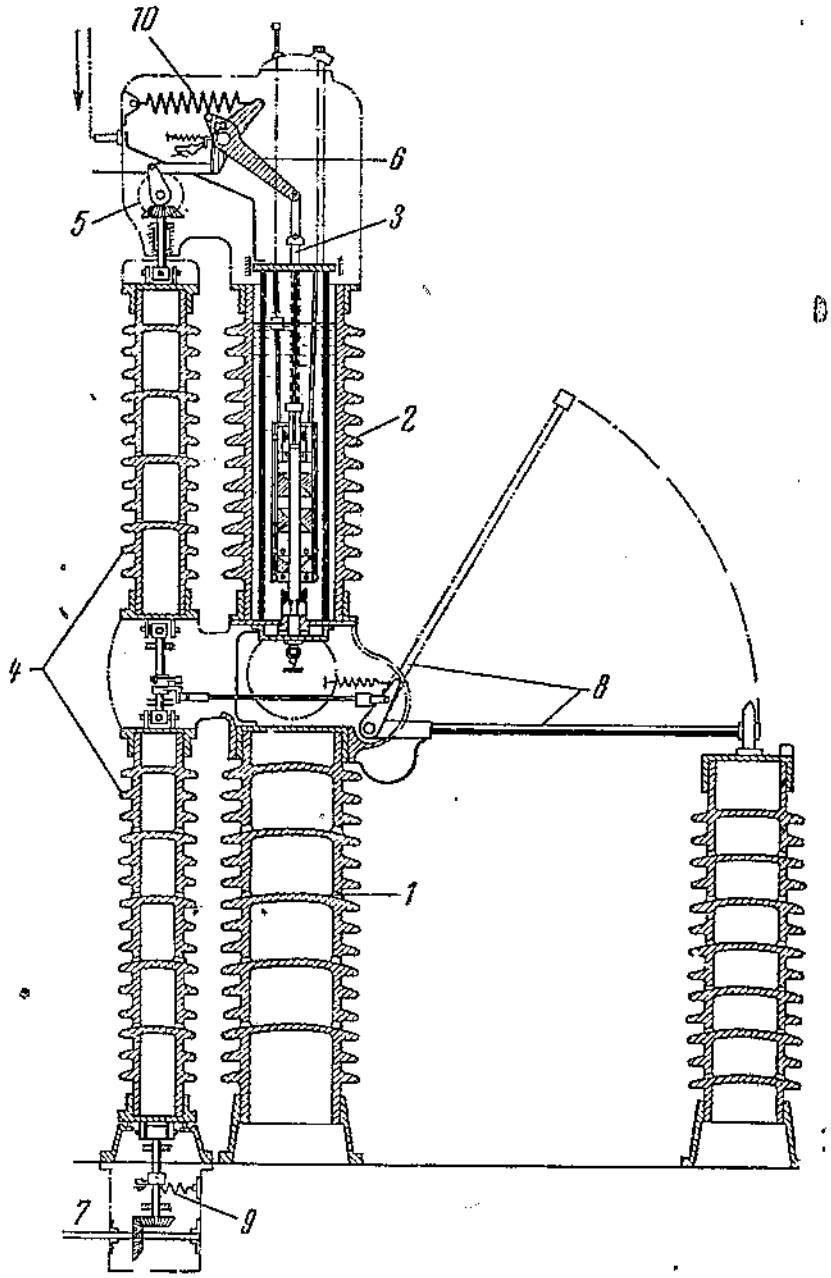
Эксплоатационный опыт, однако, показал, что надежная работа малообъемных выключателей может

быть обеспечена и без разъединителей и потому в последующие годы от применения их, как детали выключателя, стали отказываться. Последнее позволяет упростить механизм выключения и выполнять выключатели с меньшими габаритными размерами.

У нас в Союзе серийное производство малообъемных масляных выключателей (кроме горшкового типа) только налаживается.



Фиг. IX,33.



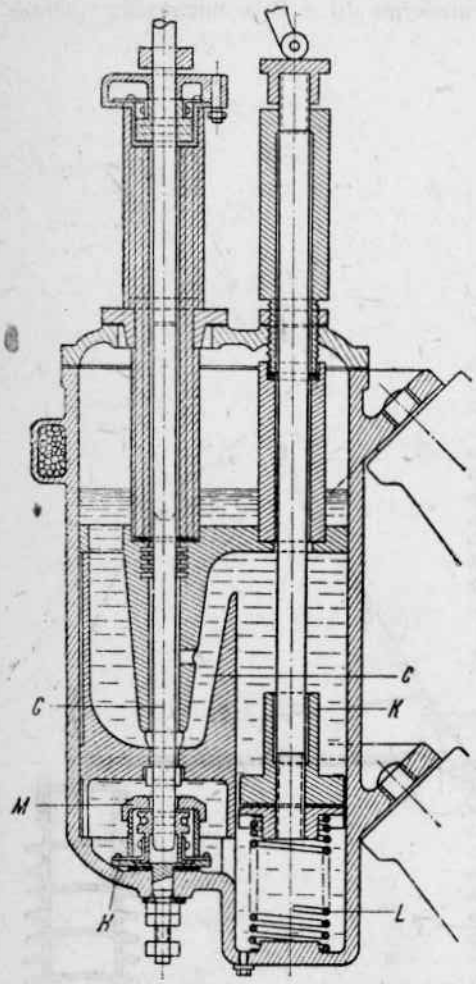
Фиг. IX,34.

3. Выключатель „прямоструйный". Некоторые типы малообъемных выключателей используют для движения дугогасящей струи масла энергию привода, а не энергию дуги. Имеются также и промежуточные типы, в которых для движения масла используется отчасти энергия дуги, а отчасти энергия отключающих пружин (т. е. в конечном счете — привода). Типичным представителем таких выключателей является прямоструйный выключатель (ортожектер).

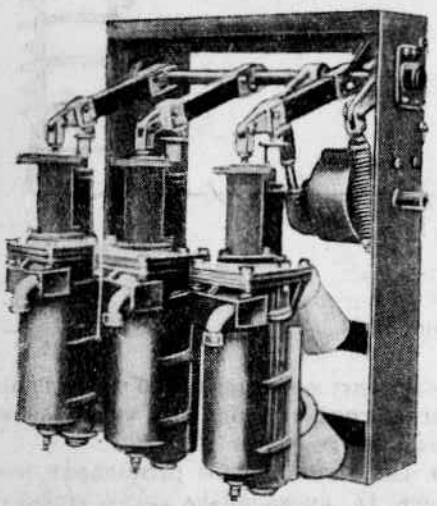
На фиг. IX, 33 дан принцип устройства дугогасящей части этого выключателя. Ток подводится к неподвижным контактам *10* и *9*, в последних скользит полая труба *4*, представляющая собой подвижной контактный стержень, соединяющий при включенном положении выключателя контакты *9* и *10*.

Во внутренней части этой трубы расположен неподвижный стержень *17*, имеющий на конце утолщение в виде поршня *16*. При отключении труба *4* поднимается вверх, и между ее утолщенным концом *18* и контактом *10* загорается дуга; одновременно пор-

шень *16* выталкивает масло из трубы *4* прямо в область горения дуги. Таким образом здесь мы имеем конструкцию, в которой для гашения дуги используется струя масла, движущаяся не за счет энергии дуги, а от отключающей пружины, т. е. в конечном счете — от энергии привода.



Фиг. IX,35.



Фиг. IX,36.

Но вместе с тем в выключателе имеется камера *1*, использующая энергию дуги: при входе контакта в расширяющуюся часть камеры получается эффект, аналогичный такому же при выходе стержня из простой гасительной камеры.

Следует еще добавить, что этот выключатель в некоторой степени работает как выключатель с расширением (см. ниже).

Как и некоторые другие типы малообъемных выключателей, прямоструйный выключатель имеет разъединитель, нож которого механически связан с подвижной системой выключателя и отключается немедленно после отключения выключателя.

На фиг. IX,34 представлен разрез одной фазы рассматриваемого выключателя, выполненного на напряжение 150 kV. Здесь деталь *8* представляет собой нож разъединителя. При отключении привод вращает вал *7*, который поворачивает колонки *4*, выполненные из фарфоровых изоляторов. При вращении этих колонок защелка, удерживающая выключатель во включенном положении, освобождает механизм выключателя и отключающая пружина *10* его отключает.

После того как подвижная труба дойдет до верхнего положения, при дальнейшем вращении колонок *4* освобождается пружина разъединителя и нож его становится в верхнее положение (пунктир на фиг. 36).

4. Комбинированный выключатель. К выключателям, частично использующим энергию дуги и частично энергию привода, следует отнести интересную конструкцию выключателя со стальным баком, представленную на фиг. IX,35, выполненную фирмой Alsthom.

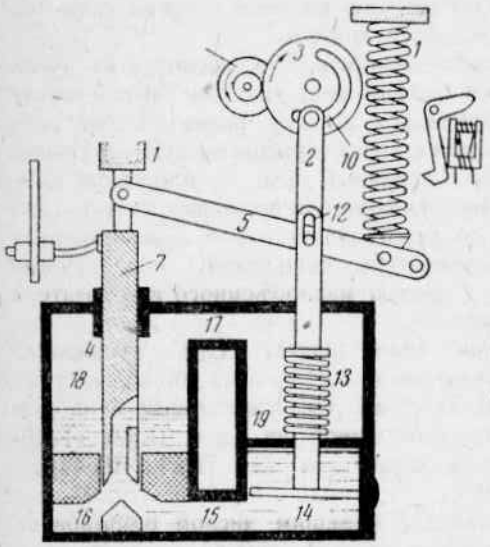
Здесь при движении подвижного контакта с вверх дуга, появляющаяся между контактами *G* и *M*, создает давление под поршнем *K*. Поршень двигается вверх и гонит масло по каналу *C* — поперек горящей дуги. Таким образом пружина и энергия дуги одновременно участвуют в гашении дуги. Пружина *L* заводится при включении выключателя.

На фиг. IX, 36 представлена фотография трехфазного выключателя, выполненного на этом принципе для сетей с напряжением 15 kV для монтажа на стене.

IX,6. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ С ПОСТОРОННИМ ИСТОЧНИКОМ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ДВИЖЕНИЯ МАСЛА

Одним из наиболее старых представителей подобного типа выключателей является выключатель, представленный на фиг. IX,37. Выключатель показан в выключенном положении. Ток подводится при помощи скользящего контакта (щетки) или гибкого соединения к подвижному контакту *7* и к неподвижному контакту *16*, расположенному на дне бака выключателя (на фиг. IX,37 штриховка крестиком означает изоляцию). Когда выключатель включен, подвижный контакт опущен, рычаг *5* повернут против часовой стрелки, диски *4* и *3* тоже повернуты соответствующим образом, пружина *1* заведена (сжата), поршень *14* находится в своем верхнем положении (около детали *19*), защелка *8* удерживает пружину и вся си-

стема неподвижна. Когда сработает катушка *9* и защелка *8* освободит пружину *1*, выключатель придет в действие: пружина *1* будет давить на поршень *14*, масло из пространства *15* может вытекать только через



Фиг. IX,37.

места разрыва контактов, поэтому оно будет расходоваться только при образовании дуги между контактами. Вместе с тем отделение контактов друг от друга может произойти только при соответствующем давлении в пространстве *15*, так как поршень *14* является опорой рычага *5*, поднимающего подвижный контакт при действии пружины *1*. Это обеспечивает наличие необходимого давления в пространстве *15* к моменту расхождения контактов и быстрое гашение дуги.

Подобного типа выключатели строятся фирмой GEC на большие значения разрываемого тока (50 000 А и выше) при сравнительно небольших напряжениях (до 15 kV), в основном—для высоковольтных сетей электрических железных дорог.

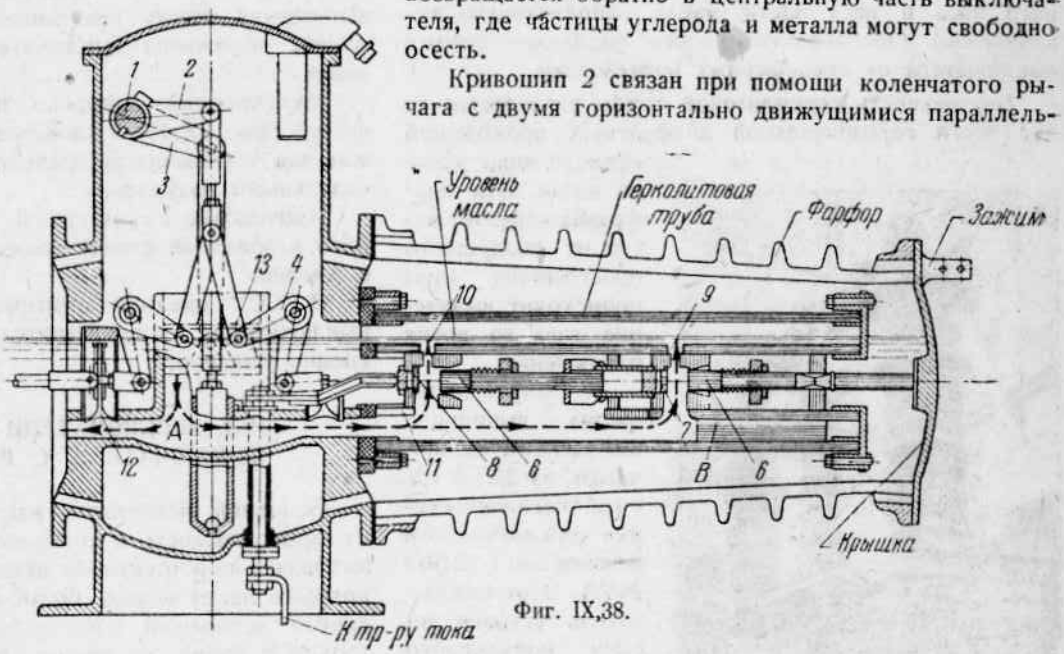
Этот тип выключателя является одним из наиболее быстродействующих и носит название импульсного выключателя (Impulse High-Speed Circuit Breaker).

Фирма GEC в 1933 г. опубликовала конструкцию высоковольтного выключателя, в которой масляное дутье, как и в предыдущем выключателе, создается механическим давлением. Этот выключатель был также назван импульсным.

На фиг. IX,38 представлен разрез половины токоведущей и контактной части одной фазы этого выключателя, выполненного на 138 kV нормального напряжения при 1 500 000 kVA предельной отключаемой мощности. На фиг. IX,39 дана фотография одной фазы этого выключателя (в первом выполнении, в дальнейшем его конструкция стала П-образной), причем для сравнения его размеров с многообъемным масляным выключателем вверху фиг. IX,39 дана фотография ввода многообъемного масляного выключателя на 138 kV.

Главный приводной вал *1* (фиг. IX,37) получает вращение через кривошип и тягу (не показаны на рисунке) от механизма, смонтированного в основании выключателя. При включении вал вращается против часовой стрелки. На валу насажены еще два кривошипа *2* и *3*. Кривошип *3* связан с поршнем *13* и двигает его при включении кверху, засасывая масло через клапан *12* в камеру *A*. Откидной клапан *11* не позволяет высасывать масло из пространства, в котором находятся подвижные контакты и где происходит разрыв дуги. Масло из этого пространства возвращается обратно в центральную часть выключателя, где частицы углерода и металла могут свободно осесть.

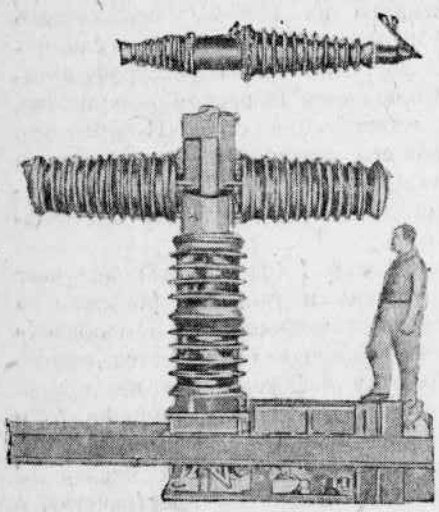
Кривошип *2* связан при помощи коленчатого рычага с двумя горизонтально движущимися параллельными стержнями *B*, которые, скользя по роликам, передвигают скрепленные с ними подвижные контакты *6*. При включении выключателя подвижные контакты двигаются влево (на чертеже) и приходят в соприкосновение с неподвижными контактами *7* и *8*. Ток от наружного зажима идет в первый подвижный контакт через гибкую связь. От неподвижного контакта *7* ко второму подвижному контакту ток подводится через посеребренный скользящий контакт в форме цилиндра.



Фиг. IX,38.

При отключении вал *1* вращается по часовой стрелке. Контакты двигаются направо, а поршень *13*

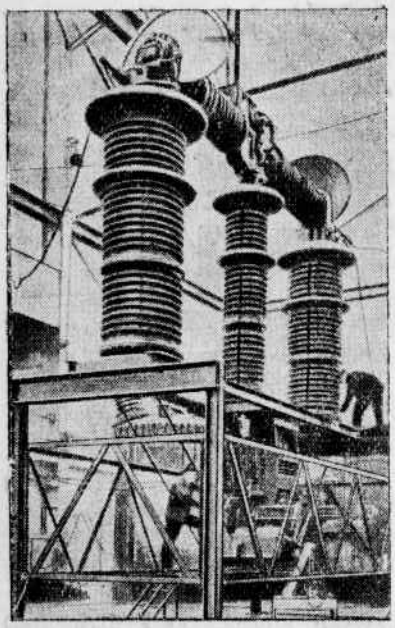
двигается вниз. Масло закрывает клапан *12*, поднимает клапан *11* и проходит через промежутки *9* и *10*, так что получается поперечное масляное дутье. Левая половина фазы этого выключателя имеет такое же устройство. Таким образом всего имеется четыре разрыва на фазу (фиг. IX,38).



Фиг. IX,39.

Весь механизм (контакты, стержни и т. д.) смонтирован в герколитовой трубе, на которую ложатся все механические усилия. Эти герколитовые трубы покрыты фарфоровыми изоляторами, которые не несут никакой нагрузки за исключением собственного веса и веса части масла, заполняющего выключатель. Основное назначение фарфора — защита выключателя от атмосферных воздействий.

Внутренность герколитовой трубы разделяется на две части горизонтальной диафрагмой, проходящей немного ниже уровня масла. Эта диафрагма отделяет масло от воздушного пространства, куда происходит выделение газа во время отключения.



Фит. IX,40.

В 1935 г. та же фирма выполнила импульсный выключатель на 287,5 kV с рабочего напряжения отключаемой мощностью 2 500 MVA. Этот выключатель устроен по типу импульсного выключателя на 138 kV, но имеет уже не четыре разрыва на фазу, а восемь.

На фиг. IX,40 представлена фотография одной фазы этого выключателя. Как видно из рисунка, выключатель имеет три опорных изолятора, на которых расположены горизонтальные дугогасящие колонки. В средней опорной колонке проходит тяга, связывающая механизм выключателя с приводом, расположенным внутри металлической рамы, служащей основанием выключателя. В крайних колонках расположены трансформаторы тока, выполненные каскадными.

Эти выключатели имеют полное время отключения всего около 0,05 sec. и в настоящее время являются наиболее быстродействующими.

Следует особо отметить, что, несмотря на очень высокое рабочее напряжение, этот тип выключателя не имеет пристроенного к нему разъединителя хотя он и малообъемный и имеет горизонтальную изоляцию. С этой стороны 6-годичный опыт эксплоатации данной конструкции выключателя позволяет считать, что опасность, какую представляет собой горизонтальная изоляция в выключателе, повидимому, переоценивалась, а изоляция внутри малообъемного выключателя не дооценивалась.

В настоящее время фирма GEC производит импульсные выключатели на 100 и на 200 kV по типу выключателя на 287,5 kV. Она уже отошла от формы выключателя, представленной на фиг. IX,39 (Т-образная форма) и делает их или П-или Ш-образными.

В выключателях с большим числом разрывов на фазу очень важное значение имеет распределение напряжения между отдельными разрывами в отключенном положении выключателя и во время отключения.

Металлические козырьки по краям дугогасящих частей (фиг. IX,40) в импульсном выключателе служат для улучшения распределения напряжения между отдельными разрывами.

Импульсные выключатели на 132 kV номинального напряжения строит также фирма Метро-Виккерс в Англии.

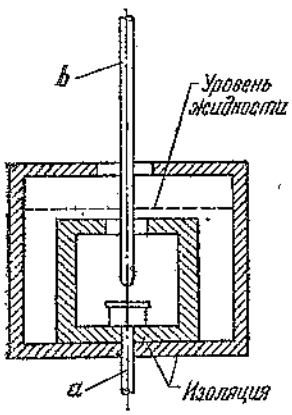
В СССР имеются опытные образцы импульсных выключателей, их предварительное испытание прошло вполне успешно.

IX,7. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ВОДЯНЫЕ И ВЫКЛЮЧАТЕЛИ С РАСШИРЕНИЕМ

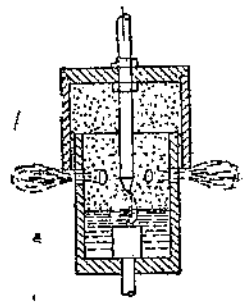
Основной недостаток масляных выключателей — их взрывоопасность и пожароопасность — с давних пор заставляли конструкторов искать новых решений, в которых масло можно было бы заменить какой-то другой негорючей и невзрывопасной средой. Однако только в конце тридцатых годов нашего столетия этот вопрос получил практическое разрешение, когда были построены первые промышленные образцы водяных и воздушных выключателей.

Представим себе устройство, аналогичное простой гасительной камере (фиг. IX,41). Ток подводится к неподвижному контакту *a* и к подвижному *b*. Если камеру наполнить, например, водой и раздвигать контакты, то получается процесс, анлогичный процессу в простой гасительной камере. Вода под действием температуры дуги будет испаряться и разлагаться; образовавшаяся смесь газов и паров будет до некоторой степени закупорена в камере, пока подвижный стер-

жень из нее не выйдет. После выхода стержня в образовавшееся отверстие с большой скоростью будут выходить газы, пары и вода, т. е. получится бурное перемешивание ионизированных и неионизированных горячих и холодных газов, или принципиально тот же процесс, как и при выходе контактного стержня



Фиг. IX,41.



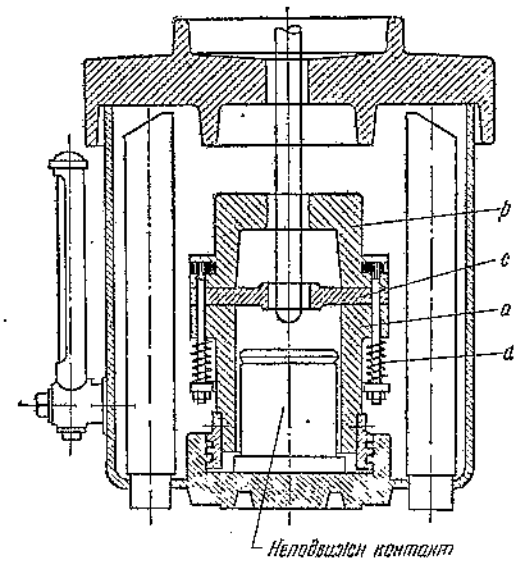
Фиг. IX,42.

из гасительной камеры масляного выключателя. При этом следует заметить, что при разложении воды получается, как и при разложении масла, значительное количество водорода. Тот факт, что вода не представляет собой изолятора, не играет во время гашения дуги существенной роли, так как сопротивление воды настолько велико, что ток короткого замыкания, отключаемый выключателем, непомерно велик по сравнению с током, какой бы шел через выключатель за счет проводимости воды и напряжения сети. Вместе с тем во время гашения дуга не соприкасается с водой (как не соприкасается с маслом в масляном выключателе), а горит в газовом пузыре, причем пары жидкости, имеющиеся в этом пузыре, находятся дальше от дуги, чем газы, ибо вблизи дугового столба могут иметь место только газы. Поэтому во время гашения дуги совершенно неважно, из какой жидкости образовались эти газы: из проводящей электрический ток или непроводящей. После того как дуга потухла, этот факт, конечно, уже имеет значение, и в водяном выключателе после гашения дуги необходимо, чтобы расстояние между концом подвижного стержня и уровнем жидкости было достаточным для предотвращения пробоя между ними. Другой принцип (кроме рассмотренных) работы жидкостного выключателя можно проследить на конструкции, представленной на фиг. IX,42. При раздвижении контактов и образовании между ними дуги в пространстве над жидкостью образуются пары и газы, в которых горит дуга. До тех пор пока верхняя часть камеры не поднялась выше отверстий, указанных на фиг. IX,42, давление пара и газа растет.

Как только эти отверстия откроются, пары получают возможность выходить из камеры. Происходит быстрое движение этих паров наружу из камеры, давление в камере по направлению от центра горения дуги к выхлопным отверстиям быстро падает. Вследствие этого газы вблизи дуги и в центре ее за счет разности давления и температур получают ускорение в сторону выхлопных отверстий. Область, занятая дугой, как бы взрывается: ионизированные и горячие газы, образующие токопроводящую область, разбрасываются во все стороны в радиальном направлении. Это явление ведет к тому, что пространство между контактами быстро деионизируется и дуга тухнет. В этом выключателе по сути дела мы имеем дутье, направленное из центра дуги наружу.

В этом типе выключателя используется явление, связанное с расширением пара и газа, и потому выключатели, основанные на этом принципе, носят название выключателей с расширением, в русской литературе часто их называют экспансионные выключатели. (В Германии выключатель называется Expansionsschalter).

На фиг. IX,43 представлена одна из конструкций камеры выключателя с расширением. Две половинки камеры (*a* и *b*) стянуты между собой пружинами. При расхождении контактов и образовании между ними дуги в камере развивается давление, которое стремится отбросить одну половинку камеры от другой, чему противодействуют стягивающие пружины. Когда давление в камере вырастает до величины большей, чем сила затяжки пружин, половинки камеры отделяются друг от друга, между ними образуются щели (между деталями *a* и *c* и *c* и *b*), в которые устремляются пары и газы, благодаря чему получается

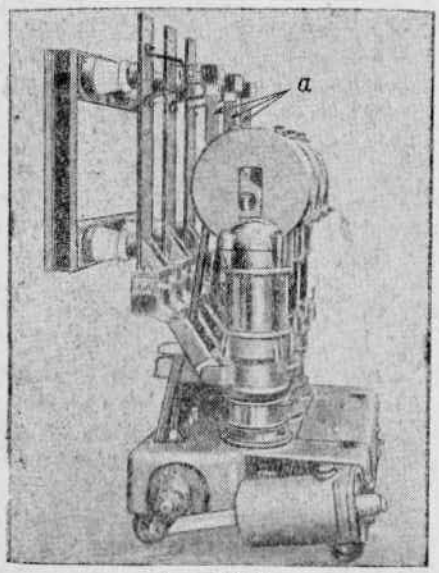


Фиг. IX,43.

эффект, аналогичный указанному при рассмотрении фиг. IX,42. Камера, представленная на фиг. IX,43, носит название эластичной, а на фиг. IX,41 жесткой. Эти названия вполне понятны из вышеописанного действия обеих камер.

Как на фиг. IX,41, так и на фиг. IX,43 внутренние камеры, в которых загорается дуга, окружены другой камерой, являющейся как бы резервуаром для

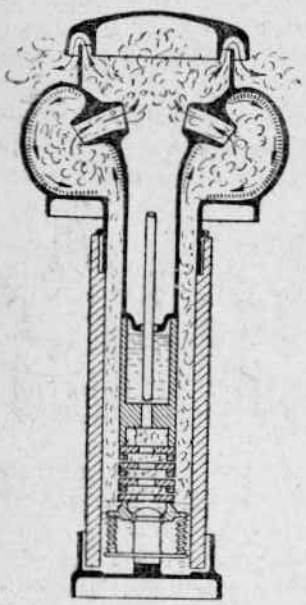
жидкости, не позволяющим ей разбрызгиваться при работе выключателя. Внутренняя камера обычно носит название камеры давления, а внешняя — камеры расширения.



Фиг. IX,44.

Выключатели с расширением могут заполняться как водой, так и маслом. Принцип действия их от этого не меняется.

Выключатели с эластичной камерой впервые в массовом количестве стала выпускать в 1929—1930 гг. фирма Siemens (Германия).



Фиг. IX,45.

На фиг. IX,44 представлен выключатель этой фирмы на 10 kV, имеющий пневматический привод с предельной отключаемой мощностью до 600 000 kVA. Этот выключатель заливается жидкостью, называемой экспансин. Экспансин в основном состоит из воды с примесью этиленгликоля для понижения точки замерзания воды. В зависимости от количества примеси точка замерзания смеси может быть понижена до — 30°С (и даже ниже).

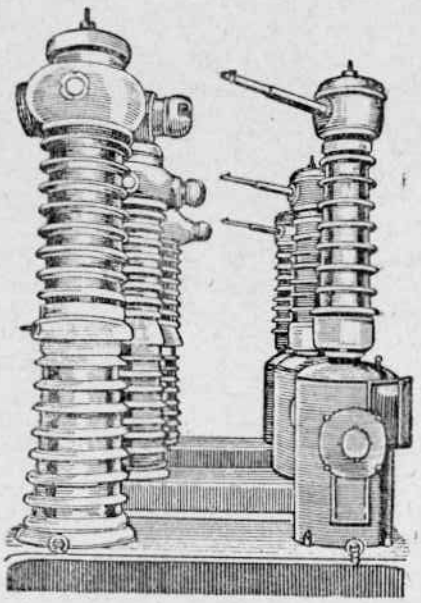
Этотвыключатель имеет пристроенный к нему разъединитель, ножи *a* которого отключаются в конце хода контактного стержня выключателя и тем самым обеспечивают необходимую электрическую прочность выключателя в отключенном положении.

Выключатели, заполняемые водой (с примесью экспансина), применяются фирмой S. S. на напряжение до 60 kV. Выключатели на большее напряжение заполняются уже другой маркой „экспансина", в котором основная составляющая масло.

Расширительные выключатели на большее напряжение и большие отключаемые мощности выполняются с особой камерой, состоящей из целого ряда дисков, стянутых между собой пружинами, как у конструкции, указанной на фиг. IX,43. На фиг. IX,45 показана схема устройства одной фазы 100-kV выключателя с расширением. Как видно из фиг. IX,45, весь механизм, гасящий дугу, заключен в один цилиндр из изоляционного материала. В центре этого цилиндра расположены упомянутые диски, имеющие в середине отверстие для прохода подвижного контакта. Принцип действия этой конструкции отличается от указанной на фиг. IX,43 только тем, что здесь имеется значительно большее количество щелей, через которые может происходить рассасывание давления. Вырывающиеся из камеры газы и пары попадают во внешнюю камеру, заполненную экспансином. Как видно из фиг. IX,45, выброс жидкости из выключателя предотвращает лабиринт в его крышке.

На фиг. IX,46 дана фотография трех фаз выключателя с расширением на 115 kV 600 A номинального тока, 1 500 000 kVA предельной отключаемой мощности.

Как видно из фигуры, каждая фаза выключателя состоит из двух колонок, сделанных из фарфора. В верхней левой колонке смонтированы эластичная (расширительная) камера и передаточный механизм от



Фиг. IX,46.

вала выключателя к подвижному контакту (передаточный механизм заключен в металлическом колпаке этой колонки). Нижняя половина левой колонки представляет собой простой изолятор, изолирующий верх колонки от земли. Правая колонка состоит

также из двух частей: нижняя часть представляет собой металлическую коробку, служащую основанием для верхней части; в ней смонтирован передаточный механизм от вала выключателя к верхней части правой колонки. Верх правой колонки — тоже изолятор, изолирующий головку колонки от земли. Верхняя часть правой колонки может поворачиваться вокруг своей оси. На фиг. IX,46 выключатель показан в отключенном положении. При включении выключателя верхняя часть правой колонки начинает вращаться вокруг собственной оси и нож, скрепленный с ее крышкой, входит в гнездо, имеющееся для него вверху левой колонки; после этого верх правой колонки продолжает вращаться, имеющийся у него механизм зацепления заставляет указанный нож поворачиваться вокруг собственной оси; с этого момента этот нож служит валом, приводящим в движение механизм левой колонки. При выключении сначала нож поворачивается вокруг собственной оси и затем уже, поскольку верхняя часть правой колонки продолжает вращаться, он выходит из своего гнезда и становится в положение, указанное на фиг. IX,46. За время поворота ножа вокруг собственной оси при отключении подвижный контакт выключателя проходит весь свой путь и дуга уже тухнет. Поэтому разъединение обеих колонок (выход ножа из гнезда) происходит уже, когда цепь тока разорвана выключателем (в левой колонке). Таким образом данный выключатель представляет собой и выключатель и разъединитель одновременно.

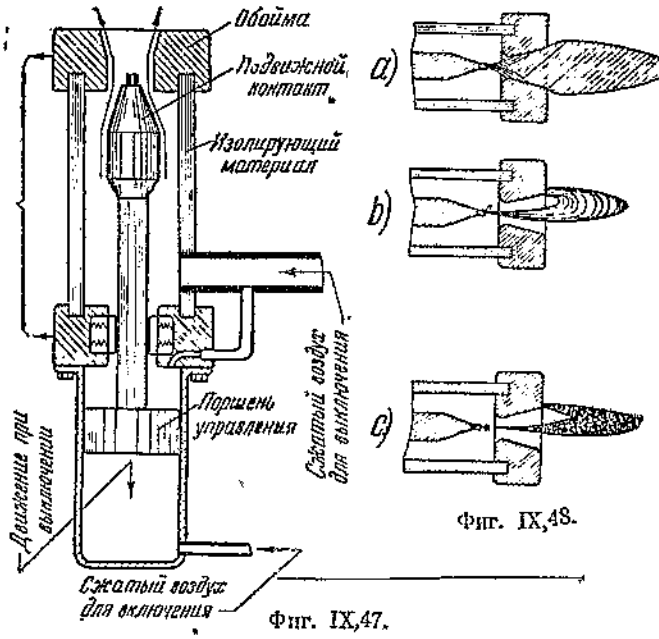
В 1941 г. фирма S. S. опубликовала сведения о выключателе с расширением без разъединителя. В настоящее время кроме S. S. многие фирмы производят выключатели, в которых вместо масла используется какая-либо другая жидкость. Почти все они используют в этом случае воду с примесями, назначение которых — понизить точку замерзания воды.

Идеи, положенные в основу конструкции этих выключателей, аналогичны рассмотренным.

IX,8. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ С СЖАТЫМ ВОЗДУХОМ (ГАЗОНАПОРНЫЕ)

Впервые промышленную конструкцию выключателя с сжатым воздухом разработала фирма AEG (Германия) в 1927—1928 гг.

Принцип работы выключателя с сжатым воздухом схематически показан на фиг. IX,47. Ток подводится к нижней и верхней части выключателя (обойме). При помощи нажимного скользящего контакта нижняя обойма соединяется со штоком выключателя, вверху которого прикреплен подвижный контакт. Во включенном положении конусообразный контакт упирается в сопловидное отверстие верхней обоймы и замыкает таким образом цепь тока. При отключении подвижный контакт уходит вниз и между ним и верхней обоймой загорается дуга. Одновременно с началом движения подвижного контакта, вернее даже несколько раньше, в пространство, образованное из верхней и нижней обоймы и цилиндра из изоляционного материала, скрепляющего эти обоймы, подается сжатый воздух. Сжатый воздух стремится выйти через отверстие в верхней обойме и выдувает встречающуюся на его пути дугу. Отдельные моменты, характеризующие этот процесс выдувания, показаны на фиг. IX,48.

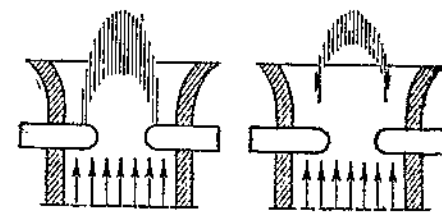


Фиг. IX,48.

Фиг. IX,47.

В выключателе со сжатым воздухом наряду с обдуванием дугового столба, ведущим к понижению температуры его и к сильному увеличению явления диффузии, в момент прохода тока через нуль имеется и процесс выдувания дуги, т. е. выбрасывание имеющейся массы ионизированных частиц из промежутка между контактами.

Описанный принцип работы выключателя с сжатым воздухом относится к так называемому выключателю с продольным дутьем. Это название присвоено

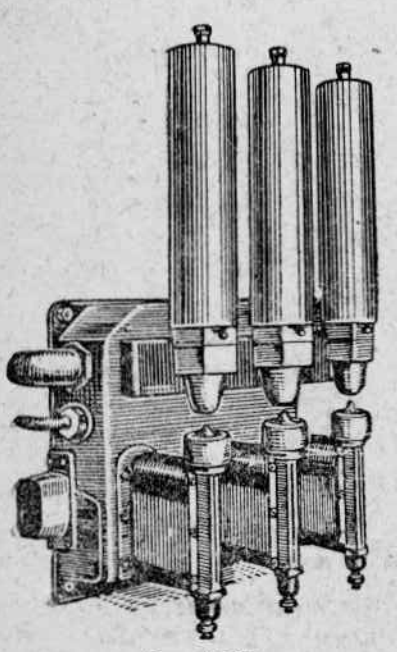


Фиг. IX,49.

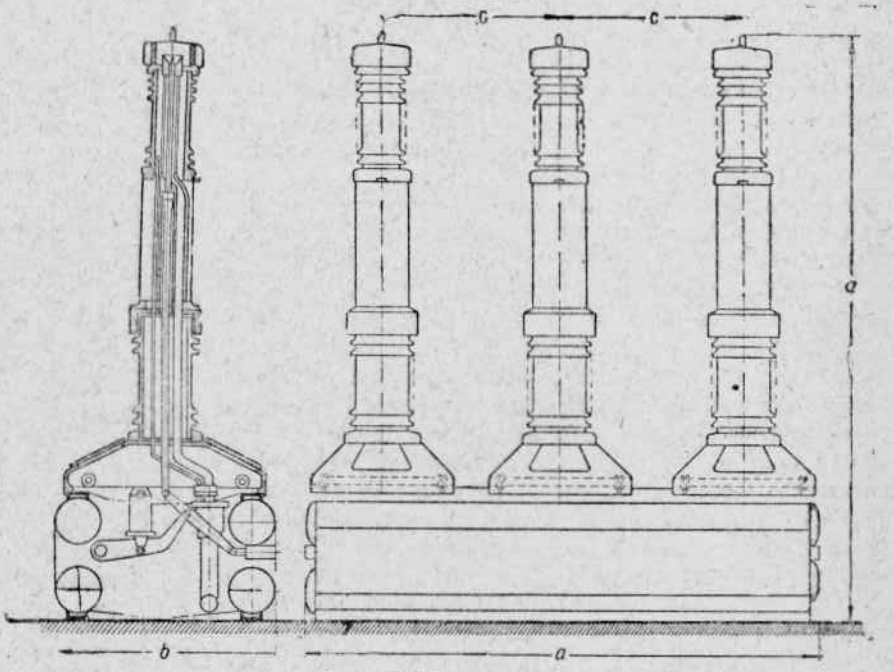
здесь потому, что рабочая струя сжатого воздуха движется в том же направлении, в каком развивается дуга между раздвигающимися контактами. Несколько позже выключателей продольного дутья появились выключатели с сжатым воздухом, использующие поперечное (относительно дуги) движение струи воздуха. Основная особенность этого выключателя — принцип поперечного дутья — понятна из фиг. IX,49.

Принципиально вместо воздуха может быть использован любой газ. С точки зрения гасительных свойств воздух является одним из наименее совершенных газов, но он является самым дешевым, и его легко получить в любом месте.

На фиг. IX,50 дана фотография трехполюсного выключателя фирмы AEG на 15 kV 600 A номинального тока 200 000 kVA предельной отключаемой мощности, предназначенного для монтажа на стене. На фиг. IX,51 дан эскиз выключателя с сжатым воздухом фирмы AEG с указанием основных размеров его при напряжении 60 — 220 kV и при предельной отключаемой мощности до 2 500 000 kVA. Привод и резервуары с запасом сжатого воздуха помещаются внизу, в основании выключателя. На этом основании расположена фарфоровая колонка, выполненная из двух частей, между которыми находится металлическая обойма. Нижняя часть — изолятор; к средней подводится ток и верхняя — собственно выключатель: сжатый воздух проходит снизу ко всем колонкам. Выключатели имеют один разрыв на фазу.



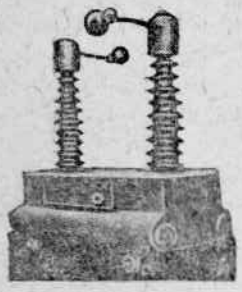
Фиг. IX,50.



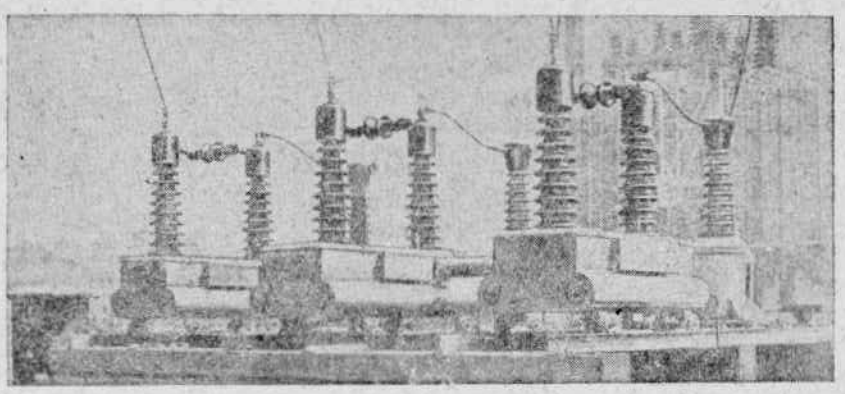
Фиг. IX,51.

Рабочее давление воздуха берется: 7 — 12 at для выключателей до 35 kV, 12 — 16 at — для выключателей до 100 kV и 16 — 20 at — при более высоких напряжениях.

В последнее время фирма изменила конструкцию выключателя и придала ей форму, представленную на фиг. IX,52 a и b. В новом выполнении выключатель имеет две фарфоровые колонки с металлическими шапками, к которым прикрепляются молоткообразные устройства. Последние состоят из металлических труб, на конце которых посажены грибообразные контактные камеры. Головка каждого гриб-



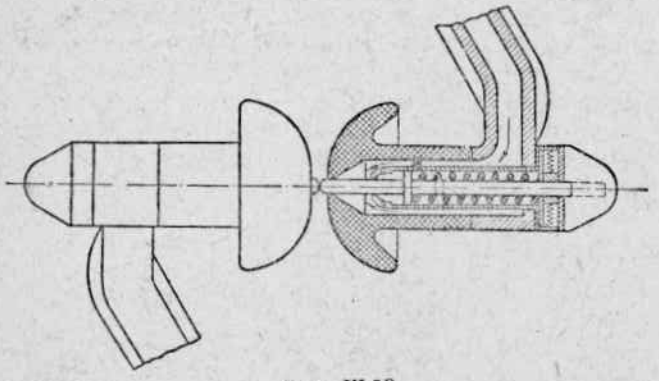
Фиг. IX,52a.



Фиг. IX,52b.

ка (фиг. IX,53) сделана из изоляционного материала и в середине имеет отверстие для контактного стержня. Контактные стержни нормально выходят из головки на несколько сантиметров. Внутри головки контактный стержень связан с поршнем, упирающимся в пружину. Во время отключения выключателя к головке по фарфоровой колонке подается сжатый воздух, который, давя на поршень и сжимая пружину, вдвигает контактный стержень внутрь грибка.

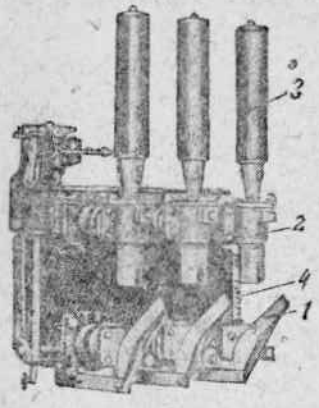
Между контактами загорается дуга и ее тушит струя сжатого воздуха, выбрасываемая из грибка через отверстие для контактного стержня. На фиг. IX,53 представлен эскиз контактной камеры (грибков) одной фазы выключателя во включенном положении.



Фиг. IX,53

После того как дуга потухла, вернее спустя некоторое время после подачи воздуха в камеры (грибки), приходит в действие механизм, вращающий колонки выключателя, и он встает в положение, указанное на фиг. IX,52 а.

Этот тип выключателя является наиболее приспособленным для автоматического повторного включения. При использовании его для повторного включения механизм, приводящий во вращение фарфоровые колонки, отключается и операция отключения и обратного включения совершается только контактными стержнями. Масса стержней и их ход малы и потому размыкание и последующее замыкание контактов происходят очень быстро.



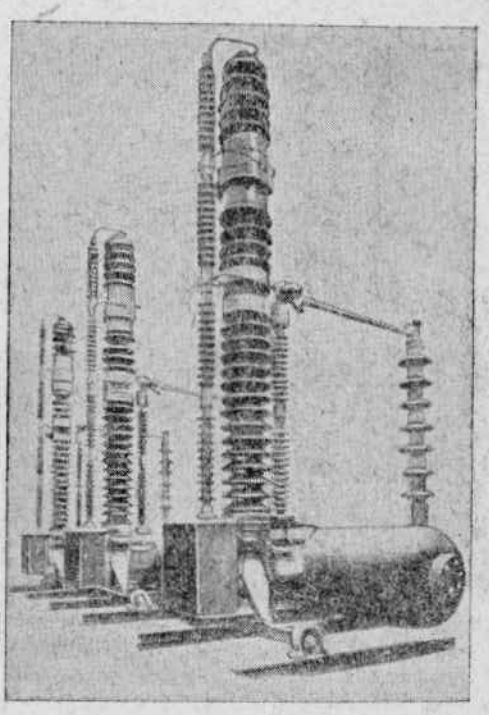
Фиг. IX,54.

Швейцарская фирма BBC также производит выключатели с сжатым воздухом на весь диапазон токов и напряжений. На фиг. IX,54 представлен выключатель этой фирмы на 11 kV номинального напряжения, 250 MVA отключаемой мощности. Здесь *1* — нож разъединителя; *2* — местоположение контакта выключателя; *3* — место гашения дуги.

На фиг. IX,55 представлен выключатель на 100 kV фирмы BBC. Он также во избежание перекрытия в месте расхождения контактов в выключенном положении выключателя (что возможно из-за выпада конденсационной влаги) снабжен разъединителями.

Французская фирма Delle использует, как уже упоминалось ранее, принцип поперечного дутья. Кроме того фирма Delle вводит во время гашения дуги последовательно с дугой омическое сопротивление.

За счет введения сопротивления (уменьшение тока и уменьшение сдвига фаз между током и напряжением сети) и за счет применения поперечного дутья выключатели фирмы Delle требуют для успешной работы гораздо меньшего давления рабочей струи сжатого воздуха. Для выключателей с поперечным дутьем на 500 000 kVA отключаемой мощности при напряжении 15 kV рабочее давление воздуха не



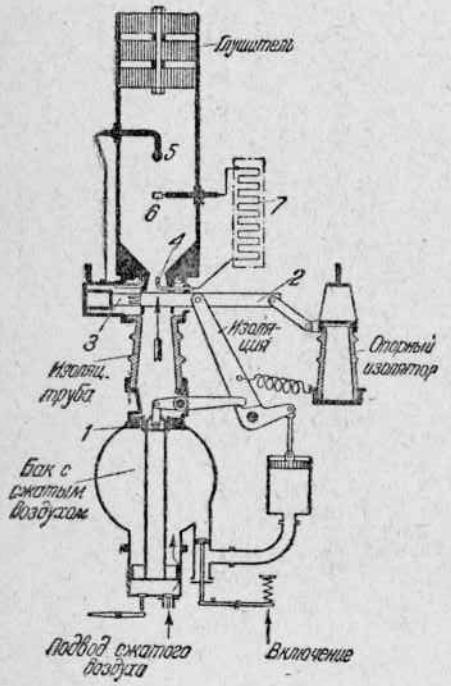
Фиг. IX,55.

превышает 2 — 3 at. Однако расход воздуха здесь примерно такой же, как и в выключателе с продольным дутьем. Это происходит по причине более широкого выхлопного отверстия у выключателя с поперечным дутьем по сравнению с отверстием у выключателя с продольным дутьем.

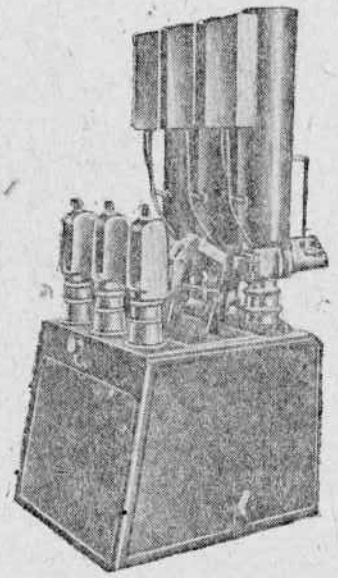
На фиг. IX,56 схематически изображен выключатель этой фирмы. При отключении выключателя открывается клапан *1* и воздух из резервуара поступает к месту образования дуги. Стержень *2* перемещается вправо и между неподвижным контактом *3* и подвижным контактом загорается дуга. Эта дуга с подвижного контакта перекидывается на контакт *4*, а затем на контакт *6*. С неподвижного контакта дуга переходит на контакт *5*, в результате чего она горит между неподвижными контактами *5* и *6*, имея последовательно включенное сопротивление *7*. Дуга из горизонтальной превращается в вертикальную. Контакты, между которыми горит дуга в последней своей стадии (*5* и *6*), расположены в центре движущейся струи воздуха; верхний из них имеет форму шара, а нижний — полого цилиндра с осью, направленной по линии движения струи сжатого воздуха.

Это создает условие, при котором сжатый воздух, попадая в полый цилиндр нижнего контакта, неминуемо должен проникать в область, очень близкую к центру дуги, что, очевидно, создает условия интенсивного охлаждения столба дуги и быстрой его деионизации.

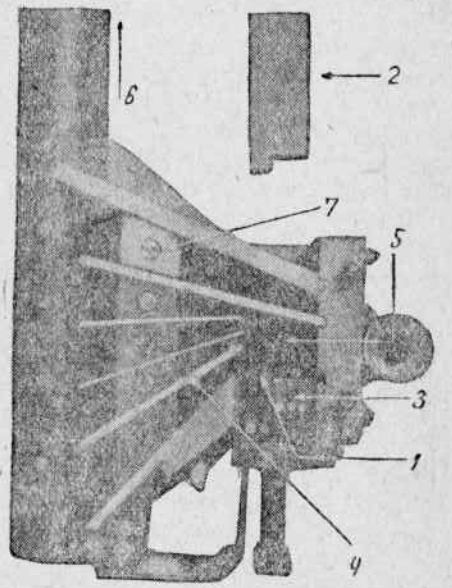
На фиг. IX,57 дана фотография трехфазного выключателя фирмы Delle на 15 kV, схема устройства которого изображена на фиг. IX,56.



Фиг. IX,56.



Фиг. IX,57.



Фиг. IX,58.

Как видно из описания, поперечное дутье в этом типе выключателя превращается в продольное. Следует, однако, заметить, что в первых своих конструкциях фирма Delle использовала только поперечное дутье.

В 1940 г. ряд американских фирм (GEC, Westinghouse и др.) опубликовали данные о своих конструкциях выключателей с сжатым воздухом. Эти типы выключателей, повидимому, не получили еще достаточной проверки в эксплоатации, но известно, что при конструировании их был учтен богатый опыт всех европейских фирм. Принимая во внимание идеи, заложенные в конструкции этих выключателей, и исключительную тщательность проверки выпускаемой указанными фирмами продукции, нужно признать, что американские выключатели являются шагом вперед по совершенствованию выключателей с сжатым воздухом.

На фиг. IX,58 представлен разрез выключателя с сжатым воздухом фирмы GEC на рабочее напряжение 15 kV с предельной отключаемой мощностью до 1 500 MVA. На фиг. IX,58 обозначено: *1* — дугогасительный неподвижный контакт; *2* — подвижный контакт; *3* — главный неподвижный контакт; *4* — пластины из изоляционного материала (типа фибры); *7* — охлаждающее устройство.

При размыкании контактов и появлении между ними дуги сжатый воздух, поступая по трубе *5*, направляется на дугу (по стрелке). Перемещаясь под действием дутья, дуга сначала приходит в соприкосновение с пластинками *4*, а затем вгоняется между пластинами. Материал пластин от действия температуры дуги генерирует газ, который совместно со струей сжатого воздуха сильно охлаждает и деионизирует дугу; дуга быстро тухнет. По данным фирмы длительность горения дуги составляет 1 — 2 полупериода. Таким образом в отличие от европейских выключателей здесь в дополнение к действию струи сжатого воздуха применена камера из газогенерирующего материала, усиливающая действие воздушной струи. Отработанные газы, охлаждаясь в устройстве *7*, выходят наружу через трубу *6*, в верхней части которой расположен глушитель.

Рабочее давление воздуха для выключателя составляет около 10 at. На фиг. IX,59 представлена схема устройства выключателя с сжатым воздухом американской фирмы Allis Chalmers Co.

Устройство этого выключателя сходно с выключателем с сжатым воздухом фирмы BBC. Ток подводится к контактам *8* и *9*. Когда выключатель включен, контакты *A* (он же *7*) и *B* соединены между собой и ток течет по пути *8-B-A*-нож разъединителя *4*—контакт *9*. При отключении сжатый воздух из бака *1* поступает к месту соединения контактов *A* и *B* и давит на поршень *3*, двигающий контакт *A*. Между контактами *A* и *B* загорается дуга *10*, которая струей сжатого воздуха быстро перекидывается на контакт *C* и на контакт *B* с другой его стороны. В результате получаются две дуги *11*, соединенные последовательно. При этом дуга,

горящая между контактами *A* и *C*, оказывается шунтированной омическим сопротивлением *13*, постоянно приключенным между контактами *A* и *C* и заключенным в трубу *5*. Благодаря этому шунту дуга между контактами *A* и *C* быстро тухнет. После этого остается одна дуга между контактами *C* и *B*. В этом случае сопротивление *13* уже оказывается включенным с дугой последовательно. Это ведет к уменьшению величины тока в дуге, увеличению $\cos\varphi$ и тем самым к облегчению гашения дуги.

Рабочее давление сжатого воздуха для этого выключателя — от 10 до 14 at. Контакты *A* и *B* размыкаются только во время отключения. После того как сжатый воздух перестал давить на поршень *3*, контакт *A* под действием пружины, видной на фиг. IX,59, снова возвращается в свое исходное положение (включено), а разрыв цепи осуществляется ножом разъединителя *4*, автоматически приходящим в движение при движении контакта *A*. Включение этого выключателя осуществляется простым включением ножа *4*.

Очевидно, механизм и контакты разъединителя рассчитаны на включение на короткое замыкание.

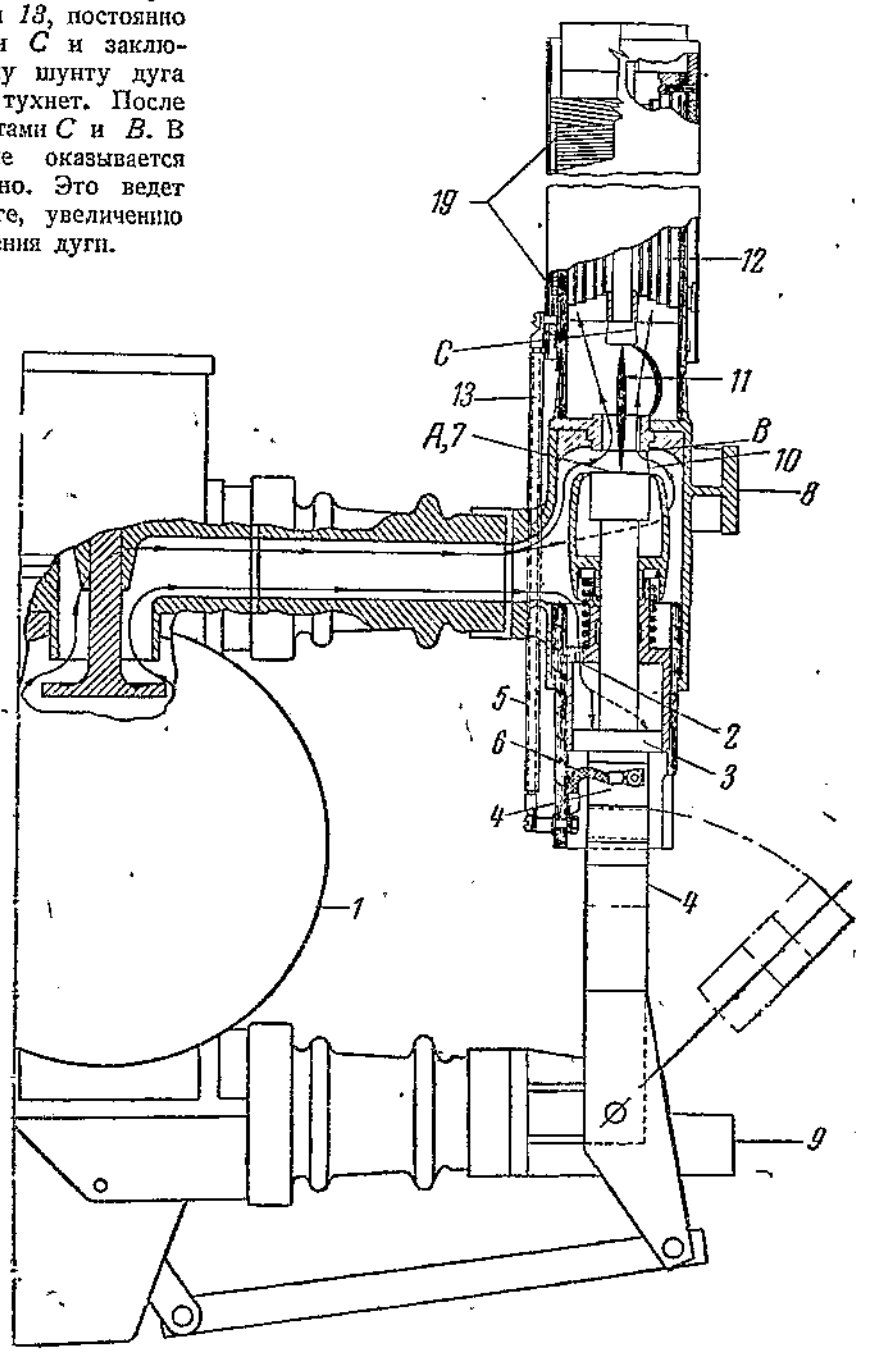
Идея включения сопротивления в цепь дуги является очень здоровой: в этом случае незначительное усложнение конструкции выключателя ведет к сильному упрощению проблемы гашения дуги и к независимости скорости восстановления напряжения на выключателе от постоянных цепи.

Подобное сопротивление может быть пристроено и к выключателю фирмы GEC.

Сжатый воздух для всех выключателей, рассмотренных выше, получается от специальной компрессорной установки, состоящей из компрессора и резервуаров сжатого воздуха. От последних воздух по трубопроводам подводится к резервуарам отдельных выключателей. Компрессорная установка автоматически поддерживает нужное давление воздуха; при снижении давления компрессор автоматически включается и доводит давление воздуха в резервуарах до нужной величины.

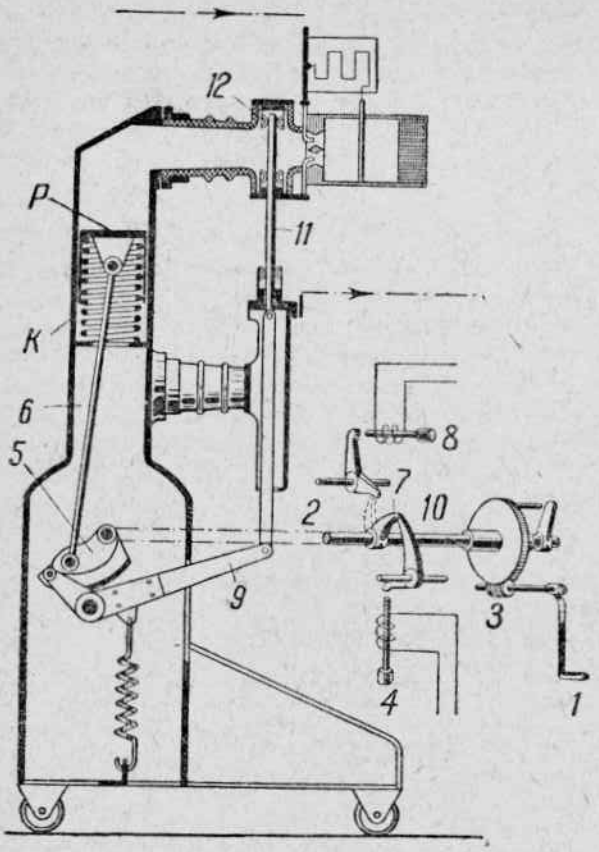
Стоимость компрессорной установки при достаточном количестве устанавливаемых выключателей приводит к относительно небольшим добавочным расходам.

Желание удешевить стоимость воздушных выключателей для небольших установок заставило конструкторов искать решений, позволяющих обойтись без специальной компрессорной установки. Для небольших мощностей эти попытки привели к ряду оправдавших себя в эксплоатации конструкций.

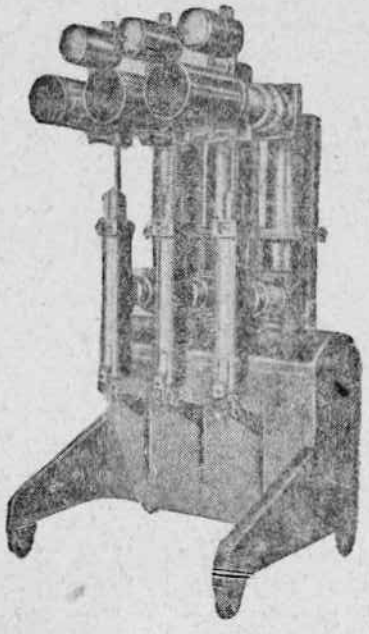


Фиг. IX,59.

На фиг. IX,60 представлена схема конструкции выключателя с сжатым воздухом фирмы Delle на 15 kV, 500 A, 150 000 kVA предельной отключаемой мощности. Перед выключением выключателя при помощи ручки *1* червячной передачи *3* и деталей *9*, *5*, *6* заводится (сжимается) пружина *K*.



Фиг. IX,60.



Фиг. IX,61

Когда подействует электромагнит *4* (или *8*), выполняющий роль выключающей катушки, защелка *10* (или *7*) освобождает вал выключателя и контактный стержень *11* выходит из контакта *12*. Одновременно освобождается пружина *K*, которая при помощи поршня *P* гонит воздух через место горения дуги. Сама гасительная камера у этого выключателя устроена аналогично данной на фиг. IX,56.

Весь выключатель представляет собой довольно компактную конструкцию, смонтированную на жесткой раме (фиг. IX,61).

Подобное решение вопроса дают также фирмы BBC, V. и H. и др., строящие выключатели с сжатым воздухом.

Воздушные выключатели с сжатым воздухом являются наиболее совершенными выключателями и потому должны получить самое широкое распространение на электростанциях и подстанциях.

IX,9. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ С ТВЕРДЫМ ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИМ ВЕЩЕСТВОМ

В 1939 г. в Германии появились выключатели, в которых дуга гасится вследствие воздействия на нее струи газа, как и в выключателе с сжатым воздухом, но необходимый для этой цели газ получается за счет действия температуры дуги на твердый газогенерирующий материал, откуда и название выключателя.

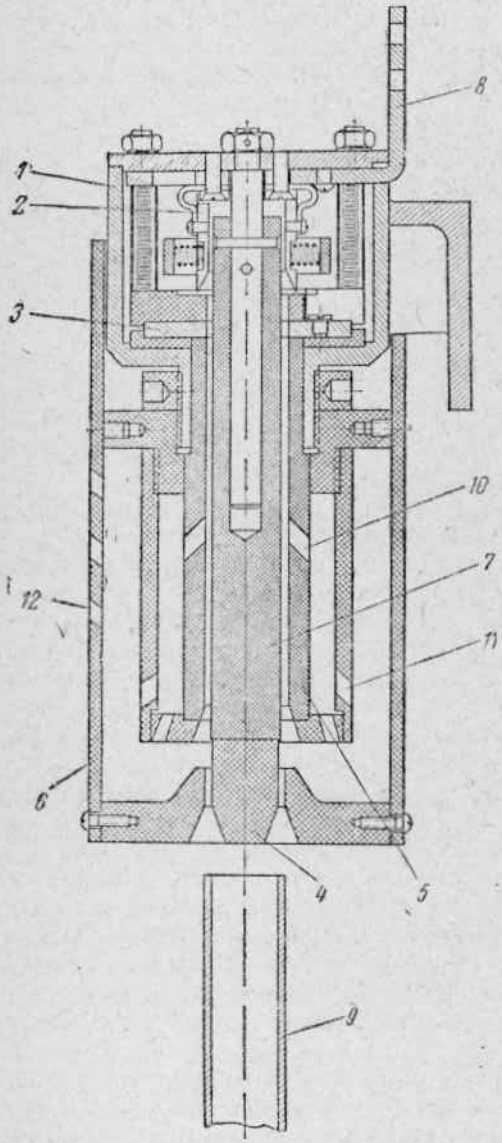
На фиг. IX,62 представлен один из вариантов дугогасящей камеры, примененный при разработке конструкции такого типа выключателя в СССР. На фиг. IX,62 обозначают: *1* — обойма для неподвижного контакта; *2* — неподвижный контакт розеточного типа; *3* — металлическое кольцо; *4* — конец стержня из газогенирирующего материала; *5* — цилиндр из газогенерирующего материала; *6* — наружная камера из изоляционного материала; *7* — стержень из газогенерирующего материала; *8* — место подвода тока; *9* — подвижной контакт, к которому подводится ток; *10*, *11* и *12* — выхлопные отверстия.

Когда выключатель включен, подвижный контакт, выполненный в виде полой трубы, помещается между стержнем *7* и цилиндром *5* и соприкасается с неподвижным контактом. При отключении между контактами загорается дуга, которая при движении стержня за кольцо *3* перекидывается с неподвижного контакта на кольцо *3*, электрически соединенное с неподвижным контактом. При дальнейшем движении контакта *9* вниз температура дуги разлагает материал цилиндра *5* и стержня *7*. Образующиеся при этом газы имеют значительное давление и с большой быстротой вырываются через отверстия *10*. Получается эффект газового дутья вдоль дуги, ее сильное охлаждение и дионизация, в результате чего дуга тухнет.

Если бы контакт *9* был сплошным и стержень *7* отсутствовал бы, при больших отключаемых токах выключатель работал бы примерно также, но при малых токах вследствие малой энергии в дуге количество генерируемого дугой газа было бы мало, дутье менее эффективно и выключатель не смог бы

погасить дугу. С целью создать надежное отключение малых токов и выбрана такая конструкция. Здесь дуга всегда образуется в узком канале и везде обеспечено близкое соприкосновение дуги с газогенерирующим веществом, а следовательно достаточное количество газа.

При включении подвижный контакт может сильно ударять о стержень *7* и портить его. Поэтому имеется наконечник *4*, сделанный из более твердого материала, чем стержень *7*.



Фиг. IX, 62.

Качество материала для стержня *7* и цилиндра *5* является решающим. В СССР в опытных моделях таких выключателей в качестве материала для этих деталей применялась в основном метакриловая кислота. Цилиндр *5* и стержень *7* выдерживают ограниченное число отключений, после чего их необходимо менять.

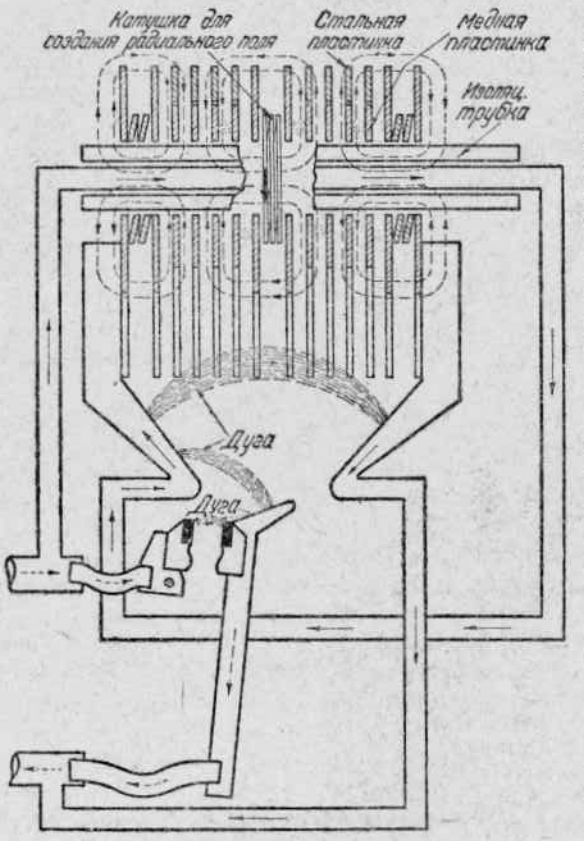
Выключатели с твердым газогенерирующим веществом по понятным причинам не могут быть выполнены на очень большое напряжение и очень большую мощность. В настоящее время они выполняются на напряжение до 11 kV и мощность до 200 MVA.

Их основные качества: взрывобезопасность, пожаробезопасность, простота обслуживания и портативность.

IX,10. ВОЗДУШНЫЕ ДЕИОННЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

В главе о теории гашения дуги указывалось, что непосредственно после прохода переменного тока в дуге через нуль около катода образуется пространство, электрическая прочность которого составляет 150—250 V. Эту величину электрической прочности промежуток приобретает раньше, чем напряжение между контактами достигает сколько-либо значительной величины.

На использовании этого явления и основана конструкция воздушного деионного выключателя (фиг. IX,63). В нем дуга разбивается на ряд коротких дуг, горящих между медными пластинами. При этом получается столько катодов, сколько пластин пересекает дугу.

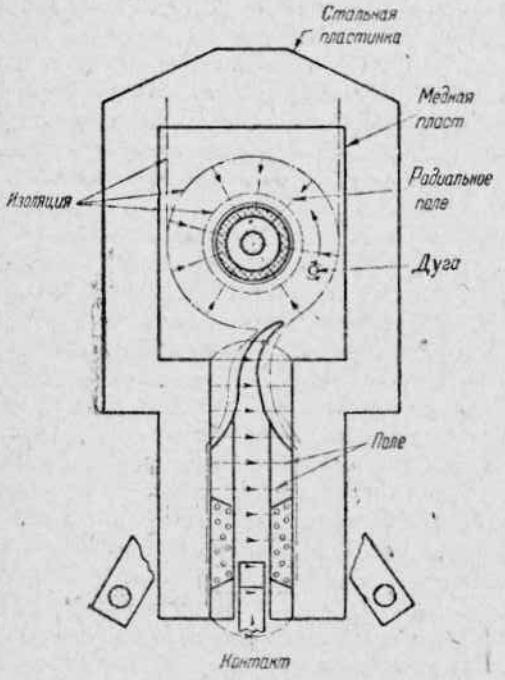


Фиг. IX, 63.

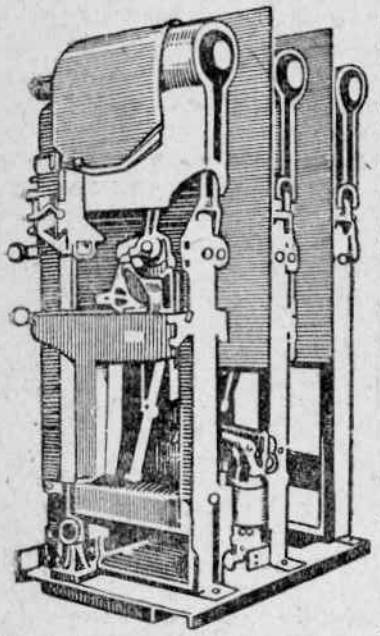
В той же главе указывалось, что околокатодная электрическая прочность тем меньше, чем выше температура катода. С целью повышения электрической прочности, приходящейся на один катод, дугу в воздушном деионном выключателе заставляют быстро вращаться. Постоянное перемещение дуги по пластинам исключает нагрев катода.

С этой целью на той же оси, на которой расположены пластины (фиг. IX,63), насажены катушки. Эти катушки включаются последовательно с пластинами и, следовательно, обтекаются главным током. Магнитодвижущие силы двух смежных катушек направлены друг против друга, благодаря чему они создают радиальное магнитное поле. Дуга, попадая в это поле, начинает быстро вращаться вследствие сил, возникающих между током в дуге и магнитным полем.

На фиг. IX, 64 представлена одна пластина этого выключателя. Как видно из рисунка, пластина состоит из двух частей: медной и стальной; последняя охватывает первую и предназначена для затягивания дуги к верху, на медные пластины. Этой же цели служит



Фиг. IX, 64.



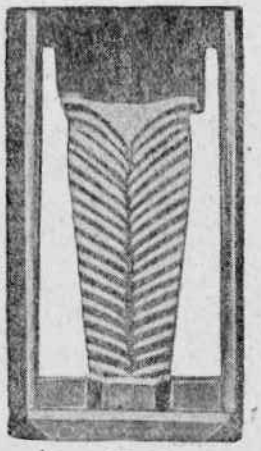
Фиг. IX, 65.

контур, образованный из токоведущей системы выключателя (фиг. IX,63). Все катушки и пластины смонтированы в особой камере, носящей название деионизирующей камеры.

С того момента, как дуга попадает между пластинами, она горит не больше одного полупериода. Однако общее время горения дуги в рассматриваемом выключателе достигает нескольких полупериодов, так как необходимо некоторое время для растягивания дуги и втягивания ее в камеру, где уже она начинает гореть между пластинами. На фиг. IX,63 показана схема постепенного перемещения дуги. Число пластин в воздушном деионном выключателе выбирается из расчета 130 V (рабочего напряжения) на один промежуток, так что если построить выключатель на 100 kV, то нужно 770 пластин. Хотя толщина пластины и промежуток между пластинами и небольшие (около 1,6 mm), тем не менее такой выключатель имел бы громоздкую конструкцию. Вместе с тем с увеличением числа пластин возрастают трудности, связанные с обеспечением равномерного распределения напряжения между пластинами. Поэтому на напряжения свыше 25 kV воздушные деионные выключатели не производятся.

Общий вид воздушного деионного выключателя дан на фиг. IX,65.

Эти выключатели производит только фирма Westinghouse, и несмотря на сравнительно длительное



Фиг. IX, 66.



Фиг. IX, 67.

существование, эта конструкция большого распространения не имеет.

В 1940 г. та же фирма опубликовала сведения о конструкции выключателя на рабочее напряжение 2 500 ÷ 5 000 V с разрывной мощностью 150 MVA, который она также назвала деионным. Компановка выключателя сходна с вышеописанной. Дугогасящая камера его (фиг. IX,66 вид снизу) состоит также из ряда пластин, расположенных поперек движения дуги; но пластины сделаны не из металла, а из изоляционного газогенерирующего материала. Дуга вдувается в камеру магнитным полем, создаваемым сериесной катушкой. Тушение дуги происходит за счет втягивания ее в узкие щели и дутья, создаваемого генерируемым пластинами газом (в рабочем положении она расположена горизонтально).

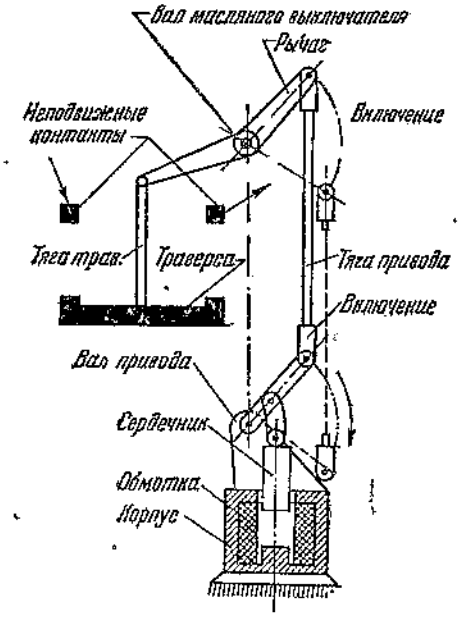
В заключение упомянем еще об одном воздушном выключателе, выпущенном фирмой GEC в 1940 г. Этот выключатель предназначен работать при напряжениях до 5 kV и очень больших отключаемых токах (до 100 000 A). Дуга в выключателе затягивается электромагнитным действием в камеру из изолирующего материала. Благодаря вырезу специальной формы дуга очень быстро и сильно удлиняется, приобретая форму, указанную на фиг.IX,67, и под действием газов, выделяемых камерой, тухнет. Дуга в этом выключателе настолько удлиняется, что ее сопротивление заметно снижает ток короткого замыкания, улучшает $\cos\varphi$ цепи и резко снижает скорость восстановления напряжения.

ГЛАВА X

ПРИВОДЫ И МЕХАНИЗМЫ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

X,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Выключатель может находиться в четырех состояниях: 1) отключенном; 2) включенном; 3) в процессе включения; 4) в процессе отключения. Первые два состояния характеризуются неподвижным положением его частей. Во время двух других части выключателя находятся в движении.



Фиг. X, 1.

В подавляющем большинстве случаев отключение выключателя происходит от действия выключающих пружин. Эти пружины заводятся во время процесса включения и в течение всего времени включенного состояния выключателя стремятся его отключить. Этому мешает задерживающий механизм выключателя обычно в виде собачек, защелок и т. д.

Для того чтобы привести выключатель из положения „включено" в состояние процесса отключения, необходимо освободить механизм выключателя от задерживающего устройства; после чего выключающие пружины приведут механизм выключателя в движение по направлению к положению „отключено". Эту операцию при автоматическом и дистанционном управлении производит отключающая катушка, отбивающая собачку. При ручном управлении выключателем собачка освобождается вручную.

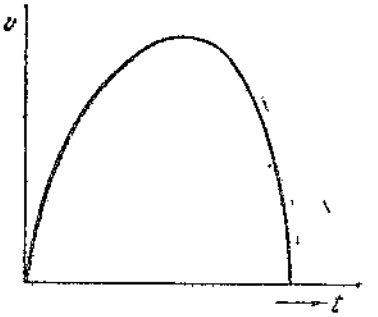
Включение выключателя производится приводом, основной частью которого является двигательный элемент (электромагнит, мотор и т. д.)

На фиг. X, 1 приведена схема сцепления соленоидного (электромагнитного) привода с выключателем. Принцип действия всего механизма следующий: при подаче тока в обмотку электромагнита сердечник его втягивается внутрь обмотки; через вал и тягу привода приводится в движение рычаг, поворачивающий вал выключателя. К кривошипу, скрепленному с валом выключателя, с помощью тяги из изоляционного материала прикреплена траверза выключателя; одновременно с вращением вала выключателя траверза будет двигаться вверх до соприкосновения с неподвижными контактами. Как только траверза перемкнет указанные контакты, цепь тока будет замкнута, выключатель включен. При ручном управлении вал выключателя приводится в движение мускульной силой человека.

Первое, что требуется от привода, — это способность произвести работу включения. Работа включения слагается из следующих частей: 1) преодоление сил тяжести; 2) преодоление трения в механизме выключателя и привода; 3) деформации отключающих пружин; 4) преодоление трения в жидкости (в жидкостных выключателях); 5) сообщение движущимся частям определенной скорости. Первые три части рассматриваемой работы характеризуют статическую работу включения; они не зависят от скорости включения и для данного выключателя постоянны.

Последние две части зависят от скорости включения и их сумма носит название динамической работы включения. Динамическая работа зависит уже от типа привода, так как от него зависит скорость включения выключателя.

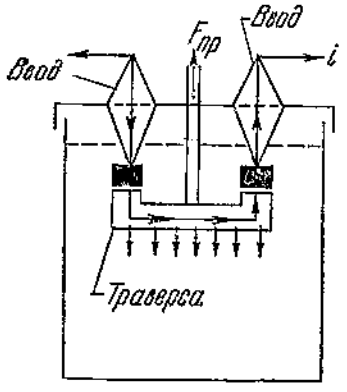
На фиг. X, 2 дана типичная кривая скорости движения контактов выключателя при включении. Из нее видно, что в начале ускорение контактов имеет один знак, а потом другой. Замедление движения контактов в конце включения происходит и за счет возросших сил трения (на пути в контактах) и за счет специальных амортизаторов (буферов). Дело в том, что энергия привода берется всегда с некоторым запасом и потому во избежание сильных ударов подвижных частей о неподвижные в конце хода контактов при включении и отключении ставятся специальные амортизаторы, смягчающие этот удар. Эти амортизаторы тем более необходимы, что согласно существующим нормам, например, электрический привод должен обеспечить надежное включение при повышенном на 10% и пониженном на 20% (от нормального) напряжении сети, питающей привод. Если привод включает надежно при пониженном напряжении, то при нормальном или повышенном напряжении его энергия, очевидно, будет больше необходимой.



Фиг. X, 2.

С механической точки зрения привод должен выдерживать не менее 2 000 включений и отключений при нормальных условиях работы.

Приводы должны быть выполнены так, чтобы при включении выключателя на короткое замыкание и при задержке оператором команды на включение включатель мог бы отключиться под действием защиты. В противном случае по выключателю будет относительно длительное время протекать ток короткого замыкания, на которое выключатель не рассчитан, что и приведет к его большим повреждениям (разрушениям). Наиболее надежным профилактическим средством против этого является так называемое свободное расцепление, которое подробнее будет рассмотрено ниже.



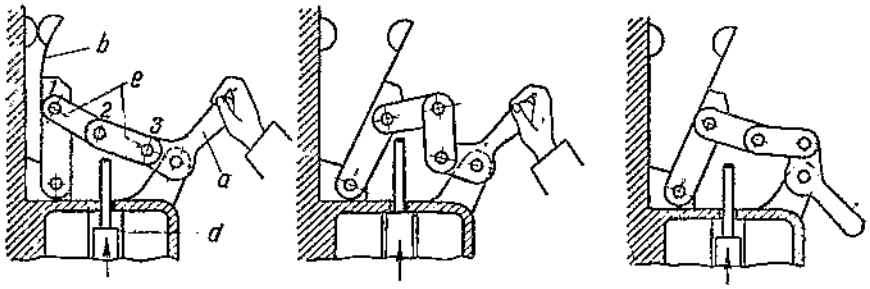
Фиг. X, 3.

По „ПТЭ" (§ 592—593) разрешается повторное включение автоматически отключившегося выключателя. Кроме того в настоящее время получает широкое распространение автоматическое повторное включение. В случаях, когда на линии было непроходящее замыкание, повторное включение выключателя будет означать его включение на короткое.

При включении на короткое замыкание в момент соприкосновения контактов начнет протекать ток короткого замыкания и на траверзу будут действовать электродинамические силы, возникающие в контуре ввод-траверза-ввод (фиг. X,3). Эти силы будут стремиться отбросить траверзу назад, противодействуя включающей силе $F_{пр}$ привода. Если привод недостаточно мощный, электродинамические силы не дадут траверзе дойти до ее конечного положения, в котором она будет уже удерживаться защелкой, или даже отбросят ее. В результате между контактами появится дуга. Поскольку команда на отключение появится только после действия релейной защиты, дуга будет гореть в выключателе значительно большее время, чем при нормальном процессе отключения, что и приведет к большим разрушениям в выключателе. Следовательно, вторым требованием к приводу должно быть: надежное включение выключателя, даже если оно производится на короткое замыкание.

При повторном включении на короткое замыкание возможно еще и следующее: оператор, дав команду на включение, может задержать кнопку (или рычаг) команды управления в этом положении. Выключатель, включившись на короткое, получит от защиты команду на отключение. Отключающая катушка сработает и выключатель отключится. Поскольку, однако, команда на отключение не снята, снова произойдет включение, затем отключение и т. д., получится накачивание (прыгание) выключателя, что крайне опасно и для самого выключателя и для всей установки в целом. „Прыганья" выключателя допускать ни в коем случае нельзя и потому приводы должны иметь устройство, предотвращающее подобную возможность.

Для многих типов выключателей, в особенности для тех, которые предназначены для включения участков сетей на синхронную работу, ставятся дополнительные требования в отношении скорости включения. Точно так же к выключателям предъявляются и определенные требования в отношении быстроты отключения. Поскольку время включения и отключения зависит не только от выключателя, но и от привода, эти требования относятся и к последнему.



Фиг. X, 4.

С точки зрения скорости действия привода при отключении существует понятие „собственное время отключения привода", равное времени, прошедшему от момента подачи команды на отключение до момента освобождения механизма выключателя.

Это время нормируется в зависимости от того, для какого выключателя предназначен привод: если к быстродействующему или сверхбыстродействующему, это время должно быть не выше 0,03 сек, для прочих выключателей — не выше 0,1 сек.

В последнее время за границей для сверхбыстродействующего отключения в выключателях на 287,5 kV (импульсных) отключающая катушка устраивается не по принципу соленоида, а так же, как в быстродействующих автоматах постоянного тока, т. е. с задерживающей катушкой, только последняя заменена в них постоянным магнитом, а отключающая катушка главного тока — катушкой постоянного тока, включаемой на напряжение при помощи реле.

X,2. СВОБОДНОЕ РАСЦЕПЛЕНИЕ

Сущность системы свободного расцепления сводится к тому, что отключающая катушка при своем действии нарушает механическую связь между приводом и механизмом выключателя. На фиг. X,4 показано это устройство в его простейшем выполнении. Здесь свободное расцепление осуществлено при помощи так называемого ломающегося рычага *e*, нашедшего широкое применение в существующих устройствах. Центр *2* этого рычага после включения лежит несколько ниже прямой, соединяющей точки

1 и *3*. Точка *2* не может опуститься еще ниже, так как рычаг *e* в положении, указанном на левой фиг. X,4, представляет собой жесткую систему. Если сердечник отключающей катушки *d* „сломает" этот рычаг (средний рисунок) и точка *2* будет выше прямой *1-3*, контакты выключателя разойдутся вне зависимости от положения рукоятки *a*. Для того чтобы снова включить выключатель, необходимо рукоятку *a* поставить в такое положение, чтобы точка *2* снова была ниже прямой *1-3* (правый рисунок).

Существует целый ряд других конструкций механизма свободного расцепления, некоторые из которых будут описаны при рассмотрении типов приводов.

Большинство новых типов приводов к выключателям имеют свободное расцепление на всем ходу контактов, т. е. в любой момент от начала операции включения может произойти операция отключения.

По эксплоатационным требованиям можно во многих случаях удовлетвориться устройством свободного расцепления на пути немногим больше пути в контактах.

X,3. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИВОДОВ

В настоящее время существует довольно много различных типов приводов, применяемых для управления высоковольтными выключателями.

По роду применяемой энергии все приводы можно разбить на две основные группы: 1) ручные и 2) двигательные. К первой группе относятся приводы, в которых силовой частью служат мускулы человека. Эти приводы применяются лишь для небольших выключателей в установках малой мощности. Во всех остальных случаях, как правило, применяются двигательные приводы, в которых силовой частью является тот или иной двигательный механизм (мотор, пружина и пр.).

Каждый двигательный привод для производства работы включения должен получать откуда-то энергию. На современных электростанциях и подстанциях эта энергия в конечном счете подводится из электрической сети данной установки. Однако только этот признак не может еще оттенить всех особенностей тех или иных типов приводов второй группы. Привод совершает работу только в продолжение процесса включения, а сам может потреблять энергию из питающей его сети или только во время процесса включения или заранее, запасая ее в каком-либо аккумуляторе энергии (пружина, маховик и т. д.). В первом случае мы будем иметь привод прямого действия, во втором случае — привод косвенного действия. Приводы прямого действия берут из сети энергию только во время включения и потому могут быть названы электрическими. Приводы косвенного действия во время включения выключателя не потребляют из сети электрической энергии; поэтому их правильнее классифицировать уже по вторичному двигателю: по роду устройства их двигательной части, непосредственно совершающей включение выключателя.

Как уже указывалось, приводы прямого действия потребляют энергию из питающей их сети только во время включения выключателя. Это время невелико (0,2÷0,8 sec и даже меньше) и потому мощность, потребляемая из сети этим типом привода, значительна. При напряжении сети 110 — 220 V, как это обычно имеет место на станциях и подстанциях, привод прямого действия берет от сети большой ток (иногда 200 — 400 A), что требует установки мощных аккумуляторных батарей и проводки соответствующего сечения. Это является основным недостатком приводов прямого действия.

Достоинством их является относительная простота конструкции, поскольку в них в отличие от приводов косвенного действия отсутствует механизм аккумулирования энергии.

К электрическим проводам прямого действия следует отнести: 1) соленоидный (называемый также электромагнитным), в котором силовой частью является тяговый электромагнит; 2) моторный, силовой частью которого служит электродвигатель; 3) центробежный, являющийся по существу также моторным приводом, но называемый центробежным по виду передачи от электродвигателя привода на вал выключателя.

Приводы косвенного действия берут энергию из сети не во время включения, а заранее. Время запасания энергии в приводе косвенного действия (завод пружин, раскручивание маховика и пр.), достигает 5÷60 sec. При том же количестве энергии, необходимой для включения выключателя, ток, потребляемый из сети приводом косвенного действия, значительно меньше тока привода прямого действия. Прежде чем включить выключатель, привод косвенного действия должен быть подготовлен, после чего может быть дана команда на включение.

Современные приводы косвенного действия по роду аккумуляторов энергии в них можно разделить на: 1) пружинные, в которых включение выключателя производится пружиной, заведенной заранее электродвигателем; 2) инерционные, в которых работа включения совершается за счет запаса живой силы раскрученного маховика (эти приводы иногда называют «маховыми»); 3) пневматические, в которых работа включения совершается за счет энергии, запасенной в сжатом воздухе.

По роду применяемого тока приводы можно разделить на приводы постоянного и переменного тока, причем первые значительно более распространены, чем вторые.

Последнее объясняется в основном следующими причинами:

1. Управление приводами выключателя должно быть сохранено даже при аварии, сопровождающейся потерей на станции (подстанции) всех основных источников переменного тока (генераторы, трансформаторы). Создать надежный, дешевый и независимый от главных генераторов источник энергии постоянного

тока (аккумуляторная батарея) проще, чем переменного.

2. Осуществление привода прямого действия большой мощности при переменном токе встречает конструктивные затруднения.

В последнее время за границей и в СССР разработаны приводы, питаемые от сети переменного тока через выпрямители.

Для возможности действия их на отключение при исчезновении переменного тока устанавливаются добавочные аккумуляторные батареи. В этом случае они могут быть взяты значительно меньшей мощности, чем при использовании их и для включения. При необходимости в периоды отсутствия переменного тока включение выключателей производится вручную. Последнее предопределяет возможность применения таких приводов лишь в установках небольшой мощности.

Рассматривая приводы с точки зрения применимости их для автоматического повторного включения, их нужно разделить на: 1) допускающие осуществление повторного включения и 2) недопускающие осуществление повторного включения. Понимая под повторным включением немедленное обратное включение, следует указать, что инерционные приводы для этой цели непригодны, поскольку для производства операции включения нужно время на разгон маховика. Пружинные приводы могут осуществить повторное включение, если в них предусмотрены комплекты включающих пружин, всегда готовых для производства операции включения. Нормально эти приводы изготовляются с одной пружиной для включения.

Наиболее приспособленными к автоматическому повторному включению являются соленоидный привод и привод с сжатым воздухом.

X,4. ТИПЫ ПРИВОДОВ

Рассмотрим некоторые из существующих типов приводов:

1. **Ручной привод.** Ручное управление делается у небольших выключателей, устанавливаемых на мало ответственных фидерах. По условиям безопасности применение ручного привода допускается в установках с максимальным током короткого замыкания, не превышающим 30 000 А; при больших токах при включении на короткое вследствие больших электродинамических усилий, действующих на траверзу выключателя, обслуживающий персонал подвергается опасности.

В качестве примера выполнения ручного привода на фиг. X,5 b представлен эскиз механизма такого привода (фиг. X,5 a) (упрощенная схема, на обоих чертежах приняты одни и те же обозначения), изготовляемого заводом „Электроаппарат" для выключателей с номинальным напряжением 6 kV. Привод показан во включенном положении.

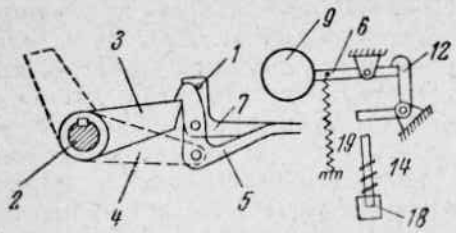
При отключении от руки поворачивают против часовой стрелки маховик (на чертеже не показан), который связан с заводящим рычагом *4*, сидящим свободно на валу *2* (вал *2* скрепляется с валом выключателя). При этом заводящий рычаг *4*, ведя за собой скрепленную с ним заводящую собачку *5*, тыльной стороной последней отодвигает палец *1*, находящийся на запорной собачке *7*, вследствие чего она перестает удерживать рычаг вала *3*. До этой операции вал выключателя не мог повернуться против часовой стрелки, так как собачка *7* не позволила вращаться рычагу *3*. После расцепления собачки *7* с рычагом *3* под влиянием пружин, смонтированных внутри самого выключателя, и под действием веса его подвижных частей выключатель отключается (вращение вала против часовой стрелки).

При ручном отключении поперечный валик *11* и диск *6* (*11* и *6* на схеме фиг. X,5 a нет) остаются в положении, соответствующем включенному положению выключателя.

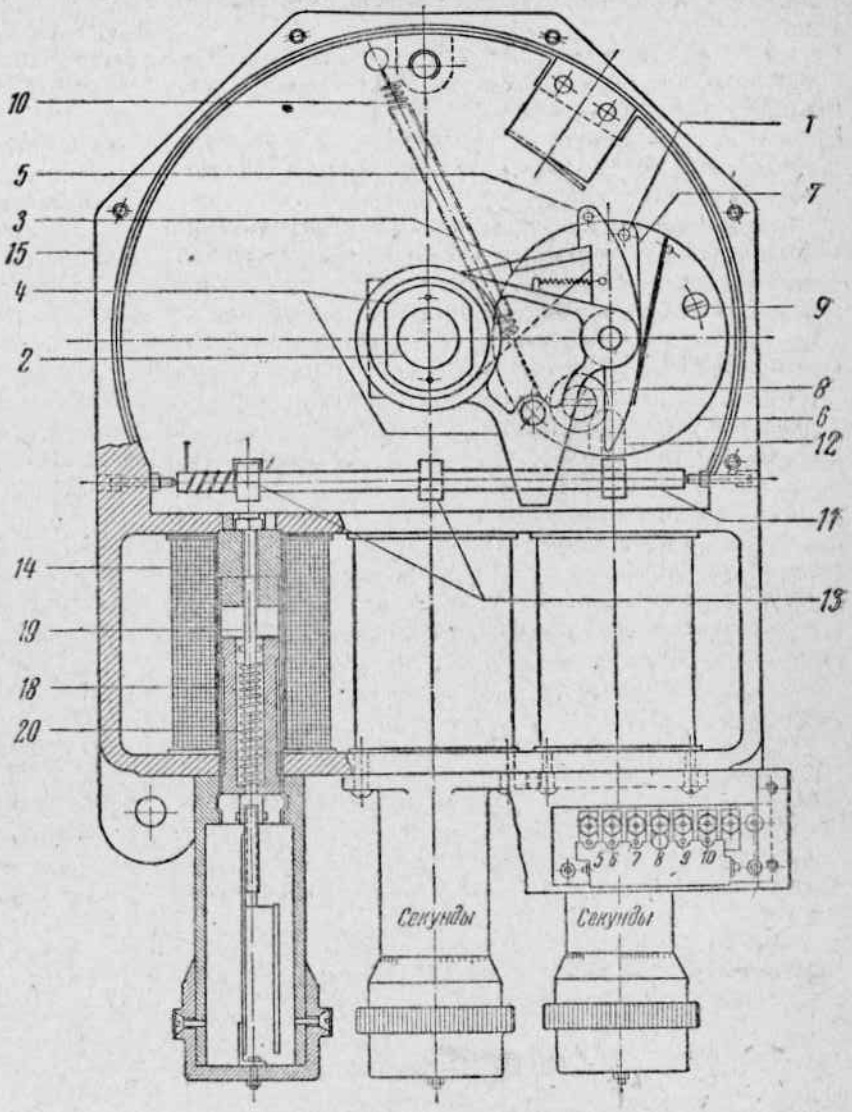
Автоматическое отключение осуществляется отключающими катушками максимального тока *14* или минимального напряжения (катушка напряжения на чертежах не показана), монтируемыми в нижней части коробки *15*. Катушки имеют сердечник *18* из мягкого железа, с которым связан ударник *19*. При прохождении в катушке тока достаточной величины сердечник втягивается вверх, а ударник ударяет в рычажок *13* поперечного валика *11*. Вследствие удара рычажок *13* вместе с валиком *11* поворачивается и тем самым освобождает диск *6* от сцепления с защелкой *12*. После этого под действием пружины *10* диск быстро вращается и палец *9*, установленный на его наружной стороне, ударяет по хвосту запорной собачки *7*, поворачивает ее и освобождает от сцепления с ней рычаг вала *3*; происходит отключение выключателя, как и при ручном управлении.

Для включения выключателя маховик поворачивают по часовой стрелке. Собачка *5* заводящего рычага *4*, захватывая рычаг *3* вала *2*, вращает его также по часовой стрелке. В некоторый момент палец заводящего рычага *4*, укрепленный на задней стороне его, встречает на своем пути ролик *8*, эксцентрично сидящий на передней стороне диска, и вращает диск против часовой стрелки. При вращении диска запорная собачка *7* поворачивается навстречу рычагам *3* и *4* и в момент, соответствующий окончанию процесса включения, зацепляет рычаг вала, удерживая всю систему во включенном положении. Одновременно диск *6* задерживается в этом положении защелкой *12*, укрепленной на поперечном валике и входящей в соответствующий паз, сделанный на задней стороне диска.

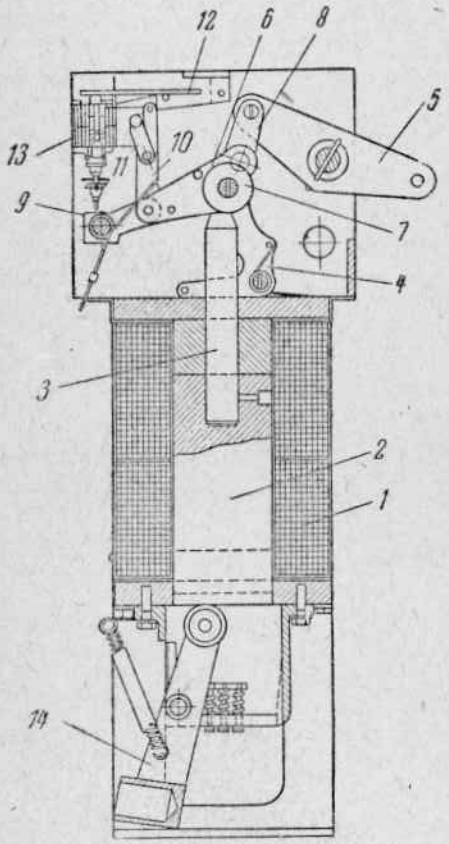
Необходимо отметить, что при автоматическом отключении заводящий рычаг, а вместе с ним и маховик остаются без движения, т. е. в том же положении, в каком они находились после операции включения. Для нового включения выключателя поэтому необходимо сначала повернуть маховик против часовой стрелки до тех пор, пока собачка *5* не захватит рычага *3*, после чего, вращая маховик по



Фиг. X, 5a



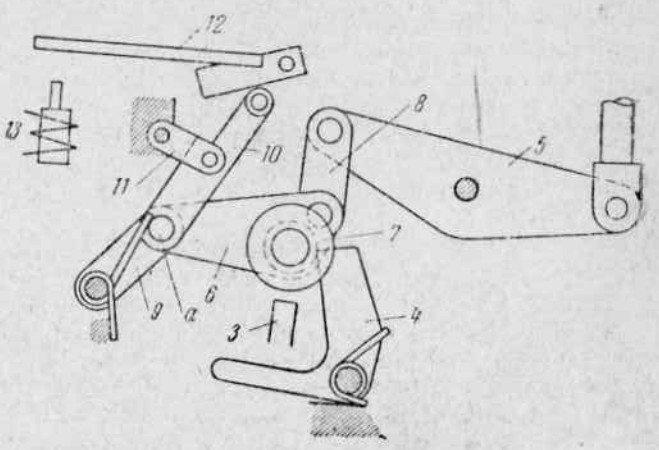
Фиг. X, 5b.



Фиг. X, 6a.

часовой стрелке, можно совершить операцию включения выключателя.

2. Соленоидный привод. Эскиз соленоидного привода конструкции завода „Электроаппарат" дан на фиг. X,6 (на фиг. X,6 a показан во включенном состоянии, а на фиг. X,6 b — в момент отключения). Этот привод имеет свободное расцепление в любой момент времени. При включении ток подается в включающую катушку *1*, вследствие чего сердечник соленоида *2* втягивается вверх, ведя за собой шток *3*, ввинченный в сердечник. Шток *3*, давя на ролик *7*, через рычаги *6* и *8* передает движение на включающий рычаг *5*, к правому концу которого присоединена тяга, связывающая привод с валом выключателя (фиг. X,1). Вращение рычага *6* происходит вокруг временно-неподвижного центра *a*, создаваемого



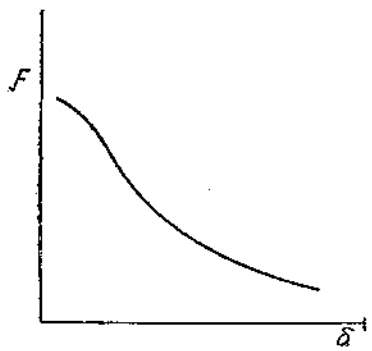
Фиг. X, 6b.

системой рычагов *9*, *10*, *11*. При включении ось ролика *7* скользит по защелке *4*. После включения сердечник *2* опускается в свое нижнее положение, показанное на чертеже пунктиром (катушка *1* не оживлена током), а рычаги *6-8-5* удерживаются в положении, соответствующем включенному состоянию выключателя, защелкой *4*, на которую опирается ось валика *7*.

При подаче тока в отключающую катушку *13* ее сердечник поднимает рычаг *12*, вследствие чего система рычагов *9-10-11* ломается и центр *a* перестает быть неподвижным. Ролик *7* соскальзывает с защелки *4* и независимо от положения штока *3* произойдет отключение выключателя.

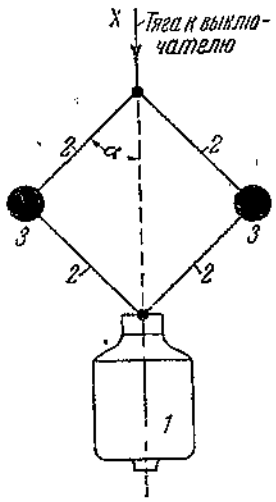
Для ручного управления предусмотрен рычаг *14*. Вставляя стержень в специально сделанное у этого рычага гнездо и поворачивая его книзу, поднимают сердечник электромагнита, чем и осуществляется операция по включению выключателя. Ручное включение допускается только при ревизиях, монтаже и регулировке выключателя, т. е. в тех случаях, когда заведомо не может быть включения на короткое замыкание. Ручное включение при оперативной работе не допускается.

Соленоидный привод имеет очень простую конструкцию и высокую скорость действия. Недостатками являются — большое потребление тока и удары в упоры в конце хода сердечника. Последнее происходит потому, что сила тока соленоидного привода растет по мере втягивания сердечника внутрь катушки. На фиг. X,7 представлена типичная кривая изменения силы тяги соленоидного привода в зависимости от зазора между сердечником и стопом (место, куда подходит сердечник в конце своего движения). Из приведенной диаграммы видно, что чем меньше δ, т. е. чем бо́льший путь пройден сердечником, тем больше его сила тяги и в конце хода она имеет максимальную величину.



Фиг. X,7.

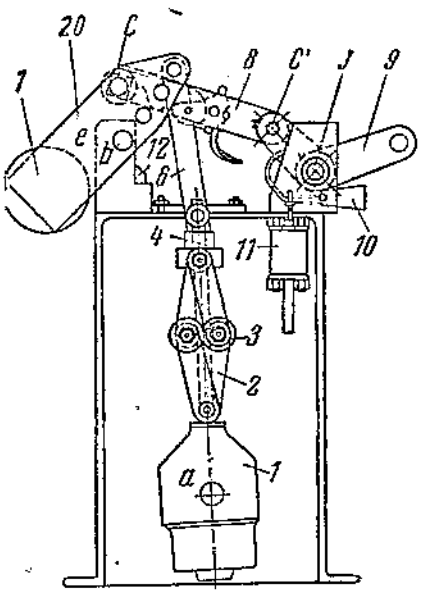
3. Моторный привод. Электромотор в качестве силовой части привода может быть применен в нескольких видах. Остановимся только на таком из них, в котором валы электродвигателя и выключателя непосредственно связаны между собой при помощи системы шестерен и червячных передач. При включении электродвигателя на напряжение, его вращение через систему механической связи (червяк, шестерня и т. п.) передается валу выключателя. Двигатели берутся обычно с сериесным возбуждением и чаще постоянного тока, чем переменного, хотя они делаются с возможностью работы и на постоянном и на переменном токах. Двигатели при включении выключателя работают с большой перегрузкой (6÷10 раз) и имеют специальное выполнение. Этот привод прямого действия и потому, как и соленоидовый, потребляет большой ток.



Фиг. X, 8.

Моторный привод непосредственного действия применяется значительно реже соленоидного, так как конструктивно он сложнее; им снабжают свои выключатели лишь некоторые иностранные фирмы.

4. Центробежный моторный привод. Принцип действия этого привода показан на фиг. X,8. Электродвигатель *1* через стержни шарнирного параллелограма *2* соединен с тягой выключателя. При вращении двигателя грузы *3* вследствие центробежной силы стремятся увеличить угол α — сжать параллелограм в направлении оси *X*. Таким образом при вращении мотора эти грузы тянут тягу вниз, благодаря чему происходит процесс включения выключателя. Когда включение окончено, специальная пружина (на фигуре не показана) ставит параллелограм в его исходное положение.



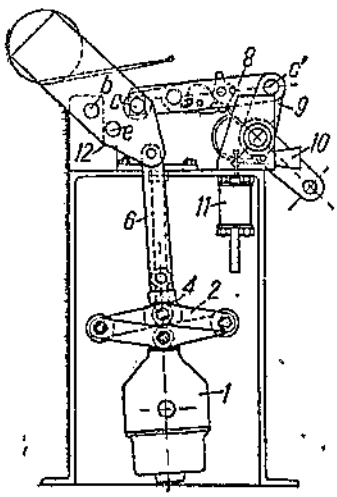
Фиг. X, 9.

Электродвигатели, употребляемые для привода такого типа, обычно имеют сериесное возбуждение и могут работать на переменном и постоянном токах. Во время включения они перегружаются на 500—1 000% по отношению к своей длительной мощности.

На фиг. X,9 представлен эскиз электромоторного центробежного привода. Электродвигатель, подвешенный на пальцах *a*, при своем вращении через шарнирный параллелограм, шарикоподшипник *4* и серьгу *6* поднимает противовес *20*, вращающийся около оси *b*. С противовесом через ломающийся рычаг *8* связан включающий рычаг *9*. При подъеме противовеса *20* оси *C* и *C'* ломающегося рычага *8* двигаются по часовой стрелке, в результате чего правый конец рычага *9* опускается вниз и производит посредством тяги выключение выключателя. После

включения механизм занимает положение, представленное на фиг. X,10.

Автоматическое отключение выключателя производится при посредстве отключающей катушки *11*. Ударник катушки, действуя на рычаг *10*, приводит к „излому" рычага *8* и расцеплению рычага *9* с противовесом *20*. Выключатель отключается под действием веса его движущихся частей и пружин, находящихся в самом выключателе. Противовес, вращаясь около оси *b*, растягивает шарнирный параллелограм, приводя его к положению, изображенному на фиг. X,9. Этот привод предназначен для обслуживания особенно тяжелых масляных выключателей.



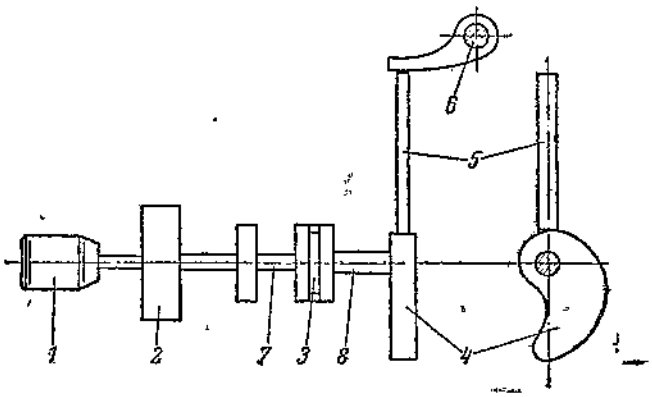
Фиг. X, 10.

По потребляемой мощности он близко подходит к соленоидному приводу, отличаясь от него, однако, тем, что в противоположность соленоидному приводу по мере движения траверзы сила тяги его не растет, а падает. Время действия центробежного моторного привода значительно больше, чем у соленоидного привода.

5. Пружинный привод. Энергия, необходимая для включения выключателя, запасается в этом приводе в пружине, заводимой небольшим электродвигателем. Пружинный привод представляет собой привод косвенного действия, поскольку источник механической энергии — двигатель — действует на выключатель не непосредственно, а через предварительно заводимую пружину.

Пружинный привод обладает рядом положительных свойств: малое потребление тока, плавность включения, возможность получить заданную кривую скорости. Однако он сложен по своей конструкции и неудобен для автоматического повторного включения выключателей, так как при этом в него нужно ставить дополнительный комплект включающих пружин и усложнять конструкцию.

6. Инерционный (маховой) привод. Этот привод также относится к приводам косвенного действия. Принцип его устройства заключается в следующем (фиг. X,11). Небольшой электродвигатель *1* любого рода тока раскручивает в течение 6÷20 sec маховик *2*. Когда маховик достигает необходимого числа оборотов, вал маховика или сцепляется автоматически с промежуточным валом при помощи центробежной муфты или центробежное реле дает сигнал оператору, что запас живой силы маховика достиг нужного предела. После этого в любой момент по желанию оператора при помощи электромагнитной муфты *3* вал маховика *7* сцепляется с валом *8* кулака *4*. Кулак *4*, вращаясь в направлении, указанном стрелкой, толкает тягу *5* и через нее вращает вал выключателя *6*, производя операцию включения. Если электромагнитная муфта *3* сразу сцепляла бы вал привода с валом выключателя, то вал выключателя



Фиг. X, 11.

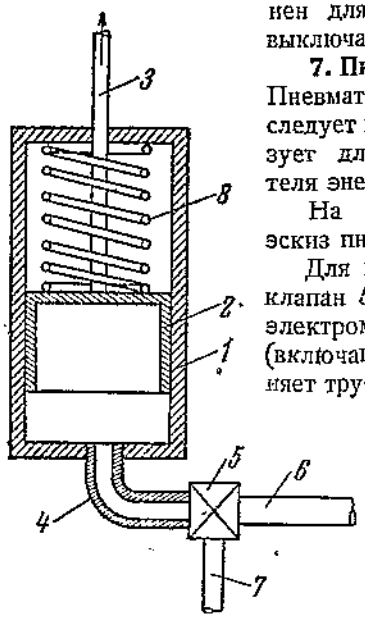
и связанные с ним части должны были бы в очень короткое время приобрести скорость, соответствующую скорости вращения маховика. В этом случае механизм выключателя испытал бы громадные механические ударные нагрузки. Во избежание этого связь между валом привода и валом выключателя осуществлена при помощи указанного кулака, профиль которого выбирается так, чтобы в начале вращения большому углу поворота кулака соответствовало малое перемещение тяги *5*, которое постепенно увеличивалось бы.

Такая система исключает указанные ударные нагрузки. Инерционный привод не может быть применен для повторных включений выключателя.

7. Пневматический привод. Пневматический привод, как то следует из его названия, использует для включения выключателя энергию сжатого воздуха.

На фиг. X,12 приведен эскиз пневматического привода.

Для включения выключателя клапан *5* с помощью особого электромагнитного устройства (включающая катушка) соединяет трубопровод *6*, идущий от резервуара сжатого воздуха, с рабочим цилиндром *1*. Давление поступающего сжатого воздуха на поршень *2* передается через тягу *3* на вал выключателя, благодаря чему и происходит его включение. Во время этой операции трубопровод *7* отсоединен клапаном *5* от цилиндра *1*. После включения клапан *5* посредством



Фиг. X, 12.

особого электромагнитного устройства закрывает трубопровод *6* и соединяет рабочий цилиндр с патрубком *7*, выходящим во внешнее пространство. В результате сжатый воздух выходит наружу, а поршень *2* под действием пружины *8* приходит в свое исходное положение.

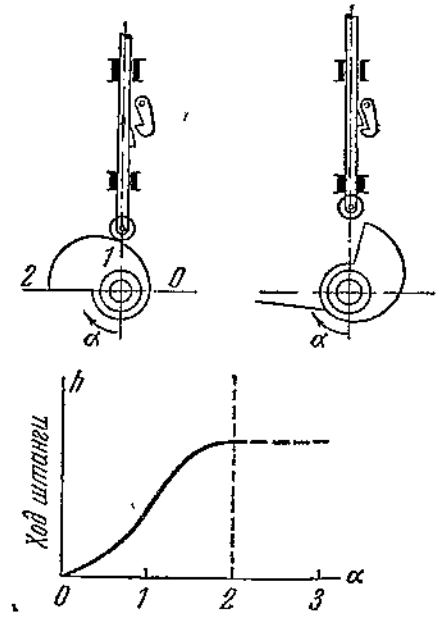
Пневматический привод — привод косвенного действия. Он обладает рядом ценных свойств: эластичность включения; легкость получения заданной кривой скорости, поскольку сила тяги у него постоянна; малое потребление тока; возможность легкого осуществления повторных включений. Применение пневматического привода требует устройства компрессорной установки и системы воздухопроводов на территории станции или подстанции. За границей этот тип привода получил очень широкое распространение, в особенности в связи с применением выключателей со сжатым воздухом, которые строятся только с пневматическими приводами. Последнее объясняется тем, что компрессорная установка и трубопроводы, необходимые для подвода сжатого воздуха для тушения дуги, используются и для привода выключателей.

X,5. СОЕДИНЕНИЕ ПРИВОДА С ТРАВЕРЗОЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

Соединение привода с выключателем может быть осуществлено различными способами в зависимости от их конструкций, конструкции ячейки (камеры) выключателя, требований эксплоатации и т. д.

Ход траверзы в высоковольтном выключателе часто измеряется сотнями миллиметров, в то время как ход траверзы на пути в контактах (ход в контактах) измеряется несколькими десятками миллиметров (15÷80 мм). Если ход тяги привода и ход траверзы сделать в прямолинейной зависимости друг от друга, то понадобилась бы их очень точная регулировка. Иначе при включении подвижные контакты выключателя с силой ударились бы в упор, что сопряжено с опасностью поломки выключателя. Поясним это на примере выключателя серии МКП-Д. Ход траверзы этого типа выключателя составляет 400 — 600 мм; ход в контактах — около 20 мм, даже отрегулировав ход тяги привода с точностью до 1%, можем получить вместо 20 мм ход в контактах 60÷80 мм. Очевидно, что при этих условиях при включении траверза может с такой силой ударить в неподвижный контакт, что разобьет крепление камер с вводами или поломает пружины неподвижных контактов.

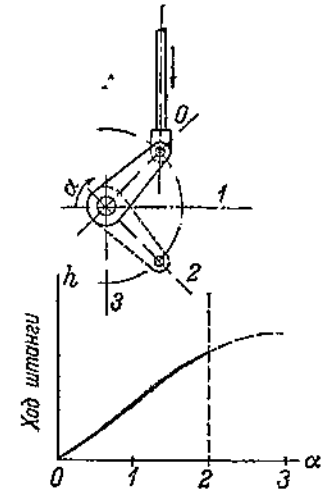
Для устранения указанных неудобств зависимость хода траверзы от хода тяги привода почти никогда не делается прямолинейной. В подавляющем большинстве случаев кинематическая схема передачи усилия от провода на траверзу выполняется с таким расчетом, чтобы при включении в конце хода траверзы большому углу поворота вала привода соответствовал малый ход контактов выключателя. Это достигается или при помощи специального профиля кулачка, передающего усилие от привода на тягу выключателя, или устройством рычажного механизма, в котором соответствующим образом подобрано положение рычага вала привода.



Фиг. X,13.

На фиг. X,13 и X,14 представлены схемы этих механизмов и кривые хода тяги h в зависимости от угла α поворота вала привода.

В кулачковом механизме в зависимости от профиля кулачка *1* можно сделать любую зависимость h от α, в то время как в рычажном эта зависимость вполне определенная, а именно $h \equiv \sin\alpha - \sin\alpha_0$, где α_0 — начальный угол кривошипа с осью абсцисс. Как видно из сопоставления фиг. X,13 и X,14, кулачковый механизм больше обеспечивает от удара, чем рычажный; после некоторого угла поворота вала привода тяга в кулачковом механизме уже не получает поступательного движения и имеет некоторое движение в рычажном. Если остановку привода перенести из точки *2* в точку *3* (фиг. X,14) (мертвую точку), то удара в выключателе не будет, но привод будет испытывать удар.

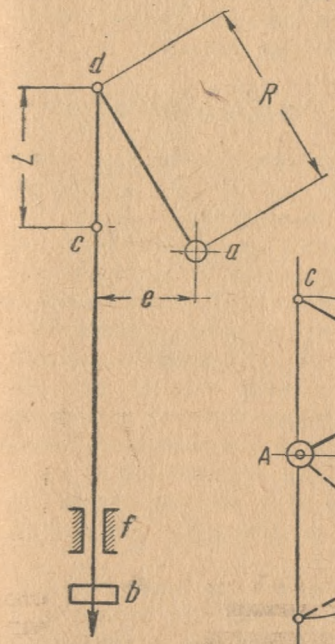


Фиг. X,14.

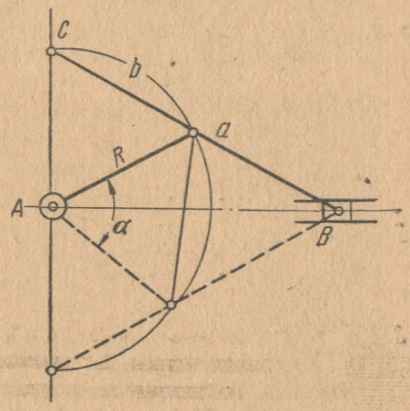
Работа кулачкового механизма равносильна остановке привода в положении *2* (диаграмма фиг. X,13). В очень многих выключателях, имеющих при включении в конце хода траверзы достаточный запас кине-

тической энергии движущихся частей, привод в конце хода отключается от питающей его цепи и тем самым прекращается передача механических усилий от привода на тягу (штангу).

Но даже силы инерции подвижных частей заставляют ставить в конце хода траверзы при включении и отключении амортизаторы (буферы). При очень малых инерционных силах амортизаторы представляют простые войлочные, резиновые и прочие прокладки, в которые подвижные части ударяют в конце хода.



Фиг. X, 15.



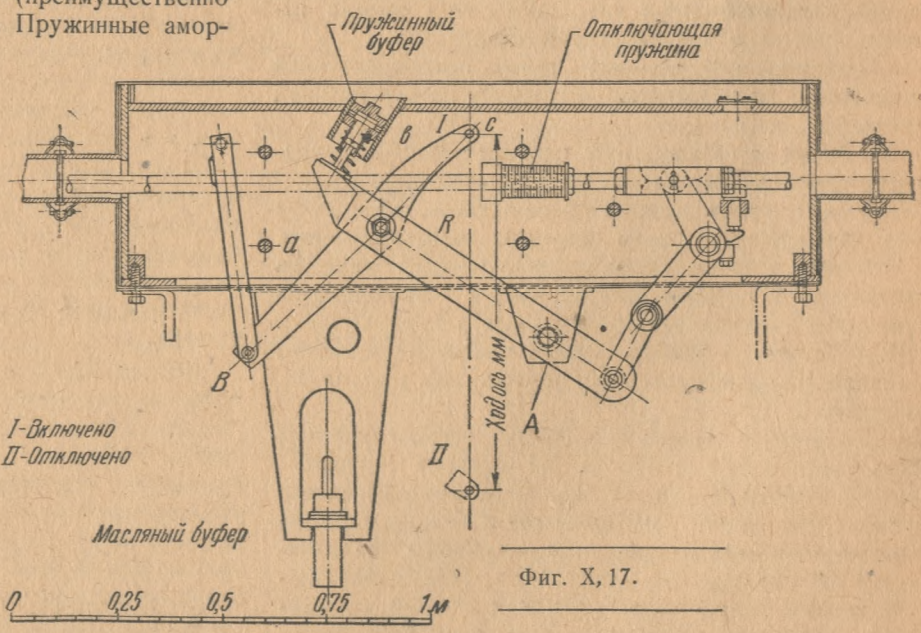
Фиг. X, 16.

При больших запасах живой силы подвижных частей ставятся или жидкостные (преимущественно масляные) буферы или пружинные. Пружинные амортизаторы обычно используются в конце хода при включении; в этом случае энергия, запасенная в буферных пружинах при включении, расходуется на увеличение скорости при отключении.

Контакты выключателей при включении и отключении двигаются в подавляющем большинстве случаев поступательно, причем необходимо обеспечить правильное попадание подвижных контактов в неподвижные, свободный проход подвижных контактов в устья камер и т. д., так как в противном случае неизбежны поломки. Для превращения вращающегося движения вала выключателя в прямолинейное движение траверзы применяются или направляющие устройства или так называемые прямила.

На фиг. X,15 представлена схема кривошипного механизма, где a — вал выключателя; d — точка привеса шатуна к кривошипу; c — точка привеса изоляционной штанги, несущей траверзу b и f — направляющее устройство. Кривошипные механизмы (а также коромысловые) применяются обычно для выключателей с небольшим ходом траверзы. Для выключателей с большим ходом траверзы размеры кривошипа и шатуна сильно возрастают, вследствие чего в таких случаях чаще применяются прямила. Наиболее распространенным типом прямила является прямило Эванса (фиг. X,16). На этой фигуре: A — вал выключателя; R, a и b — рычаги, причем a и b скреплены между собой жестко, а рычаг R соединен с ними шарнирно. Точка B ходит в направляющих. Траверза подвешивается к точке C. При вращении рычага R вокруг оси вала точка C будет совершать прямолинейное движение. Если $R=a=b$, то получается „точное" прямило, в котором точка C будет двигаться строго по прямой. На практике чаще пользуются приближенными прямилами, в которых точка B двигается не поступательно, а по окружности круга большого радиуса. В этом случае точка C будет двигаться не строго по прямой, но отклонения от нее получатся незначительными.

На фиг. X,17 представлен механизм выключателя типа МКП, выполненный в виде приближенного прямила Эванса (его называют также „эллиптическим", поскольку каждая точка рычагов описывает эллипсы). Точка B двигается по окружности. Обозначения на фиг. X,17 те же, что и на фиг. X,16. Приближенные прямила Эванса применяются также у выключателей серии МГГ.



Фиг. X, 17.

ГЛАВА XI
ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

XI,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Плавкий предохранитель — первый аппарат, появившийся для защиты электрических установок от перегрузок и токов короткого замыкания, включается в цепь последовательно с защищаемым объектом. Являясь в отношении термической устойчивости наиболее слабым участком цепи, плавкий предохранитель обрывает цепь тока в случаях, если последний превзошел некоторый определенный предел. Плавкий предохранитель сгорает только при увеличении тока и ни на какие другие показатели режима цепи не реагирует и потому может применяться только для защиты от недопустимых величин тока.

Основными элементами конструкции плавкого предохранителя являются:

1. Плавкая вставка, представляющая собой металлический проводник с относительно большим удельным сопротивлением (свинец-цинк) или же проводник из хорошо проводящего металла с малым поперечным сечением. При увеличении нагрузки выше той, на которую рассчитан предохранитель, вставка нагревается, а затем расплавляется и отсоединяет защищаемый объект от источника энергии. Чем сильнее перегрузка цепи, тем быстрее происходит расплавление вставки предохранителя.

2. Дугогасящее устройство, назначением которого является гашение дуги, появляющейся в месте расплавления плавкой вставки. У предохранителей, предназначенных для работы при низких напряжениях, этот элемент часто отсутствует.

Отметим, что названия типов предохранителей чаще всего соответствуют устройству их дугогасящей части.

Плавкие предохранители наиболее дешевые аппараты, предназначенные для защиты установок от перегрузок и токов короткого замыкания, вследствие чего они получили самое широкое распространение.

Основным недостатком предохранителей является трудность, а в целом ряде сдучаев и невозможность получения селективной работы защиты от перегрузок. При селективной защите должен отключаться только больной (поврежденный, перегруженный) участок установки.

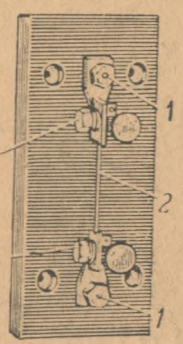
Селективная защита простейших установок может быть достигнута при применении плавких предохранителей только в том случае, если предохранители будут иметь вполне определенные и точные характеристики зависимости тока расплавляющего предохранитель от времени его протекания. Получение точных характеристик предохранителей связано с большими трудностями, требует специальных добавочных деталей и ведет к значительному удорожанию предохранителей.

В целом ряде случаев, например, в кольцевой сети даже наличие абсолютно точных характеристик предохранителей не позволяет получить нужной селективности их работы. Указанные факторы обусловливают, что областью применения плавких предохранителей могут явиться только установки, имеющие несложные коммутационные схемы.

XI,2. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Ввиду того что все предохранители на напряжения до 500V имеют одинаковые конструкции, в дальнейшем они рассматриваются совместно.

Погасить дугу постоянного или переменного тока в установках с напряжением до 500V включительно сравнительно легко и потому эти предохранители часто не имеют никакого специального дугогасящего устройства — плавкая вставка располагается непосредственно в воздухе. Простейший тип такого предохранителя для постоянного и переменного тока на напряжение до 250 V включительно показан на фиг. XI,1.



Фиг. XI,1.

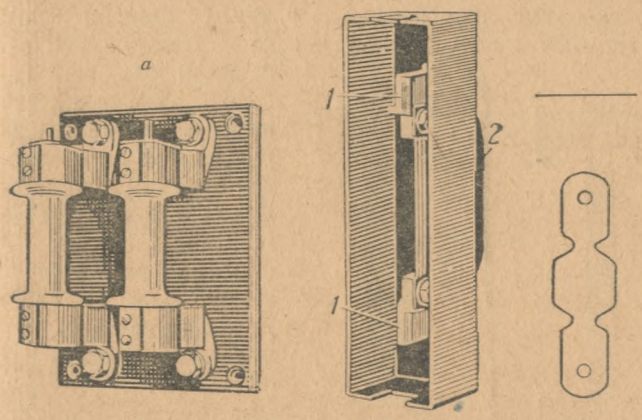
Как видно из этого рисунка, плавкая вставка *2* с зажимами *1* для включения ее в цепь тока смонтирована на доске из изоляционного материала. После перегорания плавкой вставки между зажимами *3* устанавливается новая и предохранитель опять может выполнять свои функции. Замену плавкой вставки или, как говорят, „перезарядку предохранителя" из-за безопасности персонала следует производить при отсутствии напряжения на данном участке цепи. Отметим, что при смене плавкой вставки под напряжением возможны несчастные случаи не только вследствие прикосновения к частям установки, находящимся под напряжением, но и по той причине, что при установке плавкой вставки в цепи, имеющей короткое замыкание, произойдет ее расплавление, разброс паров металла и дуга может сильно сжечь руки меняющего вставку.

На фиг. XI,2 b представлен один полюс плавкого предохранителя на 500 V для номинального тока 350 А. При установке плавкой вставки на место ножевые контакты *1* входят в неподвижно укрепленные контакты с пружинящими щеками, смонтированные на изоляционной доске. Операции по установке и выемке плавкой вставки производятся за ручку *2*, выполненную из изолирующего материала, что и обеспечивает безопасность работы.

Подчеркнем, что плавкий предохранитель не может быть использован как операционный аппарат для включения и отключения цепей. Предохранители по своей конструкции не приспособлены для такой работы. Имеющаяся ручка на фиг. XI,2b сделана только

для удобства съема устройства, закрепляющего плавкую вставку, в случае необходимости ее смены.

Во избежание того, чтобы дуга не перебросилась на соседние токоведущие части и не повредила близлежащих предметов, вставка помещена в кожухе также из изоляционного материала.



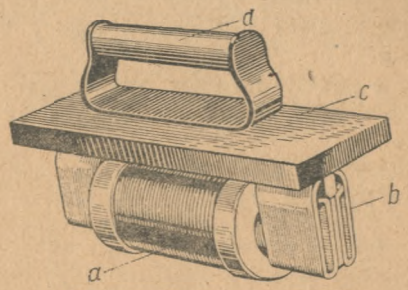
Фиг. XI, 2.

С этой же целью, а также для облегчения гашения дуги, в некоторых типах предохранителей плавкую вставку помещают в трубку из изоляционного материала, преимущественно фарфоровую (фиг. XI,2a). Внутри для предотвращения сильного перегрева фарфора трубка обкладывается асбестом. Трубка открыта с обоих концов.

При перегорании вставки в трубке развивается высокая температура и давление воздуха в ней повышается. Происходит движение воздуха из трубки наружу вдоль столба дуги (продольное дутье), что и способствует ее тушению. Интенсивность этого дутья в сильной степени зависит от внутреннего диаметра трубки. При малых диаметрах получается очень интенсивное дутье, но в то же время в трубке возникает настолько высокое давление, что она разрывается. При большом внутреннем диаметре трубки предохранитель может погасить дугу с относительно малым током. Указанные факторы обусловливают невозможность получить обычные трубчатые предохранители на большие токи.

Более совершенным типом предохранителя для низких напряжений является трубчатый предохранитель типа ПР, выпускаемый ХЭМЗ. Этот предохранитель имеет трубку, закрытую с обеих сторон металлическими колпачками, выполненную из твердой фибры. В трубке помещается пластинчатая плавкая вставка специальной формы. Вставка имеет два — четыре суженных места, в которых и происходит ее перегорание (фиг. XI,2 c).

При перегорании вставки и образовании дуги из стенок трубки происходит интенсивное выделение газов. Вследствие этого и высокой температуры газов давление в трубке достигает очень большой величины (80 — 100 at). При таком давлении горение дуги затруднено и она быстро тухнет. Повышение давления в этих предохранителях до указанных величин приводит к повышению напряжения на дуге (подъем вольтамперной характеристики), что соответствует увеличению сопротивления дуги. Последнее вызывает уменьшение тока в цепи короткого замыкания. Таким образом данный предохранитель является как бы и „токоограничивающим аппаратом“.



Фиг. XI, 3.

При правильном подборе предохранителей типа ПР можно добиться того, что они будут тушить дугу ранее, чем ток короткого замыкания достигнет своего максимального значения, т. е. тушение дуги будет происходить в период времени меньший, чем 0,005 sec при 50-периодном переменном токе.

Другой тип трубчатых предохранителей представлен на фиг. XI,3. Трубка *a* также закрыта с обоих концов и выполнена из прочного материала. Внутри ее расположена плавкая вставка, промежуток между вставкой и трубкой заполняется сыпучим телом. Последнее способствует деионизации дуги, поскольку дуга горит в узкой щели (подробнее см. предохранители высокого напряжения). Предохранитель укреплен на изоляционной защитной доске *c*, имеющей ручку *d*, и имеет контактную часть *b*, позволяющую производить смену всей трубки в целом.

Закрытые трубчатые предохранители с „засыпкой“ для установок низкого напряжения получили в настоящее время большое распространение за границей, что объясняется надежностью их работы и возможностью гасить в них дуги с большими токами.

XI,3. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Одним из самых старых типов высоковольтных предохранителей является рогово́й предохранитель. Он представляет собой два металлических стержня (рога), расходящиеся под углом, между которыми в самом узком месте расположена плавкая вставка. При перегорании вставки дуга под действием теплого потока воздуха и электродинамических сил поднимается вверх, постепенно удлиняясь, пока не погаснет.

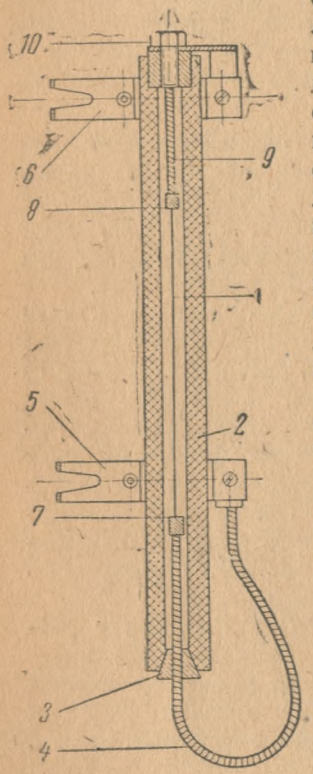
Отключающая способность этого предохранителя невелика, а время гашения дуги велико, вследствие чего он почти вышел из употребления.

Невысокие дугогасящие свойства имеет и простой трубчатый предохранитель, выполняемый аналогично таковому же для низких напряжений. Все сказанное

ранее об этом типе предохранителей относится и к высоковольтным. Однако если для низковольтных цепей дугогасящая способность трубчатых предохранителей во многих случаях является достаточной, для высоковольтных она в большинстве случаев мала. При более или менее значительных отключаемых мощностях трубки у простых предохранителей лопаются, пламя дуги очень сильно раздувается, в результате чего получаются перекрытия между токоведущими частями.

Улучшение работы простых трубчатых предохранителей в настоящее время достигается следующим мероприятием.

В фарфоровую трубку вставляется фибра. Высокая температура дуги вызывает выделение газов из фибры, благодаря чему давление в трубке повышается и интенсивность дутья вдоль дуги увеличивается. В этом случае предохранитель превращается по существу в стреляющий фибровый предохранитель (подробнее см. ниже). Применение этого мероприятия ограничено — повышение давления в трубке сверх определенного предела приводит к ее разрушению.



Фиг. XI, 4.

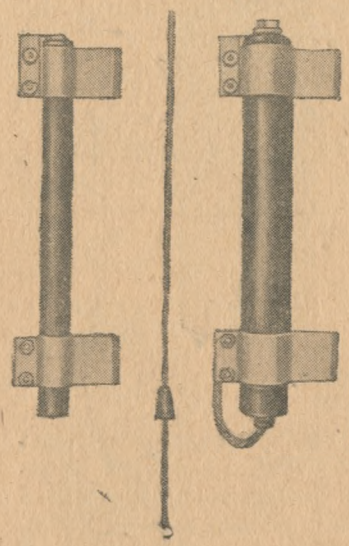
Наиболее современными типами плавких предохранителей для мощных установок переменного тока являются следующие: 1) стреляющие предохранители; 2) предохранители с засыпкой; 3) жидкостные предохранители.

1. Стреляющие предохранители. Стреляющий предохранитель представляет собой трубку *2* (фиг. XI,4) из изоляционного материала, внутри которой расположена плавкая вставка *1*. Материал трубки берется таким, чтобы при образовании дуги он выделял большое количество газа. Чаще всего применяется фибра, реже — борная кислота. Принципиально для стреляющих предохранителей может быть применен еще ряд материалов (промасленная бумага, гипс и т. д.), но обычно используются указанные материалы.

При сгорании плавкой вставки в трубке происходит бурное выделение газов, образуется давление в несколько десятков и даже сотен атмосфер. Газы вылетают из трубки с большой скоростью и тушат дугу. Принцип гашения в стреляющем предохранителе очень сходен с таковым в выключателе с сжатым воздухом. Газ вылетает из трубки с большим шумом, откуда и название предохранителя.

В стреляющем предохранителе, как уже указывалось, развиваются очень большие давления и потому иногда трубку из газогенерирующего материала вставляют в другую механически более прочную, чаще всего в бакелитовую. Для наружных установок во избежание порчи поверхности трубки ее заключают в фарфоровый кожух.

Во избежание попадания в трубку пыли и грязи открытый конец трубки иногда закрывают легкой пробкой (*3*). При гашении дуги и образовании в трубке давления пробка вылетает и тем самым освобождает выход газам. Плавкая вставка располагается или по всей длине трубки или на определенной ее части, как это имеет место на фиг. XI,4. В последнем случае плавкая вставка прикрепляется к специальным клеммам *7* и *8* токоведущих проводников *4* и *9*.


Фиг. XI, 5

Ножи *5* и *6* служат для соединения токоведущей части предохранителя с неподвижными контактами.

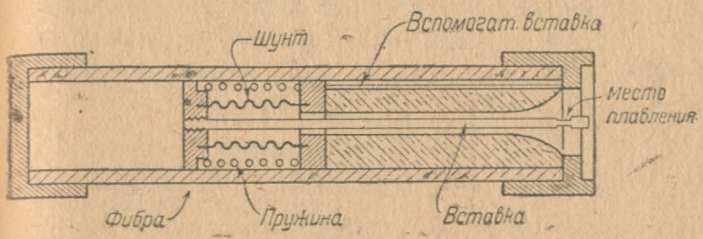
На фиг. XI,5 представлена фотография внешнего вида стреляющих предохранителей фирмы AEG на 10 kV, левый на 50 A номинального тока, правый на 100 A номинального тока. Устройство их вполне аналогично предохранителю, представленному на фиг. XI,4, но ввиду больших номинальных токов плавкая вставка у них представляет одно целое с гибким проводом *4* (фиг. XI,4).

Дугогасящая способность стреляющего предохранителя получается тем большей, чем выше давление развивается в нем. При прочих равных условиях давление в трубке тем больше, чем больше длина трубки и чем меньше ее диаметр. Вместе с тем с увеличением отключаемого предохранителем тока давление в трубке растет, а с уменьшением тока падает. Всякий стреляющий предохранитель имеет определенный „нижний предел отключаемого тока", ниже которого он надежно дугу не гасит вследствие недостаточного давления в трубке, и „верхний предел отключаемого тока", выше которого предохранитель не может отключать без риска разрушения трубки вследствие чрезмерных давлений, возникающих в ней.

С целью уменьшения количества паров металла, образующихся в трубке после перегорания плавкой вставки, плавкую вставку иногда делают не на всей длине трубки, а только на части ее (фиг. XI,4).

С целью увеличения верхнего предела отключаемого тока увеличивают диаметр трубки или на не-

которой части длины покрывают ее внутри асбестом. В последнем случае количество газов, образующихся в трубке, уменьшается, а вследствие этого уменьшается и давление. Для понижения нижнего предела тока увеличивают длину трубки и уменьшают ее диаметр или же в фибровую трубку вставляют две фибровые пластины, расположенные по всей длине трубки; между пластинами зажата плавкая вставка,



Фиг. XI, 6.

при перегорании последней дуга получается в достаточно узком канале и предохранитель способен отключить малые токи. При больших токах пластины выгибаются и канал для выхода газов увеличивается.

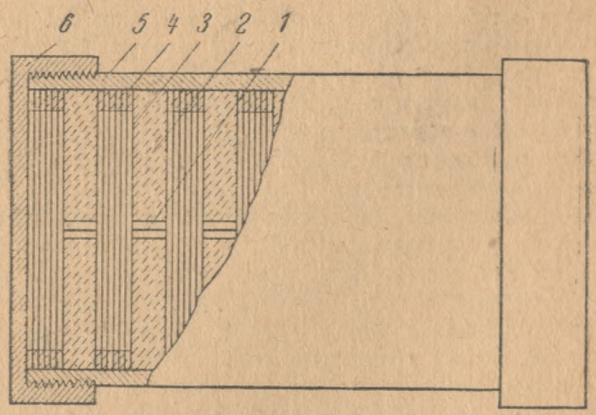
Фибровый стреляющий предохранитель обладает очень мощными дугогасящими свойствами. В настоящее время для сетей переменного тока их выполняют на мощность до 2 500 MVA при 230 kV, т. е. по мощности они приближаются к самым мощным современным выключателям. Скорость деионизации в фибровом стреляющем предохранителе может быть так велика, что в отдельных случаях сопротивление канала дуги может служить для ограничения величины тока и разрыв цепи тока может происходить не при проходе тока через нуль вследствие своей периодичности, а раньше этого момента времени. В последнем случае при работе предохранителя возможны перенапряжения в системе.

Стреляющие предохранители, использующие в качестве газогенерирующего материала борную кислоту, выполняются аналогично фибровому предохранителю. На фиг. XI,6 представлен такой предохранитель фирмы Вестингауза. Борная кислота запрессована внутри толстостенной изолирующей трубки, открытой с одного конца. Плавкая вставка здесь расположена у открытого конца трубки и натянута пружиной, шунтированной гибкими медными лентами. При перегорании вставки под действием пружины конец дуги затягивается внутрь трубки из борной кислоты и получается эффект, аналогичный таковому в стреляющем фибровом предохранителе. Для обеспечения гашения дуги при малых токах в рассматриваемом предохранителе сбоку ближе к стенке устроен дополнительный канал малого диаметра, в котором расположена вспомогательная вставка малого сечения. Один конец этой вставки соединен с шунтирующими медными лентами, а другой не соединен ни с чем и находится на некотором расстоянии от металлического колпачка предохранителя. При образовании дуги в главном канале и ее удлинении за счет действия пружины промежуток между вспомогательной вставкой и колпачком пробивается и дуга оказывается шунтированной вспомогательной вставкой. Зашунтированная дуга в главном канале гаснет при прохождении тока через нуль и весь ток бросается в вспомогательную вставку и расплавляет ее. В узком боковом канале дуга тухнет значительно легче, чем в большом канале. Опытные данные, опубликованные фирмой Вестингауза, говорят о том, что данный предохранитель легко отключает токи от 5 до 30 000 A при 15 kV.

Работа стреляющего предохранителя связана с выбором из него большого количества раскаленных ионизированных газов. Это заставляет в месте его установки в направлении трубки не иметь близко расположенных от отверстия трубки токоведущих частей. Последнее усложняет проектирование и эксплоатацию распределительных устройств и потому неоднократно делались попытки построить закрытый стреляющий предохранитель. Для небольших отключаемых токов эти попытки привели к положительным результатам.

Закрытый предохранитель с фибровой трубкой имеет в конце трубки или с обоих концов небольшой металлический резервуар, куда и происходит выбрасывание газов. Этот предохранитель обычно выполняется на небольшие номинальные токи и потому внутренний диаметр фибровой трубки у него невелик (несколько миллиметров). Сопротивление дугового столба у него получается настолько большим, что оно служит ограничителем токов короткого замыкания. Такие стреляющие предохранители могут быть применены для присоединения измерительных трансформаторов напряжения.

Предохранители с борной кислотой закрытого типа построены на несколько ином принципе (фиг.



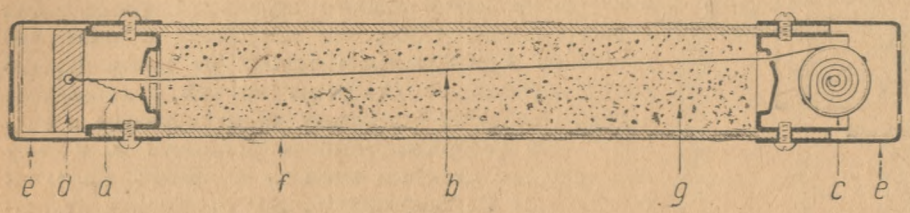
Фиг. XI, 7.

XI,7). Здесь канал образован из дисков *2* борной кислоты и конденсирующих металлических пластин *3*, помещенных в трубку *5*; плавкая вставка *1* присоединена к металлическим колпакам *4*. Пары воды, получившиеся вследствие разложения борной кислоты под действием температуры дуги, выходя из канала дисков, попадают в камеру из металлических пластин,

где, охлаждаясь, конденсируются, вследствие чего освобождается место для нового дугогасящего потока газа.

Предохранители стреляющего типа, открытые с одного конца, нашли себе довольно широкое применение также и в сетях постоянного тока, имеющих рабочее напряжение 600 V и более.

2. Предохранители с засыпкой. Этот тип предохранителя представляет собой трубку из изоляционного материала с зернистым или порошкообразным

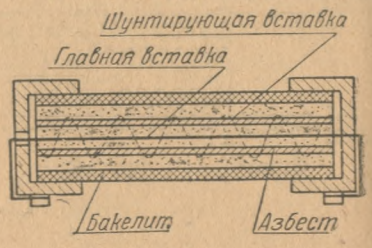


Фиг. XI, 8.

заполнением, в котором располагаются плавкие вставки (или вставка). Предохранитель с засыпкой, как и стреляющий, делается или с неподвижными плавкими вставками, натянутыми между закрывающими трубку колпачками, или с применением пружины, увеличивающей длину дуги при расплавлении плавкой вставкой. На фиг. XI,8 представлена одна из разновидностей предохранителя с засыпкой фирмы GEC. Здесь плавкая вставка *a* через фибровый упор *d* прикреплена одним концом к колпачку *e*, а другим—при посредстве провода *b* к пружине *c* и другому колпачку *e*. Трубка *f* из изоляционного материала наполнена зернистым заполнителем *g*. При перегорании плавкой вставки пружина втягивает провод, а за ним дугу внутрь засыпки и дуга горит уже в узком канале, образованном из наполнителя. Для заполнения предохранителя служат следующие материалы: кварцевый песок, мраморная крошка, ракушечный песок, тальк и т. п. Таким образом дуга в предохранителе с засыпкой горит в узком канале, стенки которой выделяют газы. Здесь принцип „узкой щели" выражен наиболее полно.

Предохранитель, представленный на фиг. XI,8, может быть применен лишь для сравнительно небольших мощностей. Дело в том, что, как показали многочисленные опыты, величина диаметра канала, в котором должна тухнуть дуга в предохранителе с засыпкой, играет громадную роль. Диаметр же канала равен диаметру вставки или провода *b*. Предохранитель с засыпкой прекрасно работает при очень малых диаметрах указанного канала и совершенно отказывает в работе при его значительных диаметрах. Если же длительный (рабочий) ток предохранителя велик, то провод *b* (фиг. XI,8) должен иметь солидное сечение и предохранитель дугу не погасит.

Поиски конструкции мощных предохранителей с засыпкой на большие рабочие токи привели к двум разновидностям этого типа: 1) предохранителю с шунтирующей вставкой и 2) предохранителю с параллельными вставками. На фиг. XI,9 представлен эскиз предохранителя с шунтирующей вставкой. Как видно из рисунка, он имеет главную и шунтирующую вставки. Главная — расположена внутри асбестовой трубки и представляет собой проводник, рассчитанный на длительное протекание полного рабочего тока предохранителя, а шунтирующая — навита спирально на асбестовую трубку и выполнена из тонкой проволоки из материала с повышенным удельным сопротивлением и повышенной температурой плавления (по



Фиг. XI, 9.

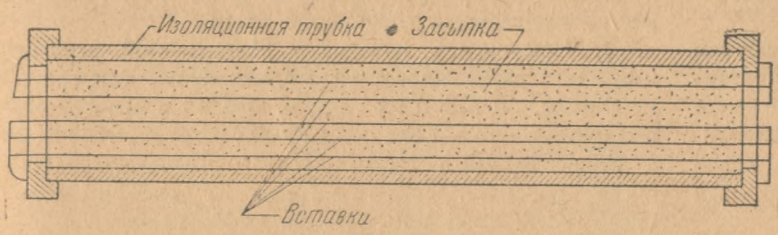
сравнению с материалом главной вставки). Обе вставки включены параллельно. Рабочий ток почти целиком течет через главную вставку и лишь очень незначительная его часть проходит через шунтирующую. Ток короткого замыкания также сначала расплавляет главную вставку и дуга загорается в месте ее расположения. Поскольку дуга получается шунтированной другой вставкой, она быстро тухнет и ток, устремляясь в шунтирующую вставку, расплавляет ее и дуга загорается уже в длинном и узком канале, где она легко гаснет.

Следует, однако, заметить, что так происходит только в том случае, когда постоянные (материал, длина, сечение) главной и шунтирующей вставок подобраны в строгом соответствии между собой; в противном случае дуга продолжает гореть в месте расположения главной вставки и предохранитель цепь не отключает.

Значительно более практичной оказалась конструкция с параллельными вставками. Принцип устройства этого типа предохранителя заключается в том, что между его колпачками натягивается ряд тонких параллельных проволок, обеспечивающих своим суммарным сечением протекание через предохранитель рабочего тока (фиг. XI,10). При токе короткого замыкания вставки одна за другой расплавляются и дуга загорается в месте расположения той из них, где сопротивление дугового промежутка случайно оказалось несколько меньше, чем в местах расположения других вставок. В предохранителе с параллельными вставками обеспечено получение дуги в узком канале и потому этот тип предохранителя работает хорошо.

В некоторых конструкциях параллельные вставки наматываются на стержень из изоляционного материала. На фиг. XI,11 представлен подобный предохранитель фирмы AEG на 60 A номинального тока для сетей с напряжением до 15 kV; здесь *a* выемная часть предохранителя, состоящая из ребристого

стержня из керамического материала с намотанными на него вставками. Следует добавить, что в данном предохранителе имеется и шунтирующая вставка; она расположена в канале, имеющемся в центре керамического стержня. Предохранитель с засыпкой с успехом применяется для защиты измерительных трансформаторов напряжения. В этом случае сечение вставки берется настолько малым, насколько это позволяет механическая прочность, так как первичные токи в измерительном трансформаторе напряжения ничтожно малы.



Фиг. XI, 10.

Следует заметить, что предохранители с засыпкой и с тонкими вставками ограничивают токи короткого замыкания в большей степени, чем предохранитель стреляющего типа с малым сечением трубки. Это обстоятельство обусловило более широкое применение предохранителей с засыпкой для сетей постоянного тока высокого напряжения, чем стреляющих. В настоящее время предохранитель с засыпкой является основным типом предохранителя для защиты тяговых сетей постоянного тока.

Предохранитель с засыпкой работает бесшумно и потому его можно устанавливать почти в любом месте. Нельзя его только устанавливать в местах, где он может подвергаться действию влажного воздуха, так как в этом случае засыпка может отсыреть, что и поведет к перекрытию предохранителя.

В настоящее время предохранители с засыпкой строятся на напряжения и токи того же порядка, что и стреляющие предохранители.

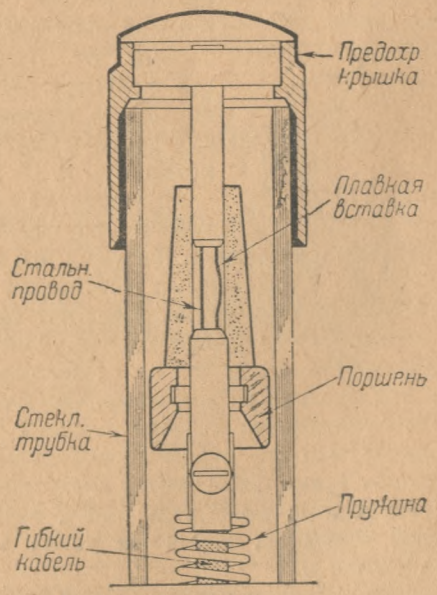
3. Жидкостные предохранители. Самым старым представителем этого типа предохранителей является масляный предохранитель. Он представляет собой резервуар с маслом, в котором помещается плавкая вставка. Длина дуги в таком предохранителе после перегорания вставки обычно увеличивается за счет движения контактов, между которыми была натянута плавкая вставка. Работа этого предохранителя при гашении дуги почти ничем не отличается от работы простого масляного выключателя; мощности, которые могут быть отключены им, невелики.

Большим недостатком масляных предохранителей является опасность их взрыва и пожара и поэтому этот тип предохранителя теперь почти не применяется. Другим более совершенным представителем жидкостных предохранителей является предохранитель американской фирмы Schweitzer Conrad (фиг. XI,12), состоящий из толстостенной стеклянной трубки, заполненной четыреххлористым углеродом и плотно закрытой с обоих концов. Внутри трубки помещаются: плавкая вставка, шунтированная тонкой стальной проволокой, и пружина, натягивающая эту проволоку и стремящаяся втянуть в глубь трубки нижнее основание плавкой вставки, имеющее форму поршня. Жидкость наливается до нижней части плавкой вставки. При сгорании плавкой вставки очень быстро перегорает стальная проволока, удерживающая пружину. Пружина растягивает дугу, одновременно ведя за собой поршень. При этом дуга затягивается в жидкость и выталкиваемый поршнем четыреххлористый углерод струей вырывается в отверстия поршня и гасит дугу.



Фиг. XI, 11.

В трубке при этом развивается большое давление и ее прочность должна быть достаточно высока. Обычно трубки рассматриваемого типа предохранителя могут выдерживать десятки атмосфер. Вместе с тем с целью избежания разрыва трубки она снабжена тонкой предохранительной крышкой, срывающейся при повышении давления сверх заданных пределов и открывающей свободный выход газам в атмосферу.



Фиг. XI, 12.

Как следует из описания работы этого предохранителя, он может быть установлен только в вертикальном положении.

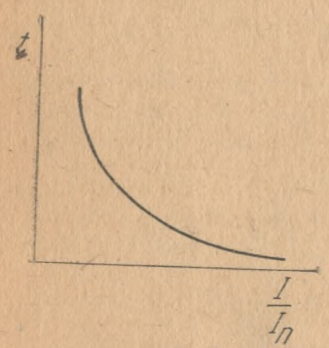
Этот тип предохранителя значительно более совершенен, чем масляный, и применяемая для него жидкость негорюча.

Однако он имеет один очень существенный недостаток: при разложении четыреххлористого углерода дугой выделяется хлор, являющийся ядовитым газом, и потому установка этого типа предохранителя в закрытых помещениях не может быть рекомендована. Перезарядка его должна производиться в специальных вытяжных шкафах.

Предохранители этого типа производятся для напряжений до 220 kV и имеют верхний предел разрывной мощности около 500 ÷ 600 MVA. Вследствие относительной сложности конструкции и указанных недостатков они распространены значительно меньше, чем стреляющие и с засыпкой.

XI,4. ПЛАВКИЕ ВСТАВКИ ДЛЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Зависимость времени плавления вставки от тока носит название «характеристики плавкой вставки». Примерная «характеристика» плавкой вставки предохранителя показана на фиг. XI,13, где $\frac{I}{I_n}$ означает отношение тока, текущего через предохранитель, к его номинальному току. Характеристика плавкой вставки зависит от очень многих факторов: материала вставки, конструкции предохранителя, места установки и т. д.



Фиг. XI, 13

Материалом для плавкой вставки могут служить различные металлы и их сплавы. Замечено, что материал вставки оказывает существенное влияние на дугогасящие свойства предохранителя, например, при вольфрамовой плавкой вставке, при прочих равных условиях предохранитель отключает вдвое большую мощность, чем при вставке из алюминия. Следует также отметить, что увеличение сечения плавкой вставки ведет к уменьшению его отключающей способности.

В настоящее время применяются следующие материалы для плавких вставок: медь, цинк, олово, свинец, серебро, вольфрам, железо и т. д., а также различные их сплавы.

Температура трубки и прочих частей предохранителя при длительной работе не должна превосходить определенных пределов. Вместе с тем при небольших перегрузках плавкая вставка должна плавиться. Последнее требование говорит о том, что температура вставки при протекании по ней длительно номинального тока не должна значительно отличаться от температуры ее плавления. Согласовать это с первым требованием (допустимой температуры наружных частей предохранителя при длительной работе) представляет известные трудности.

Для решения задачи выбора плавкой вставки и конструкции предохранителя с этой точки зрения можно предложить следующие пути:

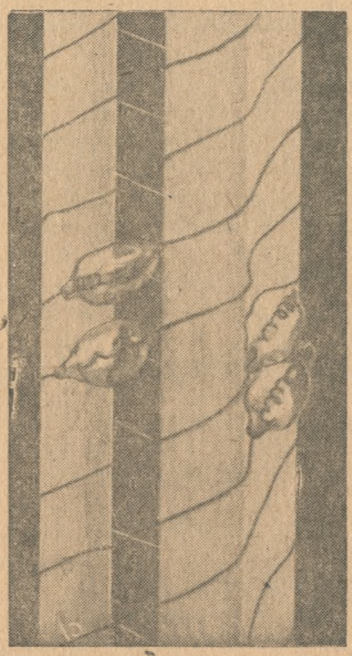
1. Применение материала для плавкой вставки, имеющего низкую температуру плавления, как, например, цинк, свинец и их сплавы. Однако в этом случае приходится брать большое сечение вставки, что плохо с точки зрения гашения дуги (большое количество паров металла). Такие вставки с успехом могут применяться лишь при небольших напряжениях.

2. Применение специальной тепловой изоляции между поверхностью трубки и плавкой вставкой и использование вблизи плавкой вставки негорючих материалов, например, асбеста. Этот путь утяжеляет конструкцию предохранителя и для некоторых типов из них неприемлем. В стреляющем типе предохранителя, например, нельзя обложить асбестом стенки трубки — будет нарушено действие предохранителя. Указанный способ применяется только для низковольтных трубчатых предохранителей. В стреляющих предохранителях рассматриваемый метод используется частично тем, что вставка располагается в середине трубки и между ней и стенками трубки имеется воздушная прослойка. При небольших номинальных токах получаются хорошие результаты.

3. Применение короткой плавкой вставки по сравнению с длиной трубки. В этом случае соотношение между энергией, выделяемой в вставке, и поверхностью охлаждения получается очень благоприятным. Как было показано выше, такой способ применяется в стреляющих и в жидкостных предохранителях

4. Применение слабого в термическом отношении места на длине плавкой вставки. Этот способ имеет очень широкое распространение. Во многих типах современных предохранителей вставка имеет на коротком участке своей длины уменьшенное сечение. Температура этого сечения будет выше прочих частей вставки, но энергия, выделяемая в нем, мала для значительного повышения температуры всего тела. В некоторых типах современных предохранителей применяется не уменьшение сечения вставки на каком-то участке ее длины, а искусственное уменьшение теплоотдачи с этого участка при одновременном увеличении на нем выделяемой энергии. На фиг. XI,14 дана фотография плавких вставок для одного типа высоковольтного предохранителя засыпкой. Здесь на коротком участке длины вставка собрана в спираль и заключена в стеклянную колбочку; остальная часть вставки соприкасается с песком. Отвод тепла от частей вставки, заключенных в колбочки, будет несравненно ниже, чем от других ее частей. Кроме того в колбочках выделяется и больше энергии вследствие увеличенной длины провода (спирали). Естественно, часть вставки, заключеннной в колбочке, будет иметь температуру выше, чем прочие части вставки, и перегорание вставки будет начинаться в колбочках.

В последнее время открыт так называемый «металлургический эффект», используемый и в предохранителях. Сущность его заключается в следующем: если на проволоку из одного металла наплавить шарик из другого менее тугоплавкого металла, то в месте напая первая проволока расплавляется при температуре плавления материала напая. Лучшим материалом напая является олово.



Фиг. XI, 14.

Последний способ имеет широкое распространение, но он обладает одним недостатком: расплавление плавкой вставки происходит на небольшой длине, недостаточной для гашения дуги; расплавление остальной части плавкой вставки происходит уже от действия дуги. При коротких замыканиях общее время плавления вставки получается все же очень небольшим. При небольших перегрузках время расплавления вставки до гашения дуги может быть недопустимо велико, что и приводит к разрушению предохранителя.

Для низковольтных предохранителей описываемый недостаток менее опасен, чем для высоковольтных, однако металлургический эффект получил довольно широкое распространение в обоих случаях.

Для многих типов предохранителей существенное влияние оказывает сечение плавкой вставки: его всегда желательно иметь возможно меньшим, в особенности для высоковольтных предохранителей. С этой точки зрения наиболее целесообразным материалом для плавкой вставки является серебро. К достоинствам серебряных вставок следует отнести также их слабую окисляемость, что очень выгодно с точки зрения стабильности характеристики плавкой вставки при повторных ее нагревах и охлаждениях.

Для современных высоковольтных предохранителей с засыпкой (где окислы могут сказаться особенно сильно ввиду малого сечения вставки) серебряные вставки получили особенно широкое распространение.

XI,5. ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Плавкий предохранитель в сетях низкого напряжения является широкораспространенным аппаратом. Предохранители в сетях высокого напряжения имеют меньшее распространение, что объясняется сложной и развитой коммутацией таких сетей.

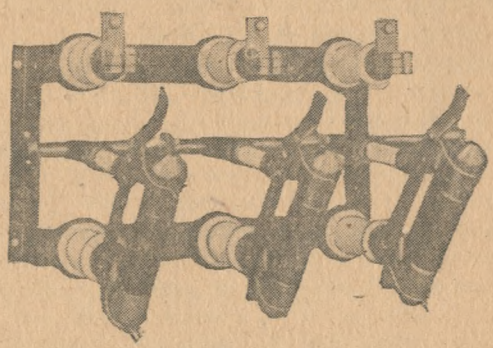
Для отдельных фидеров и участков высоковольтных сетей предохранители могут быть применены с большим успехом как для защиты от токов короткого замыкания, так и для защиты их от длительных перегрузок током.

Плавкие предохранители высокого напряжения применяются также для защиты сетей от замыкания в первичной цепи измерительного трансформатора напряжения. В этом случае для облегчения работы предохранителя последовательно с ним включается обычно токоограничивающее сопротивление.

Для удобства обслуживания и замены плавкой вставки предохранители всегда делаются съемными. Иногда предохранитель служит одновременно и разъединителем, но и в этом случае сам предохранитель делается легко отделяемым от механизма разъединителя. На фиг. XI,15 представлен такой предохранитель-разъединитель закрытого типа в исполнении фирмы ВВС на рабочее напряжение 11 kV и номинальный ток 20 А.

В современных установках к предохранителям часто предъявляется требование селективности их работы. Это требование может быть формулировано для двух случаев: 1) требуется, чтобы предохранитель отключал цепь тока быстрее, чем включенный последовательно с ним выключатель; 2) данный предохранитель должен отключить цепь тока раньше, чем другой предохранитель.

При больших перегрузках и коротких замыканиях удовлетворение условиям селективности для первого случая осуществляется довольно легко; плавкая вставка перегорает значительно быстрее, чем действует система релейной защиты. Чем ниже ток перегрузки по отношению к минимальному плавящему



Фиг. XI, 15.

току предохранителя, тем труднее осуществить рассматриваемую селективность. Однако при последовательном включении предохранителя и маломощного выключателя (разъединителя мощности) этого и не требуется. При такой схеме коммутации необходимо именно, чтобы токи короткого замыкания отключал предохранитель, а небольшие перегрузки — выключатель.

Получение условий селективного отключения для второго случая значительно сложнее. В этом случае при коротких замыканиях необходимо, чтобы один

предохранитель успел погасить дугу раньше, чем расплавится вставка второго предохранителя.

Длительность горения дуги в современных типах предохранителей составляет 1—2 полупериода, а при больших перегрузках (ток короткого замыкания) время плавления вставки составляет часть доли длительности полупериода. В этом случае создание надежной селективной работы двух предохранителей исключительно трудно и может быть достигнуто только при особых коммутационных схемах, когда через один из предохранителей будет протекать ток в несколько раз больший, чем через другие (замкнутая сетка).

Не останавливаясь более на требованиях, предъявляемых к предохранителям эксплоатацией, укажем еще на следующее.

Для выемки предохранителя высокого напряжения из гнезда применяются специальные деревянные (или из другого изоляционного материала) щипцы с длинными рукоятками.

Закрытые или полуоткрытые предохранители имеют специальное устройство, указывающее на то, сработал предохранитель или нет. Это устройство в большинстве случаев представляет собой механизм, связанный с плавкой вставкой; при перегорании последней освобождается какое-либо пружинящее устройство и специальный указатель устанавливается на положение «отключено».

При эксплоатации предохранителей необходимо следить за их контактными частями и во-время зачищать их от окислов, смазывать вазелином и т. д. Точно так же необходимо следить за состоянием внешней поверхности предохранителя и принимать меры против ее загрязнения, запыления и порчи, чтобы не получилось перекрытия по поверхности.

Замена плавкой вставки на новую должна производиться в строгом соответствии с допустимым сечением плавкой вставки для данного предохранителя. В противном случае работа предохранителя может оказаться неудовлетворительной и даже аварийной.

ГЛАВА XII

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ

XII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Каждый элемент распределительного устройства высокого напряжения требует постоянного наблюдения и более или менее частых осмотров. Например, требуется довольно частый доступ к масляным выключателям для осмотра и зачистки контактов, требуется доступ к кабельным муфтам, проводам линий передачи и т. д.

Кроме того в эксплоатации часто возникает необходимость производить различные изменения в коммутационной схеме распределительного устройства (отделение тех или иных участков, переход на другую систему шин и т. п.). Для того чтобы сделать возможным осуществление всех этих операций, служит разъединитель, т. е. аппарат, имеющий в отключенном положении достаточной величины воздушный промежуток, обеспечивающий надежную изоляцию.

Нормальными разъединителями возможно отключение сравнительно небольших токов, так как они не снабжаются специальными дугогасительными устройствами.

Выключение разъединителя под током связано с образованием очень длинных дуг, могущих привести к междуполюсному замыканию. В отдельных случаях, правда, допускают отключение небольших токов разъединителями наружных установок. Для облегчения разрыва дуги такие разъединители снабжаются специальными рогами. Однако, как показывает опыт, при 100 kV длина дуги даже при токе не более 6 A достигает 7 — 8 m и при наличии ветра может перебросится на соседние фазы и другие части распределительного устройства. Опытами, проведенными в ВЭИ, было установлено, что нормальный разъединитель на 6 kV завода „Электроаппарат“ может прервать ток даже до 40 A без всяких специальных приспособлений, но при этом дуга горит очень долго (несколько десятков периодов) и достигает значительной длины. Надежно отключаются токи менее 10 A, но и при этом необходимо ставить перегородки между фазами, чтобы исключить возможность перекрытия и короткого замыкания.

Учитывая сказанное, ПТЭ допускают производство операций с разъединителями только в тех случаях, когда разъединителями не включается и не отключается нагрузочный ток.

В ряде случаев, однако, крайне желательно иметь разъединители для отключения токов порядка номинальных. Ставить в таких случаях нормальные выключатели было бы очень дорого и громоздко, поэтому применение разъединителей, способных отключать токи в десятки и сотни ампер или, как их называют, разъединителей мощности, оказывается весьма целесообразным. Разъединитель мощности есть собственно небольшой выключатель, который удовлетворяет требованиям разъединителя, т. е. имеет в разомкнутом состоянии видимый воздушный промежуток, обладающий электрической прочностью нормального разъединителя.

XII,2. УСЛОВИЯ РАБОТЫ НОРМАЛЬНОГО РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ

Условия работы нормального разъединителя не сложны. Он должен в разомкнутом состоянии обеспечивать надежную изоляцию, в связи с чем, как было показано, к разъединителям в разомкнутом состоянии предъявляются повышенные требования в отношении электрической прочности.

Это повышенное испытательное напряжение предусматривается только для воздушного промежутка между контактами разомкнутого разъединителя одной фазы. Междуфазовая изоляция, а также изоляция отдельных частей разъединителя, находящихся под напряжением, по отношению к земле выбирается такой же, как и у других аппаратов.

В замкнутом состоянии разъединитель должен надежно пропускать через себя как номинальные токи, так и токи короткого замыкания, на которые он рассчитан; при этом не должны иметь место какие-либо явления, мешающие дальнейшей работе разъединителя (приваривание контактов, ослабление силы нажатия контактных пружин вследствие перегрева контактов, выбрасывание ножа под действием электродинамических усилий и т. д.).

Кроме того разъединители, предназначенные для работы на открытом воздухе, должны противостоять атмосферным влияниям (не разрушаться под действием ветра, дождя и мороза, включаться и выключаться при сильном гололеде и т. п.). Регулировка контактов со временем не должна нарушаться.

Если разъединитель предназначен для отключения токов, то эти отключения не должны вызывать перекрытий между фазами или на землю.

XII,3. КЛАССИФИКАЦИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Разъединители в СССР изготовляются на следующие напряжения и силы тока:

3, 6, 10, 35, 110, 154, 220 kV, 200, 400, 600, 1 000, 1 500, 2 000, 3 000, 4 000 и 5 000 А.

По месту установки можно различать:

1) разъединители для внутренних установок;

2) разъединители для наружных установок (под открытым небом).

Разъединители той и другой группы выполняются как однополюсными, так и трехполюсными. В трехполюсных разъединителях все три фазы имеют общее управление и обычно жестко связаны при помощи вала.

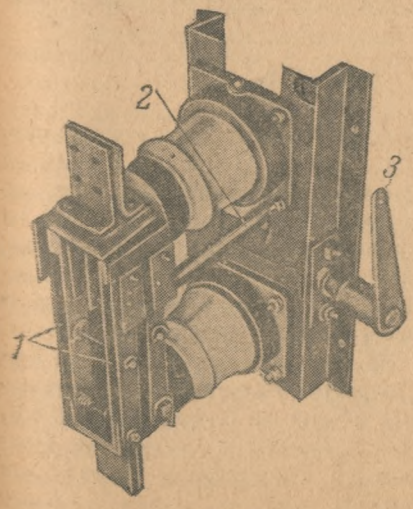
По конструктивному выполнению можно различать следующие типы разъединителей:

1. Рубящие разъединители. Это такие разъединители, у которых ножи поворачиваются в плоскости осей поддерживающих изоляторов. На фиг. XII,1 показан один полюс трехполюсного разъединителя рубящего типа на 3 000 А и 10 kV завода „Электроаппарат“. Нож *1* этого разъединителя состоит из четырех элементов, каждый из которых имеет две полосы. Управление разъединителем осуществляется при помощи рычага *3*, сидящего на валу. Движение ножу от вала разъединителя сообщается при помощи изоляционной тяги *2*.

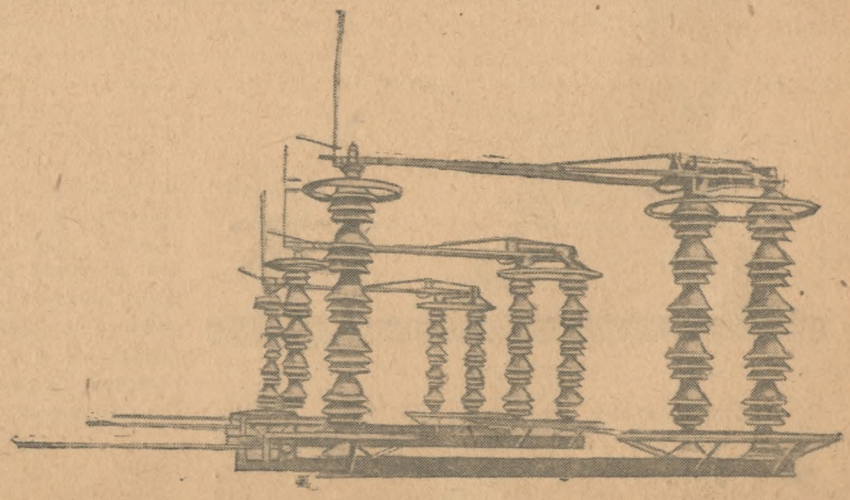
Разъединители рубящего типа выполняются как однополюсными, так и трехполюсными на все напряжения для внутренних и наружных установок.

На фиг. XII, 2 показан трехполюсный разъединитель рубящего типа на 220 kV 600 А. Слева видны заземляющие ножи, приходящие в движение после размыкания главных ножей. Изоляторы защищены от перекрывающей дуги при помощи арматурных колец

2. Поворотные разъединители. Это такие разъединители, у которых размыкающие ножи поворачиваются в плоскости, перпендикулярной осям поддерживающих изоляторов. Разъединители поворотного типа могут иметь один или два разрыва на полюс. В случае одного разрыва нож закрепляется на одном изоляторе, являющемся поворотным, а на другом неподвижном изоляторе укрепляется контакт. На фиг. XII, 3 представлен поворотный разъединитель на 10 kV 600 А. Буквой *a* обозначена гибкая связь для пере-

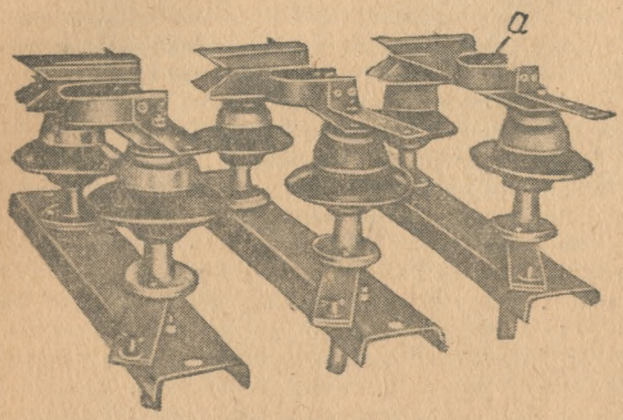


Фиг. XII, 1.



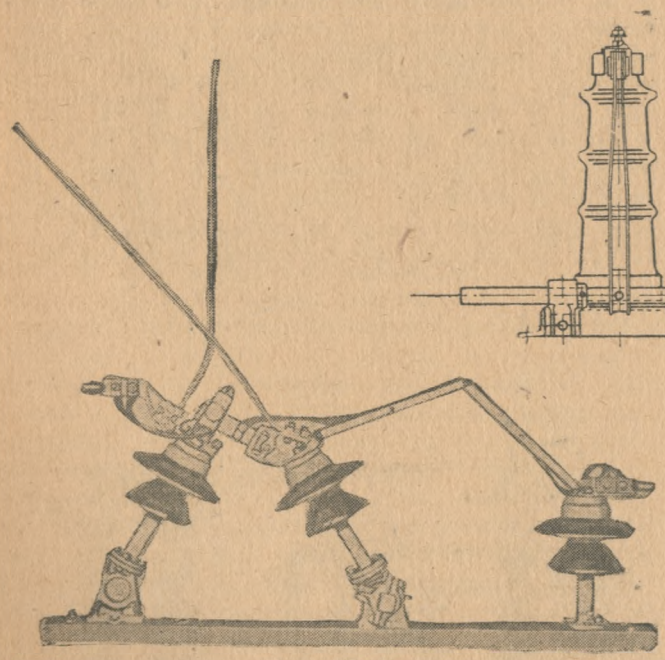
Фиг. XII, 2.

дачи тока от шины к ножу. В случае двух разрывов на полюс нож поворачивается на среднем изоляторе, а два крайних несут неподвижные контакты. Преимуществом разъединителей поворотного типа по



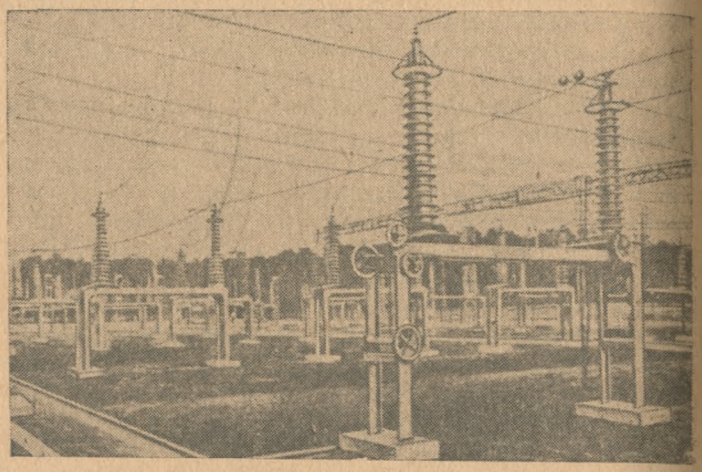
Фиг. XII, 3.

сравнению с рубящим типом являются несколько меньшие габариты по высоте. Однако в плане они занимают больше места по сравнению с разъединителями рубящего типа. Разъединители с поворотными ножами строятся на все напряжения от 10 до 220 kV. Завод „Электроаппарат" выпускает поворотные разъединители от 10 до 110 kV с изоляторами для наружной установки.



Фиг. XII, 4.

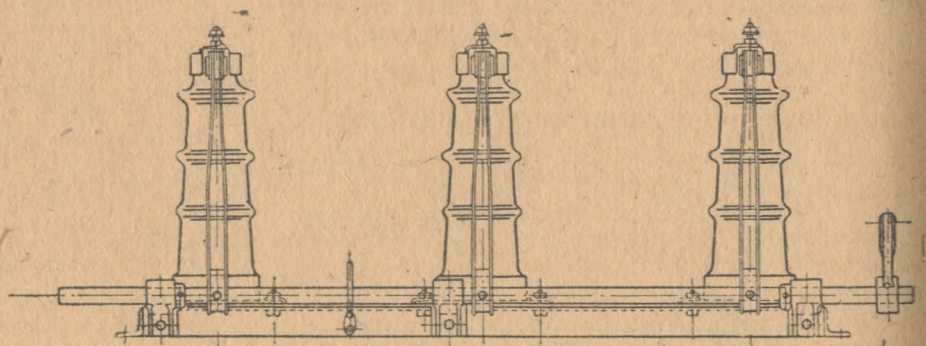
3. Разъединители качающегося типа. В этом типе разъединителя подвижный контакт установлен на изоляторе, укрепленном на качающейся опоре, как это видно из фиг. XII,4. Замыкание контакта связано с наклоном среднего изолятора, скрепленного непосредственно с валом. Подвижный контакт среднего изолятора имеет гибкую связь с неподвижным изолятором, к которому уже осуществляется присоединение внешней цепи.



Фиг. XII, 5.

4. Разъединители катящегося типа. В этом типе разъединителей замыкание контактов достигается при помощи катящегося на специальной тележке изолятора.

Здесь мыслимо два исполнения. В первом исполнении, показанном на фиг. XII,5, имеются два изолятора на каждую фазу, из которых один неподвижен, а другой катается на тележке. Подводка к подвижному изолятору производится гибким проводом, не мешающим его движению. В другом исполнении на каждой фазе разъединителя имеются три изолятора; два крайних неподвижны, а средний имеет возможность кататься на тележке. В этой конструкции подвижный изолятор несет на себе подвижный контакт, связанный с одним из неподвижных изоляторов при помощи складного шарнира. Разъединители катящегося типа выполняются обычно на напряжение 220 kV.



Фиг. XII, 6.

Разъединители для наружных и внутренних установок часто снабжаются специальным ножом для заземления отключенного участка. Валы главных ножей и ножей заземления обычно механически бло-

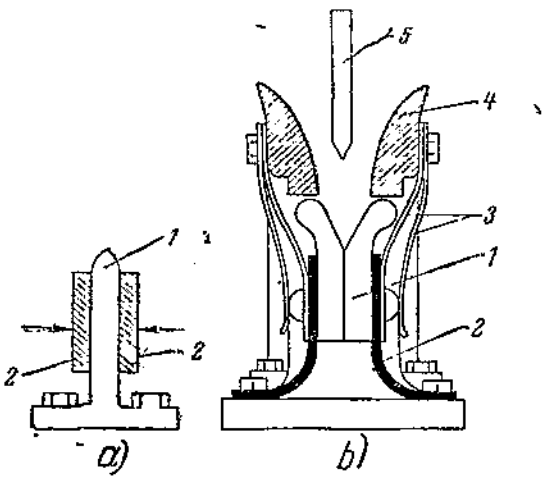
кируются между собой, так что одновременно они ни в коем случае включены быть не могут.

5. Заземлители. Иногда желательно иметь специальные устройства для заземления установок. В таком случае достаточно иметь только по одному изолятору на фазу, которые перекрываются при помощи ножей.

На фиг. XII,6 показан трехполюсный заземлитель на 35 kV для внутренней установки. Как видно, три ножа-заземлителя сидят на общем валу и при повороте его производят замыкание контактов головок изоляторов на землю.

XII,4. ДЕТАЛИ КОНСТРУКЦИЙ НОРМАЛЬНЫХ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

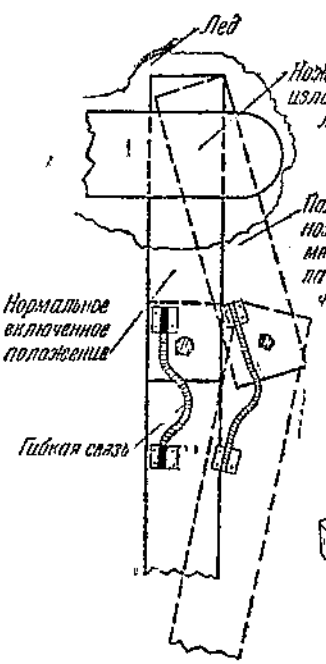
Контакты разъединителя являются обычно наиболее слабым его местом. Конструкции контактов разъединителей очень разнообразны и зависят от типа разъединителя, тока, текущего через него, места установки (внутренняя или наружная) и т. д.



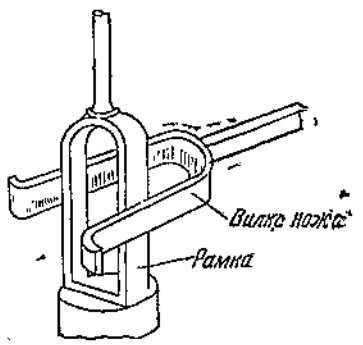
Фиг. XII, 7.

Чаще всего у разъединителей внутренней установки встречаются контакты с пружинящими щеками, рассмотренные в главе о контактах аппаратов.

Поверхность контакта разъединителя должна быть достаточно развитой с тем, чтобы было обеспечено ее надежное охлаждение. Для уменьшения переходного сопротивления большие контактные поверхности подразделяют на ряд небольших с тем, чтобы обеспечить большее число точек соприкосновения. На фиг XII,7а показан распространенный тип контакта разъединителя. Нож здесь состоит из двух половин 2-2, которые плотно находят на «таврик». Такой контакт является довольно устойчивым при коротких замыканиях. Действительно, при протекании по ножу больших токов обе его половины стремятся стягиваться между собой, плотно прижимаясь к неподвижному контакту—«таврику». Для больших токов разъединители обычно уже не удается построить с одним сплошным или раздвоенным (фиг. XII,7а) ножом и приходится брать несколько ножей параллельно, как это, например, показано на фиг. XII,1. Часто контакты разъединителей осуществляются в виде пальцевых контактов. На фиг. XII,7b приведено схематическое изображение пальцевого контакта для разъединителя наружной установки типа, изображенного на фиг. XII,2. Нож 5 входит между пальцами 1, сжимаемыми пружинами 3. Ток к пальцам подводится при помощи гибких связей 2. Жестко стоящие направляющие 4 служат для того, чтобы улавливать нож, так как возможны некоторые колебания ножа при включении, удары и порча контакта.



Фиг. XII, 8.

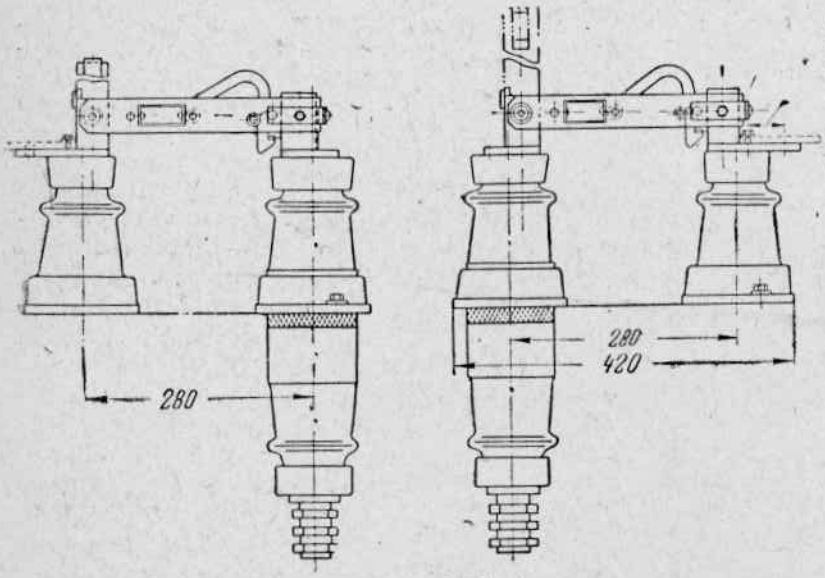


Фиг. XII, 9.

За последнее время начали получать довольно широкое распространение линейные контакты разъединителей. В такого рода контакте соприкосновение между ножом и неподвижным контактом идет по линии — острию призмы. В линейных контактах легко применить серебрение, так как место соприкосновения строго фиксировано и не требуется покрытие серебром больших поверхностей. Серебреный линейный контакт обладает хорошими качествами, имеет низкое переходное сопротивление и большую устойчивость. Применяются и другие системы контактов, например, розеточные.

Разъединители, устанавливаемые на открытом воздухе, могут подвергаться обледенению во время гололеда. При этом часто отключение разъединителя делается весьма затруднительным; требуется значительное увеличение усилия для поворота ножа, а иногда это выключение может оказаться даже невозможным, если не принять специальных мер. В качестве меры для борьбы с гололедом в разъединителях применяют специальные приспособления. Обычно эти приспособления сводятся к осуществлению ломающегося ножа, как это видно из фиг. XII,8. В начале движения ножа конец его, входящий в контакт, способен в некоторых пределах поворачиваться. Этот поворот производит без затраты больших усилий поломку ледяного покрова, после чего уже нож может сравнительно легко выйти из контакта. Существуют и другие системы

для борьбы с гололедом. Весьма интересная система контакта для разрушения гололеда применена на новом типе разъединителя американской фирмы Delta Star на 287 kV. Идея такого контакта показана на фиг. XII,9. Этот контакт действует следующим образом: нож, имеющий вид вилки, опускается свободно, после чего рамка поворачивается на 90° и образуется плотное соприкосновение с вилкой. При отключении наоборот сначала поворачивается рамка, после чего нож свободно, без затраты больших усилий, поднимается вверх. В случае обледенения разъединителя лед на контакте легко разрушается при повороте рамки и нож после этого может без труда выйти в отключенное положение.



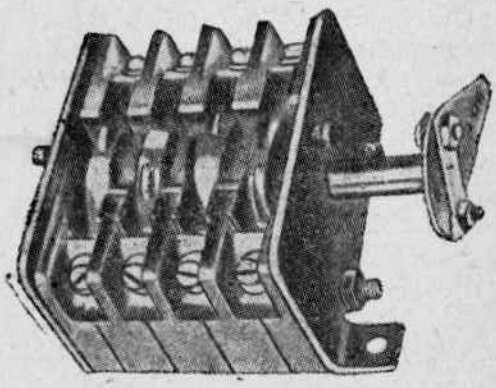
Фиг. XII, 10.

Ножи разъединителей для напряжений до 35 kV обычно выполняются из плоской меди. При больших номинальных токах на один полюс разъединителя может быть взято несколько полос, образующих один нож. При более высоких напряжениях ножи получаются довольно длинными и для придания им достаточной механической прочности их выполняют в виде небольшой фермы или применяют трубы.

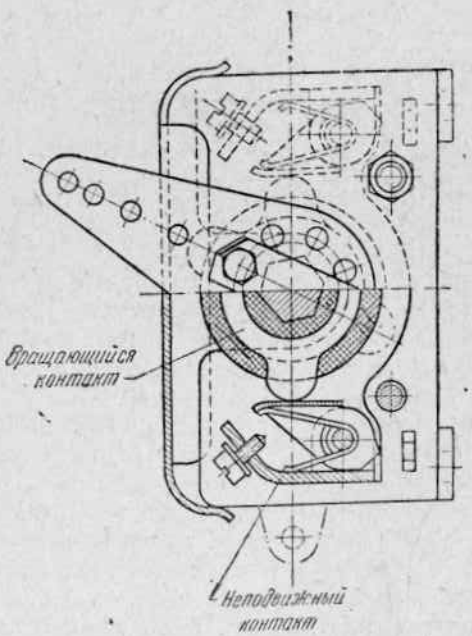
Изоляторы разъединителей выполняются той или иной конструкции в зависимости от величины напряжения и рода установки. Для наружной установки более распространенным типом изолятора является штыревой юбчатый изолятор. Для высоких напряжений монтируют по несколько штук таких изоляторов. Разъединители для внутренней установки выполняются на простых опорных изоляторах, на одном опорном, а другом проходном изоляторе (фиг. XII,10), или на двух проходных изоляторах. Выбор той или иной формы выполнения производится при конструировании распределительных устройств.

Сигнальные контакты. В условиях эксплоатации необходимо бывает знать, не видя самого разъединителя, включены или выключены его контакты. Для этой цели разъединители снабжают сигнальными контактами, размыкающими или замыкающими цепи сигнальных ламп.

Сигнальные контакты устанавливаются либо непосредственно у ножа разъединителя и связываются с ножом при помощи изолирующей тяги, или в случае трехполюсного разъединителя на валу или у привода разъединителя. В зависимости от требований сигнальные контакты могут изготовляться на то или иное количество цепей. На фиг. XII,11 показан общий вид сигнального контакта на четыре цепи, а на фиг. XII,12 — его разрез.



Фиг. XII, 11.



Фиг. XII, 12.

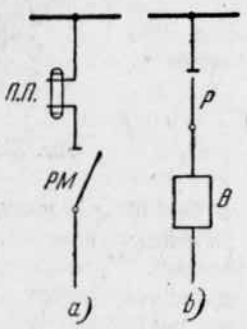
Для защиты разъединителей от самопроизвольного отключения под действием электродинамических сил при коротком замыкании они снабжаются замками (фиг. XII,18c). Задача этих замков (защелок) дать механическое сцепление ножа с неподвижным контактом. При отключении шальштангой защелка отходит и нож свободно отключается. Обычно замками

снабжаются только однополюсные разъединители. В трехполюсных разъединителях бороться с явлением самопроизвольного выключения можно путем создания такой кинематики на приводе, чтобы рычаги западали за мертвое положение.

XII,5. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ ТОКОВ ПОРЯДКА НОМИНАЛЬНЫХ (РАЗЪЕДИНИТЕЛИ МОЩНОСТИ)

Как уже говорилось выше, нормальные разъединители, особенно разъединители для внутренней установки, не предназначены для отключения сколько-нибудь значительных токов.

Отключение токов порядка номинальных обычными разъединителями невозможно и ведет к аварии. Во избежание подобных явлений прибегают к блокировке разъединителей и выключателей. При выключенном положении масляного выключателя отключение разъединителя делается таким образом невозможным.



Фиг. XII, 13

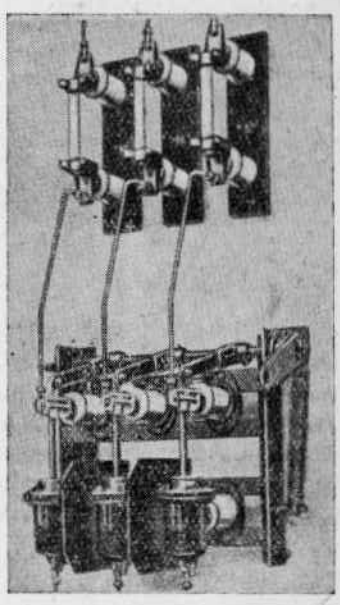
Однако на практике часто бывает крайне желательно иметь разъединитель, способный в сети 10 и 6 kV разрывать токи порядка 50 А и выше. Действительно, включение такого разъединителя последовательно с плавкими предохранителями дает возможность получить весьма практичную комбинацию, способную заменить громоздкие масляные выключатели.

На фиг. XII, 13 показано сравнение двух случаев. Если коммутация осуществляется с нормальным разъединителем *P*, то приходится применять и выключатель *B* (фиг. XII, 13 b), так как отключение цепи при нормальном режиме при помощи разъединителя невозможно. Кроме того выключатель необходим для защиты цепи при коротких замыканиях.

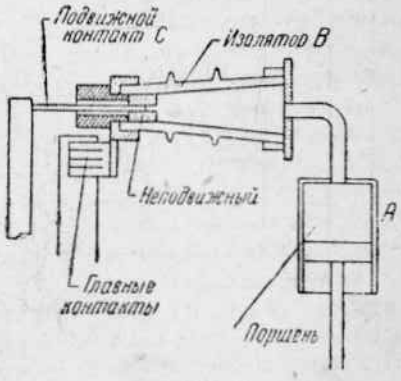
Если же мы применим разъединитель мощности *РМ*, то комбинация разъединителя с выключателем может быть в ряде случаев с успехом заменена установкой последовательно с разъединителем мощности плавкого предохранителя *П. П.* (фиг. XII, 13a). В этом случае плавкий предохранитель будет защищать установку от коротких замыканий и перегрузок, в то время как коммутация при рабочем режиме будет осуществляться при помощи разъединителя мощности. Разъединитель мощности, очевидно, должен сохранять свойства нормального разъединителя, т. е. иметь видимый воздушный промежуток достаточной электрической прочности, с тем чтобы при отключенном разъединителе имелась возможность доступа к установке.

В настоящее время имеется ряд систем разъединителей мощности. Их можно разделить на следующие категории: 1) разъединители с жидкостными гасительными камерами; 2) разъединители с гашением дуги при помощи сжатого воздуха; 3) разъединители с деионными решетками; 4) разъединители с гашением дуги при помощи газов, образующихся за счет разложения твердого газогенерирующего материала.

Разъединители с жидкостными камерами (масляными или водяными) просты и недороги. Один из образцов разъединителя мощности с камерами, заполненными маслом, включенного последовательно с предохранителями, показан на фиг. XII, 14. Гасительные камеры такого рода разъединителей мощности принципиально не отличаются от гасительных камер водяных (экспансионных) или малообъемных выключателей. Необходимо, однако, заметить, что жидкостные разъединители мощности имеют ряд существенных недостатков. Во-первых, жидкость (особенно вода) способна застывать при низких температурах, вследствие чего действие разъединителя становится невозможным; во-вторых, жидкость (особенно вода) испаряется и разбрызгивается, вследствие чего ее уровень необходимо постоянно поддерживать; в-третьих, жидкость (особенно масло) при частых отключениях загрязняется и требует замены. Таким образом следует отдать предпочтение конструкциям разъединителей без применения жидкостей в качестве дугогасящих сред.

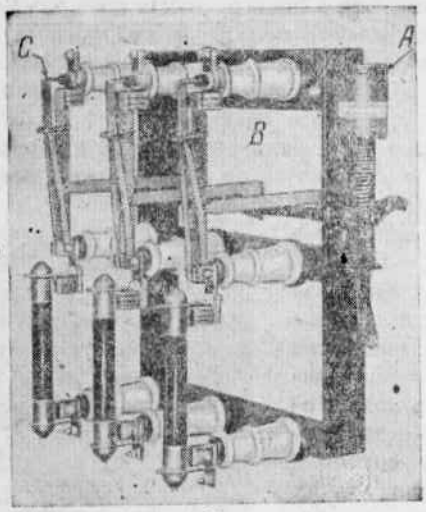

Фиг. XII, 14

Разъединители мощности с воздушным дутьем весьма удобны в работе, так как они не требуют специального ухода. Сжатый воздух, необходимый для гашения дуги, подается из цилиндра, где он сжимается при помощи поршня, связанного непосредственно с подвижными контактами разъединителя, т. е. используется автопневматический принцип. На фиг. XII, 15a и b показана схема и внешний вид разъединителя мощности с автопневматикой фирмы BBC на 24 kV. Цилиндр *A*, где сжимается воздух, расположен сбоку и обслуживает все три фазы



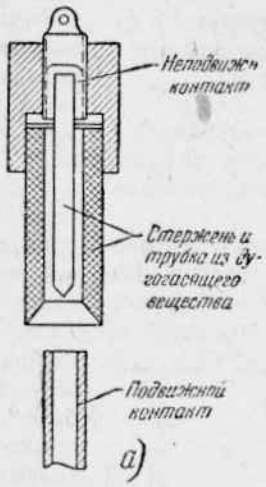
Фиг. XII, 15a

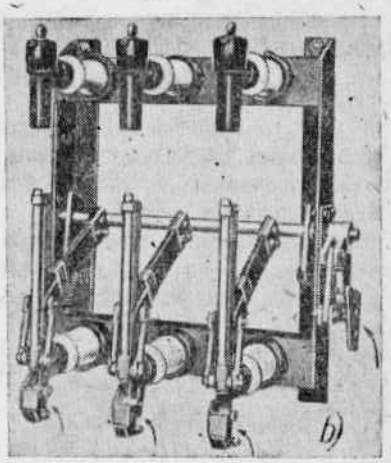
разъединителя. При отключении воздух в цилиндре сжимается и выталкивается к месту разрыва через полые изоляторы *B*, внутри которых находится неподвижный искрогасительный контакт. Подвижный искрогасительный контакт *C* выполнен в виде тонкого стержня. Автопневматические разъединители мощности выполняются и с раздельными поршнями на каждую фазу. Следует отметить, что основным недостатком разъединителей с гашением дуги при помощи сжатого воздуха является большой механический момент, действующий при включении. Для того чтобы обеспечить достаточно интенсивное дутье воздуха, необходимо сжимать довольно сильные пружины, действующие на поршни.



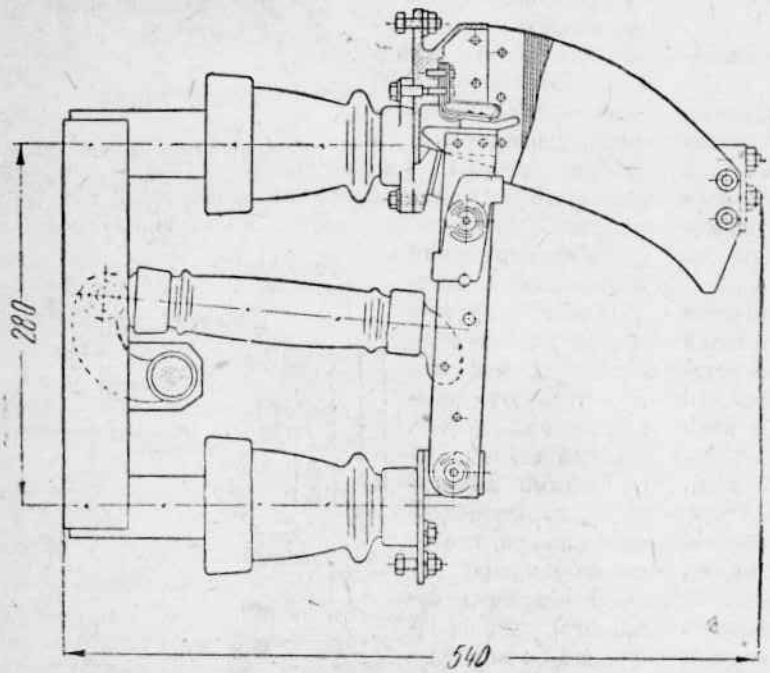
Фиг. XII, 15b

Разъединитель с деионной решеткой, разработанный в ВЭИ и выпускаемый заводом УЭМ, показан на фиг. XII, 16. Он представляет собой простой





Фиг. XII, 17



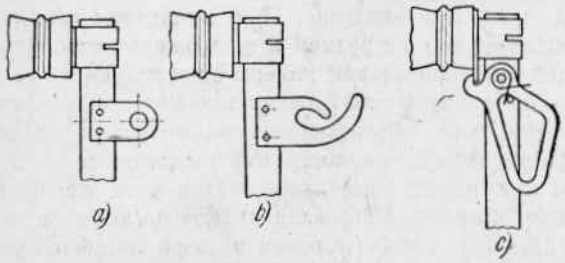
Фиг. XII, 16

рубящий разъединитель, снабженный решеткой из железных пластин. Железные пластины имеют снизу прорез, в котором ходит конец ножа. Возникающая дуга втягивается железными пластинами, разделяется на ряд коротких дуг и гаснет. Такой разъединитель мощности выдерживает большое число отключений и имеет малый включающий момент. Разъединитель с деионной решеткой может быть с успехом использован на 3—6 kV для разрывных токов до 300 — 400 А.

Значительный практический интерес представляют собой **разъединители с гашением дуги при помощи газов,** образующихся за счет разложения дугой твердых газогенерирующих материалов. На фиг. XII, 17 a и b представлен образец такого разъединителя на 10 kV и 200 А. Предельный отключаемый ток разъединителя составляет 300 А. Дугогасительная камера представляет собой трубку, внутри которой находится стержень. Трубка и стержень могут быть сделаны из фибры или еще лучше из метакриловой смолы, разработанной в ВЭИ. Подвижный контакт представляет полую медную трубку, которая заходит между трубкой и стержнем из метакрила. При отходе подвижной контактной трубки от неподвижного контакта возникающая дуга попадает в щель между дугогасящими трубкой и стержнем. Образующиеся в большом количестве газы создают дутье и гашение дуги. Такие аппараты исследованы в ВЭИ. Они совершенно взрывобезопасны, неприхотливы в эксплоатации и имеют небольшой включающий момент.

XII,6. УПРАВЛЕНИЕ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ

Управлять разъединителями можно раздельно каждой фазой (однополюсные разъединители) или одновременно всеми тремя фазами (трехполюсный разъединитель). В последнем случае все три фазовых



Фиг. XII, 18

ножа имеют общий привод и связаны между собой механически (общим валом или тягой). При управлении однополюсными разъединителями обычно прибегают к шальтштанге, которая представляет собой изолирующий стержень достаточной длины, имеющий на конце металлический палец. Этот палец заводится в ушко, имеющееся на ноже разъединителя, за которое нож вытаскивается из неподвижного контакта или заводится в него. На фиг. XII, 18 показаны различные конструкции приспособлений для управления разъединителями от шальтштанги. На последнем рисунке (фиг. XII,18 c) показан и замок, удерживающий нож разъединителя во включенном положении и не позволяющий ему самопроизвольно выпадать под действием электродинамических усилий. При действии же шальтштангой кольцо замка поворачивается и нож может быть легко выведен из неподвижного контакта. При управлении от руки трехполюсным разъединителем шальтштангой воздействуют на рычаг, сидящий на валу разъединителя (фиг. XII, 19 a). Пользование шальтштангой, однако, не всегда удобно, а иногда и невозможно из-за расположения разъединителей и больших усилий, требующихся при операциях с ними. В таких случаях приходится прибегать к различным системам приводов. Приводы, применяемые для управления трехполюсными разъединителями, разделяются на три основные группы:

1) ручные приводы (рычажные или маховичные); 2) электромоторные приводы; 3) пневматические приводы.

На фиг. XII, 19 показаны схемы различных систем ручного управления трехполюсными разъединителями (шальтштангой, рычажным приводом и маховичным приводом).

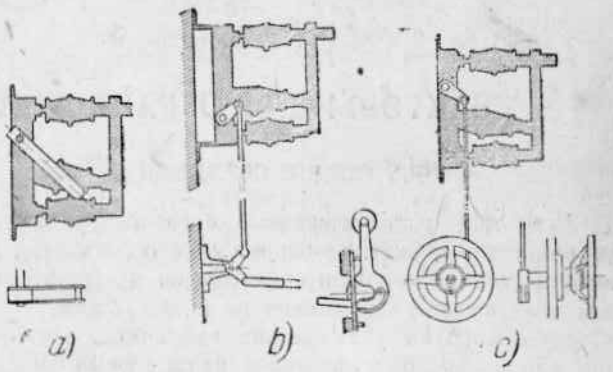
Рычажный привод (фиг. XII, 19) обычно представляет собой рукоятку, перемещающуюся на угол порядка 120 — 150° в вертикальной плоскости. Верхнее положение рукоятки соответствует включенному состоянию разъединителя, а нижнее — отключенному.

Удержание ножей трехполюсного разъединителя от самопроизвольного выбрасывания под действием электродинамических сил при коротком замыкании происходит благодаря наличию «мертвого положения», в которое попадает рычаг и тяга привода. Рычажный привод обеспечивает управление на значительном расстоянии при помощи длинных тяг и угловых рычагов (фиг. XII, 19b).

Маховичный привод (фиг. XII, 19c) может быть применен как для непосредственного, так и дистанционного сцепления с приводом.

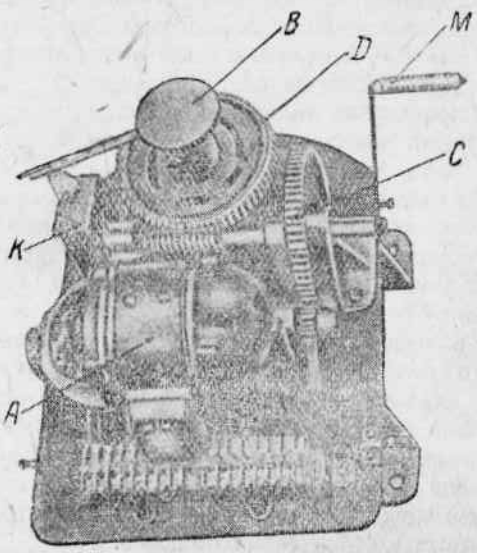
Для управления разъединителями на большом расстоянии удобнее всего пользоваться электромоторными или пневматическими приводами.

Электромоторный привод снабжен двигателем переменного или постоянного тока мощностью около 0,5 kW. Для передачи движения от двигателя к разъединителю применяются червячные или зубчатые передачи с большим передаточным числом. Для наружных установок привод должен закрываться водонепроницаемым кожухом и быть снабжен надежными уплот-



Фиг. XII, 19

нениями. На фиг. XII, 20 показан механизм моторного привода для внутренней установки со снятым кожухом. Как видно, передача от мотора A к ведущему валу B,



Фиг. XII, 20

связанному с тягой, происходит через шестеренную C и червячную D передачи. Слева около червячной передачи виден сигнальный контакт K для указания положения

разъединителя. Привод имеет съемную рукоятку *М* для возможности управления им вручную при наладке разъединителя или производства операций включения или отключения в случае отсутствия напряжения в цепи, питающей мотор привода.

Пневматический привод имеет преимущество перед электромоторным в силу своей простоты. Пневматические приводы действуют очень плавно и надежно. Указанные качества дают основание их применять как для внутренних, так и для наружных установок. Пневматические приводы к разъединителям в СССР изготовляет завод УЭМ.

Для управления разъединителями мощности могут использоваться ручные, моторные или пневматические приводы. Однако необходимо иметь в виду, что сам разъединитель мощности должен иметь внутри себя устройство, обеспечивающее необходимую скорость включения и отключения. Определенная скорость движения контактов у разъединителей мощности необходима ввиду того, что эти аппараты могут включаться на замкнутую или даже короткозамкнутую цепь и отключать нагрузочные токи. При недостаточно быстром замыкании контактов возможно их повреждение или даже приваривание. При медленном размыкании контактов под нагрузкой может иметь место повреждение дугогасительной камеры с последующей аварией (короткое замыкание между шинами или на землю). Обычно для обеспечивания нормального действия разъединителей мощности они снабжаются специальным пружинным механизмом. Одна и та же пружина может быть использована и для включения и для отключения. Таким образом задачей любого привода является только растяжение пружины, а дальше уже сама пружина производит необходимую операцию с нужной скоростью.

ГЛАВА III

РЕАКТОРЫ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

XIII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Реакторы, устанавливаемые в распределительных устройствах, служат, во-первых, для ограничения величины токов короткого замыкания и, во-вторых, для поддержания напряжения на шинах с тем, чтобы в случае короткого замыкания где-либо в ответвлении или на фидере напряжение на остальных фидерах сохранилось на уровне, обеспечивающем дальнейшую бесперебойную работу потребителей.

Обычно для целей ограничения тока короткого замыкания в распределительных устройствах служат реакторы без железа, т. е. индуктивные катушки с воздушным сердечником. Такие индуктивные катушки обладают прямолинейной вольтамперной характеристикой или, иначе говоря, имеют постоянное, не зависимое от тока, индуктивное сопротивление.

Попытки применения токоограничивающих реакторов с замкнутыми железными сердечниками не дали и не могут дать положительных результатов. На первый взгляд кажется заманчивым выполнить реактор с железом, так как той же индуктивности можно добиться при значительно меньшем количестве витков. Однако, если учесть, что колебания величины тока от номинального режима до режима короткого замыкания лежат в очень широких пределах, то станет очевидно, что при возрастании тока железо будет чрезвычайно сильно насыщаться, а индуктивность реактора сильно падать. Таким образом если выбрать падение напряжения на реакторе при номинальном режиме порядка 5%, то предельное значение тока короткого замыкания будет уже не двадцатикратное от номинального, а значительно большее.

Если же существенно понизить индукцию в железе при номинальном режиме, то реактор с железом станет совершенно нерентабельным.

В последнее время делаются, повидимому, небезуспешные попытки строить реакторы с разомкнутой железной цепью (см. ниже). Реакторы же с замкнутой железной цепью можно осуществить, только применяя подмагничивание железа при помощи дополнительных обмоток постоянного тока. Для высоких напряжений (выше 35 kV) реакторы выполняются погруженными в масло, так как для таких напряжений по условиям изоляции выполнить «сухие» конструкции (с воздушным охлаждением), достаточно надежные в эксплоатации, не представляется возможным. Основное распространение реакторы получили в распределительных устройствах 6 и 10 kV. При таких напряжениях технически вполне возможно применение воздушных реакторов, что подтверждает длительный опыт эксплоатации.

XIII,2. КОНСТРУКЦИИ РЕАКТОРОВ БЕЗ ЖЕЛЕЗА

Реакторы без железа, применяемые в высоковольтных распределительных устройствах, можно разделить по роду выполнения на две основные группы: 1) реакторы с воздушным охлаждением или так называемые сухие реакторы; 2) реакторы с масляным охлаждением или просто масляные реакторы.

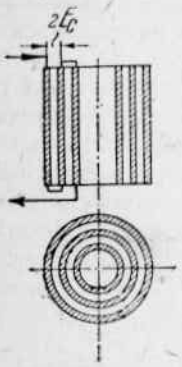
Остановимся кратко на характеристике каждой из этих групп реакторов.

Сухие реакторы имеют ряд конструктивных разновидностей, которые могут классифицироваться как по типу самой обмотки, так и по способу ее крепления.

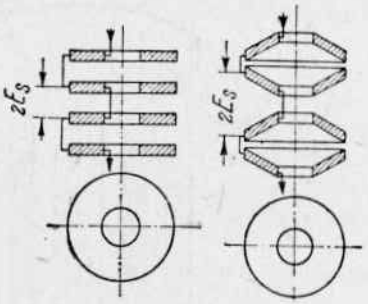
Можно различать следующие типы обмоток сухих реакторов: цилиндрические, дисковые и кабельные.

1. Цилиндрические обмотки состоят из одного или из ряда цилиндров (фиг. XIII,1). Последовательное соединение цилиндров дает значительное напряже-

ние между их краями и ведет к плохому использованию материала. За последнее время появилась тенденция выполнять такие обмотки с параллельным соединением отдельных цилиндров, причем для выравнивания в них токов их можно наматывать с различным числом витков. Цилиндрические обмотки не получили большого распространения.

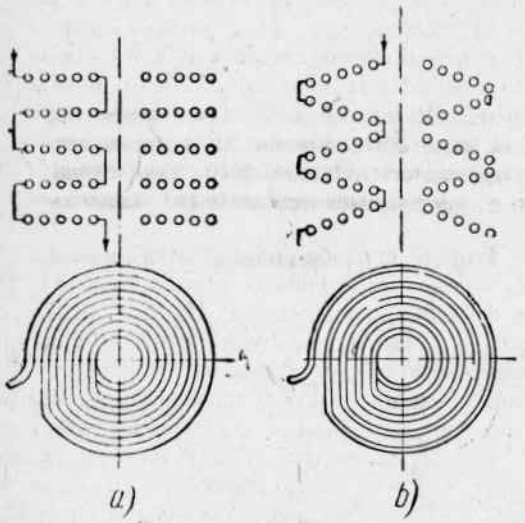


Фиг. XIII, 1



Фиг. XIII, 2

2. Дисковые обмотки (фиг. XIII,2) представляют собой один или несколько дисков, расположенных на одной оси. Для более высоких напряжений отдельным элементам придают конусообразную форму, причем края конусов, подлежащие соединению, сближаются между собой, между тем как края, находящиеся под напряжением, оказываются удаленными друг от друга на достаточно большое расстояние.

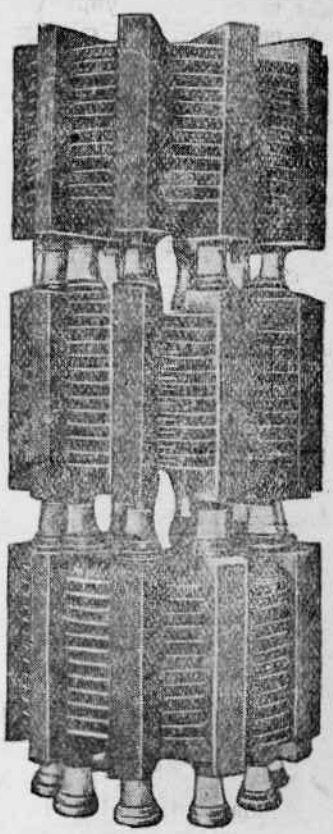


Фиг. XIII, 3

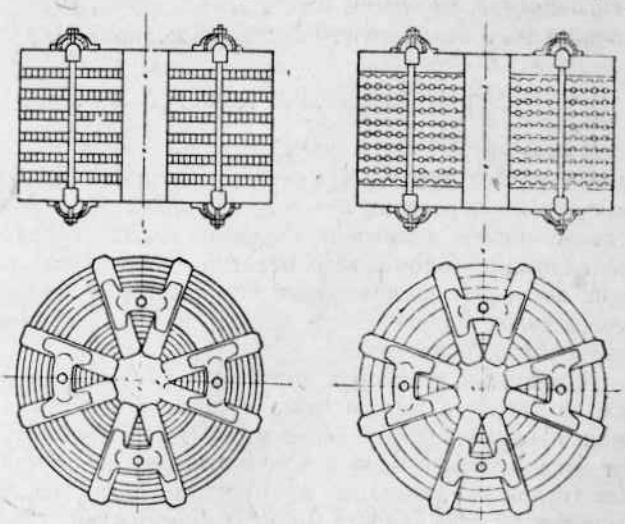
3. Кабельные обмотки выполняются многопроволочным проводом, обычно покрытым теплостойкой или пропитанной бумажной изоляцией. Обмотка из провода осуществляется или одним проводом для сравнительно небольших токов до 300 А или несколькими параллельными с транспозициями. Обмотки для более высоких напряжений могут быть выполнены с наклонными рядами (фиг. XIII,3b). Кабельные обмотки обычно делаются с промежутками между проводниками как по вертикали, так и по горизонтали, что необходимо для лучшего охлаждения. При плотном укладывании витков условия охлаждения были бы значительно ухудшены.

По типу крепления обмоток сухих реакторов можно различать сборные конструкции и литые (бетонные) конструкции. В СССР на токи до 150 А выполняются сборные конструкции реакторов, а на токи 200 А и выше бетонные литые конструкции. Сборные конструкции на токи выше 200 А нельзя считать достаточно надежными в эксплоатации, так как они расшатываются под действием больших электродинамических усилий.

На фиг. XIII,4 показана конструкция трехфазного реактора с бетонными колоннами (литая) с обмоткой из провода. Бетон колонн реактора после небольшой выстойки подвергается пропарке под давлением и сушке в вакууме, после чего весь реактор дважды погружается в лак для целей пропитки и лакировки. Обработанный таким образом бетон обладает высокими изоляционными качествами и надежен в эксплоатации.

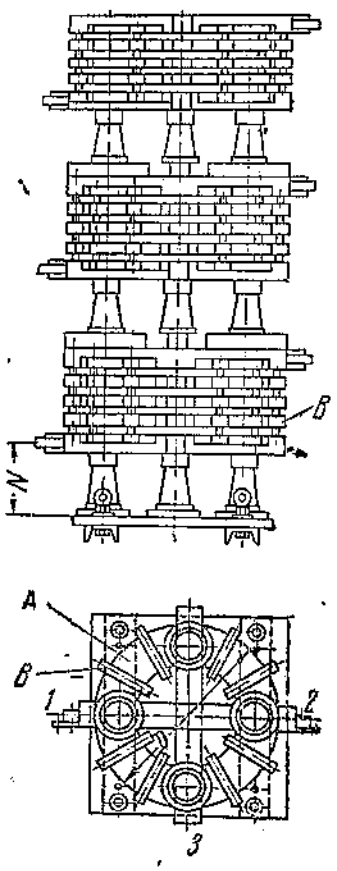


Фиг. XIII, 4



Фиг. XIII, 5

На фиг. XIII,5 дана одна из конструкций сборного реактора с фарфоровыми прокладками фирмы Саксен-Верке. Он состоит из нескольких рядов прямоугольного или круглого провода, между которыми проложены фарфоровые прокладки, стягиваемые при помощи изолирующих шпилек. Существует целый ряд разновидностей сборных конструкций реакторов и все они обладают недостатками в отношении ослабления обмоток под действием электродинамических толчков, нарушения и выпадения отдельных прокладок и в конечном счете нарушения изоляции. При малых токах, однако, имеет смысл делать сборные конструкции реакторов с деревянными прокладками, пропитанными в масле и покрытыми лаком. Они получаются достаточно прочными и легкими. Московский трансформаторный завод выполняет сборные конструкции (фиг. XIII,6) реакторов с обмотками в виде дисков, зажатыми между деревянными прокладками, на токи от 25 до 150 А на напряжение до 10 kV.



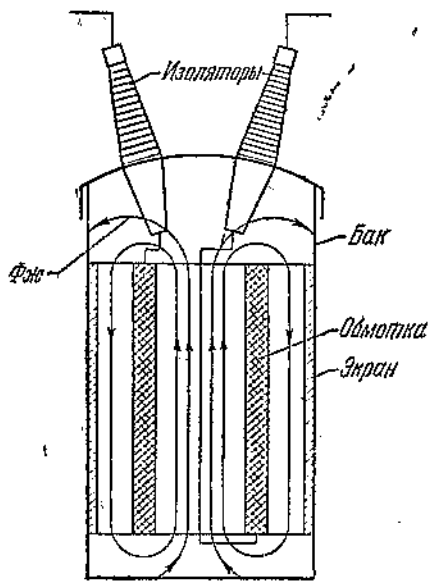
Фиг. XIII, 6

XIII, 3. МАСЛЯНЫЕ РЕАКТОРЫ

Масляные реакторы дороже сухих, но в то же время более надежны. Бак с маслом защищает обмотку реактора от попадания в нее посторонних предметов и делает более надежной изоляцию между отдельными витками. Кроме того реактор в железном кожухе допускает расположение его вблизи от железных деталей здания, чего нельзя делать с сухими воздушными реакторами.

В масляных реакторах возникают большие добавочные потери в железе бака, в связи с чем приходится принимать специальные меры. В противном случае нагрев железа бака может достигнуть недопустимых пределов, опасных для воспламенения масла. Существуют два метода борьбы с потоками, стремящимися замкнуться на железо кожуха, а следовательно, и с потерями.

Первый способ, разработанный и примененный впервые фирмой GEC, состоит в том, что внутри железного бака вплотную к его стенкам помещается кольцевой экран из меди или алюминия. Как видно из фиг. XIII,7, весь магнитный поток, который теперь попадает в стенки бака, сцепляется с экраном и наводит в нем э. д. с. Таким образом в экране появится ток, стремящийся уничтожить поток, его порождающий. Результирующий магнитный поток, замыкающийся на железо бака $\Phi_{эк}$, сильно уменьшается, в связи с чем понижаются потери в железе и нагрев бака до приемлемых пределов. Нужно, правда, отметить, что появляются потери в самом экране, но величина их может быть снижена до желаемых пределов путем соответствующего увеличения сечения экрана, т. е. уменьшением его активного сопротивления.

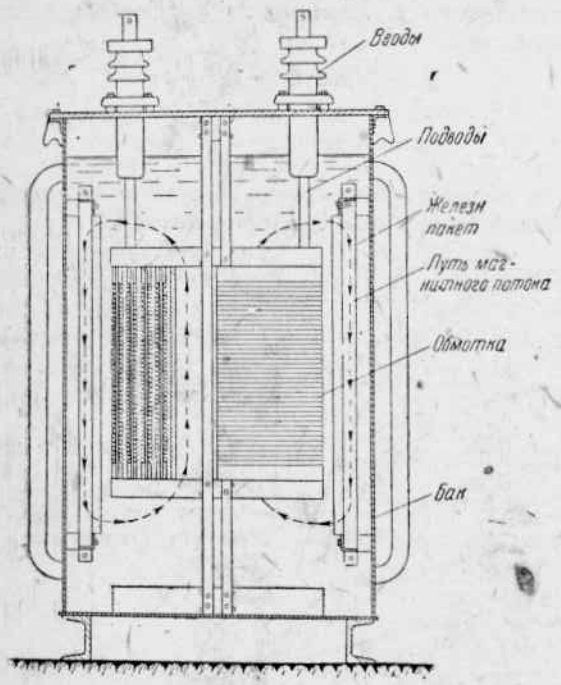


Фиг. XIII, 7

Во втором способе применяется магнитный шунт в виде расслоенного железа, располагаемый внутри бака около его стенок. На фиг. XIII,8 показан разрез такого реактора фирмы Вестингауз. Железные пакеты, состоящие из отдельных листов, дают хорошую продольную магнитную проводимость и ничтожную электрическую проводимость поперек листов железа, вследствие чего токи Фуко в железных пакетах могут быть доведены до очень малой величины. Действие магнитного шунта сводится к тому, что он шунтирует магнитный поток на себя и сильно ограничивает этим величину его в стенках бака. По сравнению с экранами способ магнитных шунтов имеет ряд недостатков, к которым относится, например, меньшая электродинамическая прочность системы ввиду того, что железные пакеты притягиваются к обмотке; железные пакеты кроме того вносят некоторое искажение в прямолинейность вольтамперной характеристики, т. е. создают уменьшение реактанса реактора при коротких замыканиях. Наконец, железные пакеты требуют некоторого увеличе-

ния размеров бака ввиду их большой толщины по сравнению с экранами.

МТЗ строит масляные реакторы с электромагнитными экранами. Масляные реакторы строятся как одно-



Фиг. XIII, 8

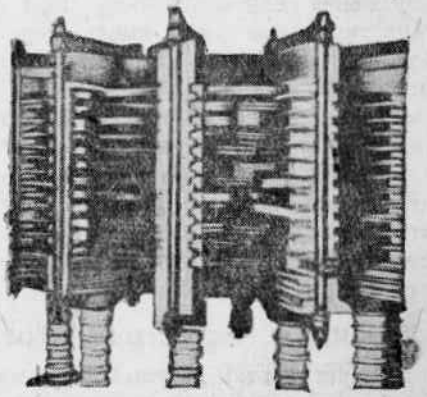
фазные, так и трехфазные, т. е. с общим кожухом на все три фазы. В последнем случае катушки отдельных фаз могут располагаться в линию или в треугольник.

XIII, 4. ОПЫТ ЭКСПЛОАТАЦИИ РЕАКТОРОВ

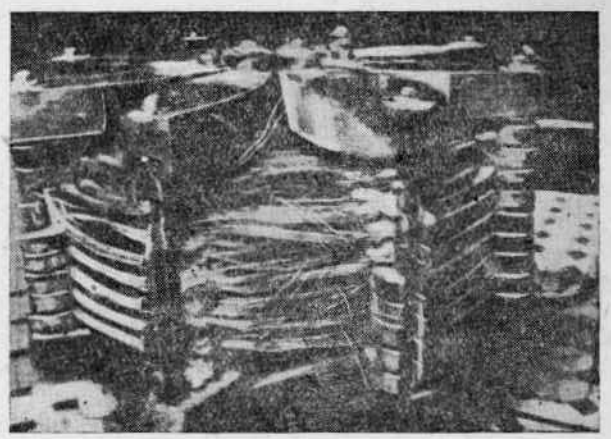
Реактор, как и всякий другой аппарат, подвергается воздействию перенапряжений, термическим и электродинамическим действиям токов короткого замыкания.

Опыт эксплоатации реакторов как в СССР, так и за границей показал, что наибольшая часть аварий, имевших место по вине реакторов, происходила вследствие нарушения их электрической прочности. Причины другого характера, как, например, термического и электродинамического, имеют место значительно реже. Объясняется это тем, что термические и электродинамические действия поддаются довольно точному учету, и следовательно, если эксплоатация не нарушает условий, предписанных заводом, то и повреждения по этим причинам становятся маловероятными. Можно отметить лишь весьма редкие случаи аварий с реакторами вследствие перегрева обмоток или соприкосновения витков под влиянием больших электродинамических сил в обмотке. На фиг. XIII,9 показан реактор с погнутыми витками обмотки. Возникающая при этом между витками дуга весьма опасна, так как она ведет к перекрытию реактора, т. е. к полному его короткому замыканию. Но, повторяем, аварии, являющиеся следствием термических и электродинамических действий токов короткого замыкания, — это редкость. Большинство аварий является следствием нарушения изоляции реактора (отсыревание, нарушение лаковых покрытий и т. п.) или появления чрезмерных перенапряжений, ведущих к пробоям междувитковой изоляции.

Перенапряжения в эксплоатационных условиях могут достигать значительных величин. Они появляются в результате или коммутационных процессов или атмосферных разрядов. Опасны высокочастотные ко-



Фиг. XIII, 9



Фиг. XIII, 10

лебания на реакторе, которые способны создать значительные неравномерности в распределении напряжения и пробои между витками в отдельных наиболее слабых местах. Такие перекрытия становятся особенно вероятными, когда реактор подвергается загрязнению и действию влаги. На фиг. XIII,10 показан реактор после перекрытия его дугой вследствие нарушения его электрической прочности.

Перекрытия обмоток часто наблюдались у бетонных не покрытых лаком реакторов. Нелакированный бетон гигроскопичен и при отсыревании делается довольно хорошо проводящим. Практика показала, что такой бетон легко может быть перекрыт при коротком замыкании в цепи, когда на реактор ло-

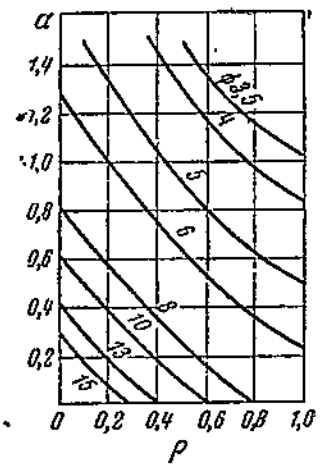
жится почти полное напряжение, или в результате действия коммутационных перенапряжений, возникающих при отключении цепей. Хорошо высушенный и лакированный бетон перестает быть полупроводником и пробои при коротких замыканиях и коммутационных процессах становятся уже редкостью. Хорошей защиты реакторов от перенапряжений, связанных с импульсами и колебаниями высокой частоты, можно добиться путем шунтирования реактора омическим сопротивлением. Наилучшим материалом для шунтов является тирит, обладающий сильно зависимым от напряжения сопротивлением. При номинальном режиме тиритовый шунт имеет очень высокое сопротивление, поскольку на реакторе имеет место низкое напряжение (5—10% от рабочего). При коротком замыкании шунт также имеет еще довольно высокое сопротивление. При кратковременных перенапряжениях атмосферного или коммутационного происхождения сопротивление шунта резко снижается и заглушает высокочастотные колебания на реакторе. Такая защита особенно полезна при соединении реактора с воздушной линией.

XIII,5. ИНДУКТИВНОСТЬ РЕАКТОРА БЕЗ ЖЕЛЕЗА

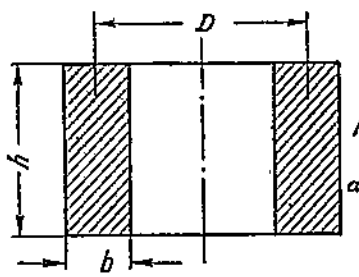
Индуктивность катушек без железа может быть подсчитана по различным формулам. Хак предложил формулу для определения индуктивности катушки без железа в следующем виде:

$$L = n^2 D \Phi 10^{-6}\ \text{mH},$$

где n — число витков катушки; D — средний ее диаметр; Ф — функция, определяемая из диаграммы фиг. XIII,11. На этой диаграмме по оси абсцисс отложено отношение $\rho = \frac{b}{D}$, а по оси ординат $a = \frac{h}{D}$, где b — ширина, а h — высота обмотки (фиг. XIII,12).



Фиг. XIII, 11



Фиг. XIII, 12

Таким образом, зная величины b, h и D, можно легко найти функцию Ф, при помощи которой уже нетрудно подсчитать индуктивность. Графические расчеты, однако, всегда страдают погрешностью, которая, правда, часто не имеет существенного значения. Для более точных подсчетов можно рекомендовать пользоваться полуэмпирической формулой Коридорфера, как наиболее простой.

$$L = 10{,}5 \cdot n^2 D \left(\frac{D}{B}\right)^k 10^{-6}\ \text{mH},$$

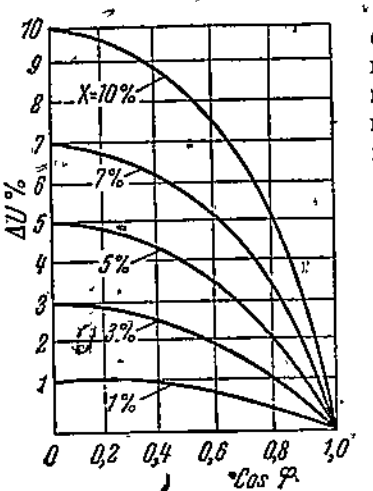
где $B = 2(h + b)$ — периметр обмотки;

k — показатель степени, который берется различным в зависимости от формы обмотки реактора, так:

$$k = \frac{1}{2} \text{ для } 0 \leqslant \frac{D}{B} \leqslant 1;$$

$$k = \frac{3}{4} \text{ для } 1 \leqslant \frac{D}{B} \leqslant 3.$$

Для катушек реакторов в большинстве случаев приходится иметь дело с вторым случаем.



Фиг. XIII, 13

Индуктивность плоских (дисковых) катушек довольно точно может быть подсчитана по следующей формуле:

$$L = n^2 \frac{D_2}{2} y \cdot 10^{-6}\ \text{mH},$$

где D_2 — больший диаметр диска в см,

$$y = f\left(\frac{D_1}{D_2}\right),$$

где D_1 — меньший диаметр диска.

Значение функции y может быть определено из табл. XIII,1.

Таблица XIII, 1

$\frac{D_1}{D_2}$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
y	10,7	12,9	15,7	19,0	23	28,1	34,9	45,7

Сопротивление реакторов в большинстве случаев представляют в виде процентного реактанса

$$x\% = \frac{I_n x}{U_\phi} 100,$$

где U_ϕ — фазовое напряжение;

I_n — номинальный ток катушки;

x — реактанс в омах.

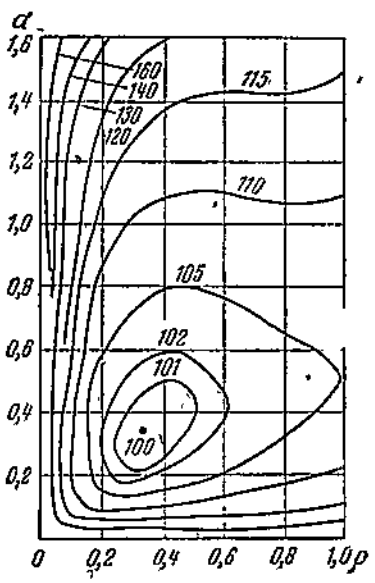
Падение напряжения на реакторе $I_n x$ при номинальном режиме вызывает некоторую потерю напряжения ΔU, которая зависит от $\cos\varphi$ цепи, питаемой через реактор. На фиг. XIII,13 показана зависимость $\Delta U\%$ от $\cos\varphi$ для различных процентных падений напряжения на реакторе $x\%$.

Как видно, подсчет индуктивности катушки реактора представляет собой довольно простую задачу при условии, если известны все размеры и параметры катушки. Однако выбор размеров реактора является для конструктора непростой задачей, так как здесь приходится учитывать ряд факторов, как-то: экономичность использования меди, электродинамические усилия между фазами и ряд других вопросов.

В частности, одной и той же индуктивности могут удовлетворять катушки различной формы, как это видно из фиг. XIII,11, где для одного и того же Ф α и ρ приобретают различные значения. Наиболее экономичной является обмотка с

$$\alpha = \rho = 0{,}31.$$

Если принять использование меди в такой наиболее экономичной катушке за 100, то все другие формы, удовлетворяющие той же индуктивности, будут давать уже худшие результаты. На фиг. XIII, 14 показана диаграмма, полученная Хаком, дающая кривые (области) одинакового использования меди. Действительные формы реакторных обмоток обычно отличаются от наиболее выгодной, а именно вытягиваются вдоль оси. Это приходится делать из соображений ограничения слишком высоких электродинамических сил взаимодействия между фазами реактора.



Фиг. XIII, 14

В действительных формах допускают отклонения в использовании меди до 4% (кривая на диаграмме фиг. XIII, 14 обозначена 104).

XIII, 6. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ В ОБМОТКАХ РЕАКТОРА И ИХ НАГРЕВ

Температура обмоток реактора, как и всякого другого аппарата, слагается из следующих составляющих:

1) температуры окружающей среды ϑ_0;
2) перегрева при длительном режиме τ_y.

Таким образом температура при длительном режиме составит

$$\vartheta_y = \vartheta_0 + \tau_y.$$

Эта температура не должна превышать 100—105°С.

При коротком замыкании на температуру обмоток, соответствующую длительному режиму, накладывается перегрев τ_k от действия тока короткого замыкания. Максимальная температура при этом составит:

$$\vartheta_k = \vartheta_y + \tau_k.$$

Предельная температура при коротком замыкании ϑ_k не должна превосходить для обмотки из меди 250°С и алюминия 200°С.

Условия охлаждения провода в обмотке реактора специфичны. Здесь часть провода попадает, например, в бетонные колонны, а другая часть соприкасается с воздухом.

Условия нагревания обмотки реактора при длительном режиме зависят не только от сечения провода и величины тока, но также и от формы обмотки. Для грубых подсчетов температуры перегрева обмотки реактора при длительном режиме можно пользоваться формулой, полученной эмпирическим путем в ВЭИ, для реакторов с отношением высоты обмотки к среднему диаметру равным 0,6—0,8, имеющей вид,

$$\tau_y = 20\,\frac{\Delta P}{Db},$$

где ΔP — общие потери мощности в обмотке реактора;

D — средний диаметр обмотки;

b — ширина обмотки $\dfrac{(D_2 - D_1)}{2}$.

Расчет общих потерь мощности в обмотках реакторов довольно затруднителен, так как в проводниках реактора имеют место значительные добавочные потери, возникающие за счет суммарного поля реактора. Оценка действия поля реактора на увеличение потерь мощности в проводниках обычно дается с помощью коэфициента добавочных потерь k_{ω}, представляющего отношение действительных потерь мощности в обмотке к потерям при постоянном токе.

Опыт и расчеты показывают, что коэфициент добавочных потерь зависит от формы обмотки и может достигать значения 1,3. Для провода (кабеля) от 95 до 150 мм² коэфициент добавочных потерь колеблется соответственно в пределах 1,1÷1,3.

Общие потери в обмотке реактора тогда могут быть представлены в виде

$$\Delta P = k_{\omega} I_n^2 R,$$

где R — омическое сопротивление обмотки реактора, равное

$$R = \rho\,\frac{l}{S} = \rho\,\frac{\pi D n}{S},$$

в котором D — средний диаметр обмотки;

n — число витков.

Обычно потери мощности в реакторах составляют 0,2÷0,3% и не превышают 0,5% от мощности, пропускаемой реактором.

Перегрев реактора при коротком замыкании определяется на основании общих правил. Необходимо только учитывать увеличение сопротивления провода за счет вытеснения тока, т. е. вводить тот же коэфициент добавочных потерь.

XIII,7. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСИЛИЯ В РЕАКТОРАХ

При коротких замыканиях как внутри отдельных фаз реактора, так и между фазами появляются значительные электродинамические усилия. При недостаточном внимании к этому вопросу можно получить неустойчивую в механическом отношении систему.

Из общего рассмотрения вопроса электродинамических усилий следует, что внутри реактора эти усилия всегда направлены так, чтобы увеличить индуктивность системы. Следовательно, когда по обмотке реактора проходит ток, то эти силы стремятся сжимать обмотку по высоте и частично по радиусу и в целом растягивать ее по диаметру. Мы не будем останавливаться на рассмотрении расчета электродинамических сил, действующих внутри одной фазы реактора. Для эксплоатации более важным являются значения усилий, возникающих между отдельными фазами реактора, которые определяют взаимные расстояния фаз друг от друга, а также их взаимное крепление.

Сила взаимодействия между двумя фазами определяется, как известно, следующим общим выражением:

$$F = 1{,}02 \cdot 10^{-8} i_1 i_2 \frac{\partial M}{\partial x} \text{ kG},$$

где i_1 и i_2 — мгновенные значения токов во взаимодействующих фазах;

M — взаимоиндукция между катушками;

x — расстояние между ними.

В общем виде можно написать

$$M = n_1 n_2 f(x),$$

где n_1 и n_2 — числа витков.

Если

$$n_1 = n_2 = n,$$

тогда

$$F = 1{,}02 n^2 i_1 i_2 \frac{\partial f(x)}{\partial x} 10^{-8} \text{ kG}. \qquad \text{(XIII,1)}$$

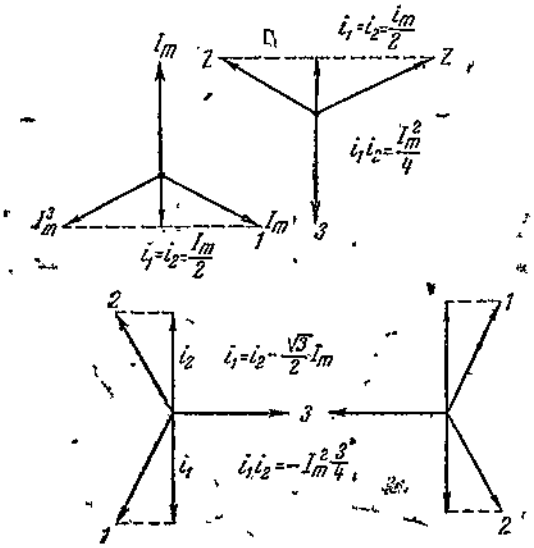
Максимум усилия между двумя соседними фазами получится, очевидно, тогда, когда при всех прочих равных условиях произведение токов i_1 i_2 достигает максимума. Влиянием третьей фазы обычно можно пренебречь, так как усилия падают примерно обратно пропорционально квадрату расстояния. При симметричном трехполюсном коротком замыкании произведение токов в двух смежных фазах претерпевает изменение в пределах (фиг. XIII, 15):

$$\text{от } i_1 i_2 = -I_m^2 \frac{3}{4} \text{ до } i_1 i_2 = I_m^2 \frac{1}{4},$$

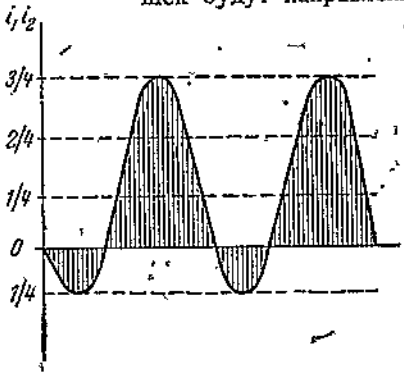
где I_m — амплитудное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, т. е. $i_1 i_2 = f(\omega t)$ достигает то положительного, то отрицательного максимума, причем положительный максимум в три раза меньше, чем отрицательный. Два эти крайние случая соответствуют положению векторов, указанному на фиг. XIII, 15. За один полный поворот векторной системы на 360° получаются два отрицательных и два положительных максимума усилий между какими-либо двумя фазами. Наибольшее из возможных усилий между двумя фазовыми реакторами при двухполюсном коротком замыкании равно наибольшему усилию при трехполюсном замыкании, если пренебречь влиянием третьей фазы.

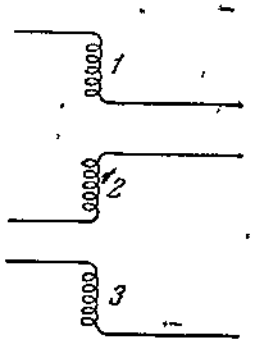
За расчетное значение тока при определении силы взаимодействия между двумя фазовыми реакторами может быть принят ударный ток короткого замыкания при двухполюсном коротком замыкании.

Обычно бывает желательно сделать максимальные силы взаимодействия между двумя смежными фазовыми реакторами в виде сил притяжения, а не отталкивания. Особенно это важно при вертикальном расположении реакторов в колонну. Действительно, в таком случае при отталкивании получились бы значительные усилия, растягивающие распорные изоляторы, что крайне нежелательно. По этим соображениям стараются так выполнить обмотки отдельных фаз, чтобы максимальная сила явилась силой притяжения. Для этой цели среднюю фазу можно намотать обратно по отношению к двум остальным или включить ее наоборот, как это показано на фиг. XIII, 16. Тогда при двухполюсном замыкании двух любых близко лежащих фаз магнитные поля катушек будут направлены согласно и сила взаимодействия будет силой притяжения. Очевидно, что опрокидывание средней фазы удовлетворит поставленному условию и в случае трехполюсного замыкания. Максимальное усилие в случае трехполюсного замыкания, как мы видели из фиг. XIII, 15, получалось



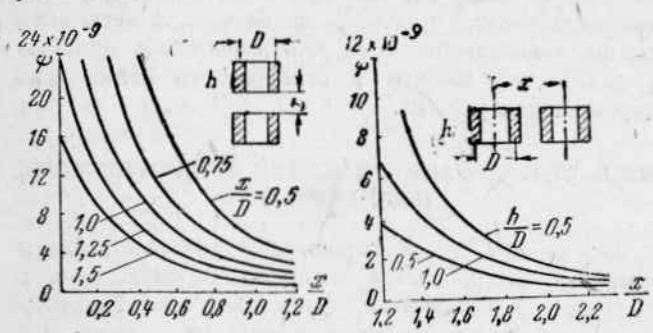
Фиг. XIII, 15





Фиг. XIII, 16

при разнонаправленных мгновенных токах в двух фазах, а следовательно, это будет соответствовать силе притяжения. Сила отталкивания при трехполюсном замыкании все же сохранится, но она, очевидно, будет уже в три раза меньше по сравнению с силой притяжения.



Фиг. XIII, 17

Определение численного значения усилия между катушками обычно производится по кривым, данным Двайтом. Заслугой Двайта является то, что он впервые нашел аналитическую связь между

$$\frac{\partial f(x)}{\partial x}$$

и геометрическими параметрами катушки.

Формула (XIII, 1) может быть написана в виде

$$F = i_1 i_2 n^2 \psi,$$

где

$$\psi = 1{,}02 \cdot 10^{-8} \frac{\partial f(x)}{\partial x}.$$

На кривых Двайта (фиг. XIII, 17) дана зависимость коэфициента ψ от $\frac{x}{D}$ и $\frac{h}{D}$,

где x — расстояние между катушками;

h — высота обмотки катушек;

D — средний диаметр обмотки.

На фиг. XIII, 17 даны диаграммы для вертикального и горизонтального расположения катушек. Таким образом расчет усилий между фазовыми реакторами сводится к довольно простой операции, т. е. определяется величина ψ и умножается на произведение квадрата витков одной катушки и произведение токов в катушках.

Если считать, что

$$i_1 i_2 = i_p^2,$$

то тогда

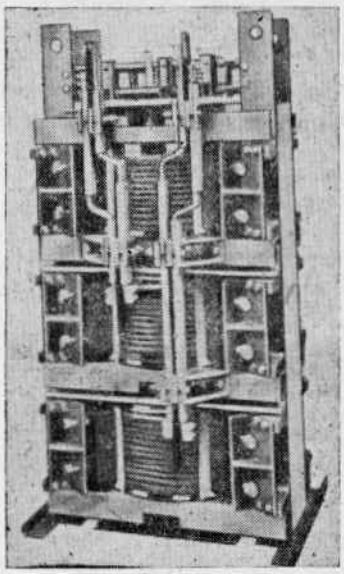
$$F = (i_p n)^2 \psi.$$

Усилия между двумя смежными фазовыми реакторами могут достигать значительных величин (десятков тонн) и с ними всегда приходится считаться.

XIII,8. РЕАКТОРЫ, СОДЕРЖАЩИЕ ЖЕЛЕЗО

Как уже говорилось, применение замкнутого железного сердечника в нормальном реакторе не имеет никакого смысла, если процентный реактанс реактора невелик (до 10%).

В последнее время фирма ASEA (Швеция) разработала реакторы с разомкнутым железным сердечником. В реакторах этой системы железо охватывает



Фиг. XIII, 18

реактор только снаружи. Внутри катушки магнитный поток проходит по воздуху (или маслу, что одно и то же). Вольтамперная характеристика реактора получается близкой к прямой. Основным преимуществом этого реактора является то, что он позволяет довольно компактно расположить три фазы по отношению друг к другу, не опасаясь их взаимодействия при коротких замыканиях, и, во-вторых, допускает приближение к нему железных конструкций без опасения их нагрева и воздействия электромагнитных сил. На фиг. XIII 18 показана выемная часть такого реактора фирмы ASEA на 11 kV; 5%; 525 A с масляным наполнением. Этот реактор представляет собой, собственно говоря, разновидность реактора с масляным наполнением фирмы Вестингауз с магнитными щитами, однако магнитная система здесь замкнута значительно более сильно.

Трудности применения железа могут быть обойдены с целью повышения индуктивности реактора, если применить подмагничивание железа постоянным током. В этом случае можно добиться как раз обратных результатов по сравнению с обычной катушкой с замкнутой железной цепью, т. е. малого реактанса при номинальном режиме и очень большого при коротком замыкании.

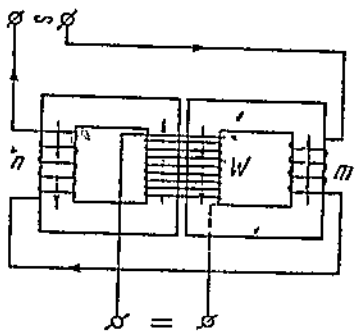
На фиг. XIII, 19 представлена принципиальная схема реактора с подмагничиванием, разработанная в ВЭИ инж. Л. И. Мойжесом.

Сам реактор состоит из разветвленного сердечника, на крайних стержнях которого сидят обмотки n

и m. Эти обмотки, будучи соединенными последовательно, образуют цепь переменного тока. Если бы реактор не получал никакого подмагничивания постоянным током, то его индуктивность была бы очень велика, так как магнитный поток в этом случае способен колебаться в широких пределах

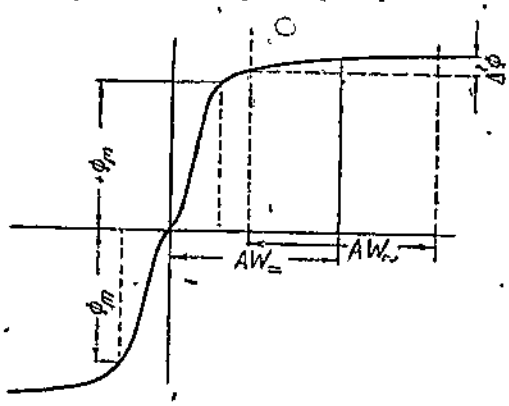
$$+\Phi_m \ldots -\Phi_m \text{ (фиг. XIII,20)}$$

при незначительном изменении переменного тока. При наложении обмотки w и появлении в ней постоян-



Фиг. XIII, 19

ного тока дело существенно меняется. Теперь уже колебание тока (ампервитков) в обмотке переменного тока будет накладываться на ампервитки постоянного тока AW и вызовет лишь незначительное колебание магнитного потока $\Delta\Phi$ и, следовательно, э. д. с. самоиндукции будет невелика. Можно обеспечить падение напряжения на реакторе при номинальном



Фиг. XIII, 20

режиме не более 10%. При появлении в цепи короткого замыкания постоянное магнитное поле должно быть снято, и индуктивность реактора быстро достигает очень высокого значения, при котором ток делается даже меньшим, чем при номинальном режиме. Обмотка постоянного тока, как видно из фиг. XIII, 19, размещена так, что в ней не наводится высокое напряжение переменного тока, так как сумма магнитных потоков переменного тока в среднем сердечнике равна нулю. Быстрота действия реактора зависит от того, как скоро удастся разорвать постоянный ток в обмотке w. Для этой цели используется быстродействующий автомат. Однако нет надобности полностью снимать постоянное магнитное поле. Имеет даже прямой смысл оставлять около 50% ампервитков постоянного тока, так как при этом ток короткого замыкания удается получить не меньше, а несколько больше номинального тока, что значительно облегчает устройство защиты и селективного отключения поврежденного участка.

XIII,9. ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ (РЕЗИСТОРЫ)

Иногда для целей ограничения токов короткого замыкания используются активные сопротивления с постоянным и переменным сопротивлением. Постоянное сопротивление применяется главным образом для присоединения трансформаторов напряжения, где нормально протекают незначительные токи. В силовых цепях постоянные сопротивления создали бы слишком значительные потери при номинальном режиме, что экономически не может быть оправдано. Однако для этой цели можно брать сопротивление с сильно зависимой характеристикой от температуры, т. е. с большим положительным температурным коэфициентом сопротивления. При этом ограничение тока короткого замыкания получается за счет увеличения сопротивления материала. При номинальном режиме температура невелика и сопротивление резистора составляет незначительную величину (порядка 0,5%). При появлении большого тока материал резистора разогревается и сопротивление его повышается до 4—5% (относительно номинального режима). В качестве материала для изготовления резисторов можно брать по возможности чистое железо, которое обладает высоким температурным коэфициентом α. Считают, что α может быть принято для чистого железа равным до 0,01. Тогда при перегреве железа до 800°С увеличение сопротивления можно принять равным в

$$\frac{R_\tau}{R_1} = 1 + \alpha\tau = 1 + 0{,}01 \cdot 800 = 9 \text{ раз.}$$

Основным недостатком железных резисторов является то, что они не ограничивают ток короткого замыкания в начальный период, вследствие чего значения ударных токов могут оказаться очень высокими.

Необходимо отметить относительную дешевизну этих аппаратов в сравнении с реакторами, малые габариты и благоприятные условия для отключения токов короткого замыкания коммутационными аппаратами, для работы которых большое значение имеет величина $\cos\varphi$ цепи. Чем выше $\cos\varphi$, тем легче гасится дуга переменного тока. Отрицательной стороной является то, что резисторы создают большие потери и слабо ограничивают ударное значение тока короткого замыкания.

ГЛАВА XIV
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

XIV,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При эксплоатации электростанций и подстанций необходимо контролировать и измерять величины токов, напряжений, мощностей и энергии. Контрольно-измерительные приборы и защитные аппараты (реле) сосредоточиваются в нескольких местах (щитах) управления для возможности наблюдения и управления работой станций и подстанций из небольшого числа пунктов.

Для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала на щитах управления не должно быть ни одной части, находящейся под высоким напряжением. Важно поэтому не только трансформировать измеряемые токи и напряжения до удобных для практики величин, но и изолировать на полное напряжение цепь первичной коммутации от цепи вторичной коммутации. Необходимо иметь в виду и то, что при наличии измерительных трансформаторов возможно использование для целей измерения и защиты стандартных приборов, имеющих обмотки, рассчитанные на стандартные величины тока и напряжения (5 A и 100 V).

Для обеспечения всех указанных выше условий служат так называемые трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Первичные обмотки этих приборов включаются в систему высоковольтных проводов, а вторичные обмотки служат для питания измерительных и защитных приборов.

В зависимости от степени точности, которую необходимо получить при измерениях, и от назначения цепи вторичной коммутации (служит ли она для целей защиты или измерения) выбираются классы точности трансформаторов тока и напряжения и их типы.

XIV,2. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

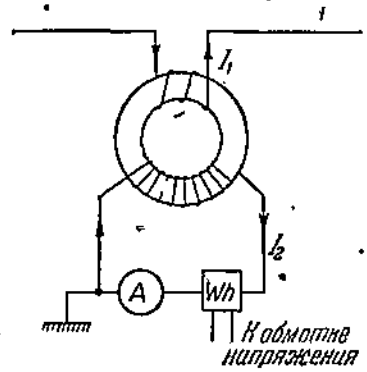
Трансформатор тока (фиг. XIV,1) состоит из следующих основных частей: первичной и вторичной обмоток и сердечника, выполняемого обычно из специальной трансформаторной стали. Как видно из фиг. XIV,1, первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока. Первичная обмотка может состоять из одного витка (стержня) или нескольких витков. На сердечнике помещается вторичная обмотка, в цепь которой включаются необходимые приборы. Вторичная обмотка в целях предотвращения возможности появления в ней высоких потенциалов при пробоях с первичной на вторичную обмотку должна быть заземлена (ПТЭ, § 700). Сопротивление вторичной внешней цепи, вообще говоря, невелико, поэтому режим работы трансформатора тока близок к режиму короткого замыкания.

Величина вторичного тока определяется, в идеале, первичным током и соотношением витков первичной и вторичной обмоток:

$$I_2 = I_1 \frac{w_1}{w_2} A,$$

где I_1 и w_1 — ток и число витков в первичной обмотке; а I_2 и w_2 — то же во вторичной обмотке.

В действительности, первичный ток трансформируется не полностью, а часть его идет всегда на создание магнитного потока и покрытие активных потерь на гистерезис и токи Фуко в сердечнике.



Фиг. XIV,1

Чем меньше ампервитки намагничения, тем точнее трансформатор тока. При построении трансформаторов тока стремятся по возможности снизить величину намагничивающего тока, допуская малые магнитные индукции в сердечнике и применяя сталь с высокими магнитными качествами.

Опасным режимом для трансформатора тока является режим работы с разомкнутой вторичной обмоткой ($z_2=\infty$), что объясняется следующим. Ток первичной обмотки трансформатора тока не зависит от его конструкции, а определяется исключительно нагрузкой цепи, в которую он включен; даже при разомкнутой вторичной обмотке первичные ампервитки будут теми же, что и при нормальной работе. Замкнутая почти накоротко вторичная обмотка создает размагничивающие ампервитки; размыкание вторичной цепи уничтожает эти размагничивающие ампервитки, что и приводит к недопустимо большому магнитному потоку в сердечнике. Сердечник сильно разогревается и трансформатор тока может быть поврежден.

Необходимо еще иметь в виду, что на зажимах вторичной обмотки при ее размыкании появляется высокое напряжение, опасное для жизни обслуживающего персонала и для изоляции обмоток контрольных и измерительных приборов.

Токовая погрешность трансформаторов тока, выраженная в процентах, согласно ОСТ на измерительные приборы, определяется выражением

$$\Delta k\% = \frac{k_n I_2 - I_1}{I_1} 100,$$

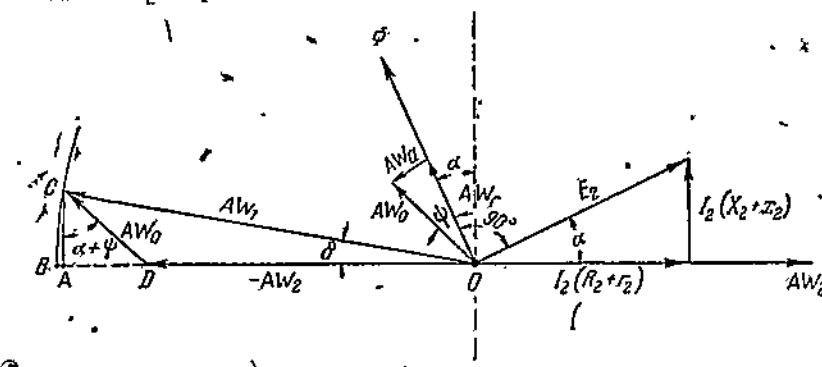
где I_1 и I_2 — токи первичной и вторичной обмоток;
k_n — номинальный, обозначенный на щитке трансформатора тока, коэфициент трансформации.

Выясним, от каких факторов зависит величина токовой погрешности трансформаторов тока, для

чего обратимся к векторной диаграмме (фиг. XIV,2). На ней

$$I_2 w_2 = AW_2$$

—ампервитки вторичной обмотки. В фазе с AW_2 находится вектор активного падения напряжения во



Фиг. XIV, 2

вторичной цепи, сопротивление которой складывается из сопротивления R_2 вторичной обмотки трансформатора тока и сопротивления r_2 внешней сети (приборы и провода). Перпендикулярно вектору AW_2, опережая его на 90°, отложен вектор реактивного падения напряжения во вторичной цепи трансформатора тока

$$I_2(x_2 + X_2).$$

В последнем выражении x_2—реактивное сопротивление вторичной обмотки, а X_2 — внешней цепи.

Из векторной диаграммы видно, что

$$\Delta k\% = \frac{k_n I_2 - I_1}{I_1} 100 = \frac{AW_2 - AW_1}{AW_1} 100 = \frac{BD}{CO} 100.$$

Поскольку угол δ очень мал (обычно порядка одного градуса), можно с достаточной точностью считать $BD = AD$. Но так как $AD = AW_0 \sin(\alpha + \psi)$, то предыдущее уравнение примет вид

$$\Delta k\% = \frac{AW_0 \sin(\alpha + \psi)}{AW_1}. \qquad (XIV,1)$$

Формула (XIV, 1) показывает, что погрешность зависит от намагничивающих ампервитков AW_0. Чем больше эта величина, тем больше погрешность. Уменьшение величины AW достигается понижением магнитной индукции в сердечнике (увеличение сечения) и применением высококачественной стали. Погрешность возрастает также с увеличением сдвига фаз между током и э. д. с. вторичной цепи (α) и с увеличением угла ψ. Угол α будет тем меньше, чем меньше рассеяние вторичной обмотки трансформатора тока и чем меньше реактивное сопротивление внешней цепи. Угол ψ уменьшается с уменьшением потерь в сердечнике.

По формуле (XIV, 1) погрешность имеет только положительное или отрицательное значение в зависимости от того, что условиться считать положительной ошибкой. Принято считать за положительную погрешность, когда вторичный ток больше, чем $\frac{I_1}{k_n}$, т. е. чем первичный ток, разделенный на номинальный коэфициент трансформации. Исходя из сказанного и считая коэфициентом трансформации отношение $\frac{w_2}{w_1}$, получили бы, что погрешность всегда отрицательная. Однако номинальный коэфициент трансформации не обязательно должен быть взят равным $\frac{w_2}{w_1}$, т. е. отношению числа витков вторичной и первичной обмоток, он может быть взят отличным от этой величины. Следовательно, путем подбора соотношения витков первичной и вторичной обмоток можно получить при изменении условий нагрузки трансформатора тока как положительные, так и отрицательные погрешности, причем нулевая погрешность в токе может иметь место где-либо в области токов порядка номинального. Итак подбором соотношения витков обеспечивается малая погрешность в определенной зоне токов, а снижением намагничивающих витков и рассеяния трансформатора тока — слабая зависимость погрешности от тока.

Второй весьма важной величиной, характеризующей трансформатор тока, является угловая погрешность, т. е. угол между вектором

$$AW_2 \text{ и } AW_1.$$

Значение этого угла очень важно, так как при некоторых измерениях он может внести большую погрешность, например, при измерении мощности, при $\cos\varphi$, близком к нулю, небольшая погрешность в угле внесет значительную ошибку. Трансформаторы тока имеют различные пределы угловой погрешности в зависимости от их типа и нагрузки.

Из векторной диаграммы следует

$$\sin\delta = \frac{AC}{OA} = \frac{CD\cos(\alpha+\psi)}{OA}.$$

Считая $\overline{OA} = AW_1$ и учитывая, что угол δ очень мал, т. е. принимая, что $\delta = \sin\delta$, можем написать

$$\delta = \frac{AW_0 \cos(\alpha+\psi)}{AW_1}.$$

Полученная формула выражает угол в радианах. Выражение угла погрешности в минутах будет

$$\delta' = \delta \cdot 57{,}3 \cdot 60 = 3\,440\delta \text{ минут}$$

или $$\delta' = 3\,440 \cdot \frac{AW_0}{AW_1} \cos(\alpha+\psi) \text{ минут}.$$

Угловая погрешность будет, следовательно, тем больше, чем больше намагничивающие витки трансформатора тока и чем больше угол $(\alpha+\psi)$, т. е. по-

грешность в угле будет меньше при большей индуктивности вторичной цепи.

Из рассмотрения погрешностей трансформатора тока как в токе, так и в угле видно, что решающее влияние на его качество оказывает величина намагничивающих ампервитков. Снижение намагничивающих ампервитков может достигаться рядом способов: снижением сопротивления вторичной цепи (в связи с чем падает магнитный поток трансформатора тока), увеличением сечения сердечника, сокращением длины силовой линии. Однако самым эффективным способом уменьшения AW_0 является применение в качестве материала для сердечников сплавов с высокой начальной магнитной проницаемостью, например, пермаллоя[1]. При этом можно повысить точность и мощность трансформаторов или значительно сократить число ампервитков, что дает, с одной стороны, экономию меди, а с другой — ведет к повышению электродинамической устойчивости трансформатора тока.

Необходимо отметить, что по условиям эксплоатации электростанций и подстанций к трансформаторам тока предъявляются различные требования. Например, для огромного большинства измерительных приборов трансформаторы тока должны иметь достаточную точность в пределах до номинальных токов. При увеличении тока сверх номинального желательно, чтобы вторичный ток не рос пропорционально первичному току, а увеличивался бы медленнее; при очень значительных увеличениях первичного тока вторичный ток, достигнув некоторого максимума, должен практически оставаться постоянным. Это требование объясняется желанием ограничить ток во вторичной обмотке при коротких замыканиях в первичной обмотке до такой величины, которая не привела бы к разрушению обмоток и контактов измерительных приборов вследствие их чрезмерного нагрева. Трансформаторы тока, удовлетворяющие этому требованию, будут иметь сравнительно небольшое сечение сердечника, что и обусловит его насыщение при больших токах.

С другой стороны, для некоторых приборов релейной защиты желательно сохранение соотношения между первичным и вторичным токами в возможно более широких пределах. Соблюдение последнего требования потребует большого сечения сердечника трансформатора тока.

В большинстве электрических цепей станций и подстанций устанавливаются одновременно приборы релейной защиты и измерительные приборы. Разные требования, предъявляемые релейной защитой и измерительными приборами, вызывают желание разделить вторичные цепи этих приборов и т. о. приводят к необходимости иметь два трансформатора тока. Поскольку, однако, установка двух трансформаторов тока повела бы к значительному увеличению размеров распределительных устройств и т. д., появляется потребность в двухкерновых трансформаторах тока, имеющих одну первичную обмотку, два сердечника и две вторичные обмотки.

При дифференциальной релейной защите, основанной на сравнении двух или нескольких токов в одной или нескольких цепях, трансформаторы тока должны иметь идентичные характеристики.

Приведенные примеры показывают, насколько разнообразны требования, предъявляемые к трансформаторам тока, и насколько тщательно должен производиться их выбор для различных цепей на электростанциях и подстанциях.

Нагрузочная способность трансформаторов тока в каталогах характеризуется нагрузкой вторичной обмотки, выраженной в VA. Последняя величина представляет собой произведение квадрата номинального тока вторичной цепи на ее сопротивление. Различным нагрузкам вторичной цепи соответствует и определенный класс точности.

Чем больше нагрузка вторичной цепи, тем больше получаемые погрешности.

Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока берется, как правило, равным 5 А. Для специальных целей изготовляются трансформаторы тока с номинальным вторичным током 1 и 10 А.

XIV,3. КЛАССЫ ТОЧНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

В зависимости от области применения трансформатора тока к нему предъявляют и соответствующие требования в отношении точности. Если к трансформаторам тока для измерительных приборов предъявляют требования в отношении точности при номинальном режиме, то для трансформаторов к приборам релейной защиты это требование в некоторых случаях не имеет значения; имеют существенное значение погрешности в токе при больших токах, т. е. при коротких замыканиях.

Выбор трансформаторов тока довольно сложен и требует учета различных факторов. Класс точности трансформатора тока определяет погрешность в токе и угловую погрешность. Как было указано ранее, обе погрешности в сильной степени зависят от сопротивления вторичной цепи и от нагрузки трансформатора тока, и поэтому, когда мы рассматриваем вопрос о погрешностях трансформатора тока, условия их работы должны быть строго определены. По величине гарантируемых ошибок измерительные трансформаторы тока согласно ОСТ подразделяются на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3 и 10. Эти цифры означают предельные допустимые погрешности в токе при номинальном режиме.

В табл. XIV, 1 приведены величины погрешностей в токе и угле для каждого класса точности.

Трансформаторы тока класса 0,2 изготовляются главным образом для специальных лабораторных измерений, где требуется сравнительно высокая степень точности измерения. Классы 0,5 и 1 предназначаются для ваттметровых приборов и для счетчиков.

[1] Пермаллой — сплав стали с никелем.

Таблица XIV,1

Предельно допускаемые ошибки трансформаторов тока

Класс	Первичная сила тока в % от номинальной	Максимальное значение погрешности		Условия вторичной нагрузки
		в токе в %	в угле в минутах	
0,2	120—100	±0,2	±10	Для вторичной нагрузки от 25 до 100% номинального значения и при вторичном коэфициенте мощности $\cos\varphi_2 = 0{,}8$. При этом номинальное значение вторичной нагрузки должно быть не ниже 0,15 ом для трансформатора тока с номинальным вторичным током 5 А и не ниже 1,5 ом для трансформатора тока с номинальным вторичным током в 1 А.
	20	±0,35	±15	
	10	±0,5	±20	
0,5	120—100	±0,5	±40	
	20	±0,75	±50	
	10	±1,0	±60	
1	120—100	±1,0	±80	
	20	±1,5	±100	
	10	±2,0	±120	
3	120—50	±3	Не нормируется	
10	120—50	±10	То же	

XIV,4. ТИПЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Существует большое разнообразие конструкций трансформаторов тока, которые можно разделить на следующие основные типы:

1. Одновитковые: шинные, стержневые, встроенные или бушинговые.

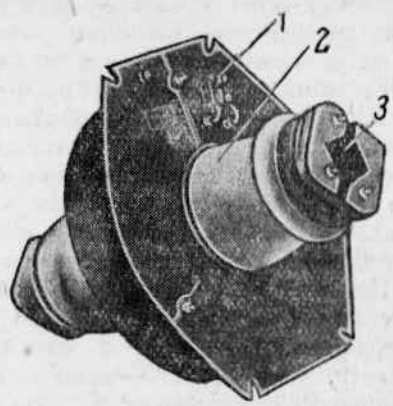
2. Многовитковые: катушечные, с петлевой обмоткой, восьмерочные.

По способу монтажа можно различать кроме того опорные и проходные.

Некоторые из указанных выше типов выполняются только как опорные (например, восьмерочные) или только как проходные (например, стержневые трансформаторы). Многовитковые трансформаторы с петлевой обмоткой и катушечные строятся и как проходные и как опорные.

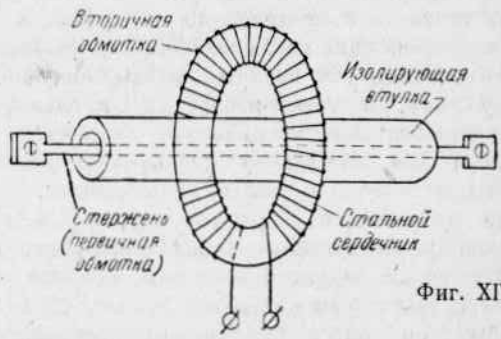
Различие трансформаторов тока можно усматривать еще и в других их частях, например, в конструкции сердечников, которые могут быть прямоугольного сечения, собранными из отдельных изолированных друг от друга листов, или кольцевыми, наматываемыми из ленты.

Одновитковые трансформаторы тока. Простейшими одновитковыми трансформаторами являются так называемые шинные трансформаторы тока. Они изготовляются обычно на большие токи (2 000 А и выше) (фиг. XIV, 3). У этих трансформаторов первичной обмоткой служат шины установки, продеваемые на месте монтажа в окно *3* трансформатора тока. Изоляцией первичной обмотки (шины) от вторичной обмотки и от сердечника служит обычно фарфоровый проходной изолятор *2*. Для лабораторных целей проходные изоляторы выполняются иногда бакелитовыми. Концы вторичной обмотки выведены на клеммную доску *1*. Для меньших величин токов выполняются стержневые трансформаторы тока (фиг. XIV, 4), имеющие в первичной цепи тоже только один виток. Стержневые трансформаторы надежны в отношении электродинамических воздействий и перенапряжений.



Фиг. XIV, 3

Действительно, наличие одного стержня, плотно встроенного в трансформатор, создает незначительные электродинамические усилия внутри трансформатора, вследствие чего он допускает большие кратности ударного тока. С другой стороны, отсутствие катушек



Фиг. XIV, 4

в первичной обмотке стержневого трансформатора (а также и в шинном) обусловливает отсутствие отражения набегающей на трансформатор волны перенапряжения. Отсутствие рядом лежащих витков также делает одновитковый трансформатор очень надежным в отношении перенапряжений. Недостатком одновитковых трансформаторов, и в частности стержневых, является то, что их труднее выполнить с классом точности 0,5 и 1 на токи в первичной цепи, меньшие 300 — 400 А.

Для поддержания точности на необходимом уровне при токах, меньших 300 А, пришлось бы пойти на увеличение размеров сердечника, что является неэкономичным.

При высоких напряжениях (100 — 200 kV) широкое распространение получили одновитковые бушинговые трансформаторы тока, встроенные в масляные выключатели. Они насаживаются на втулку проходного изолятора и располагаются под крышкой выключателя. Преимуществом встроенного трансформатора тока является его большая простота и низкая стоимость, обусловленная использованием уже существую-

щей изоляции вводов выключателя и отсутствием потребности в специальном месте для его установки.

В настоящее время в связи с развитием выключателей с малым объемом масла и фарфоровой изоляцией встроенные трансформаторы тока начали выполняться многовитковыми и даже каскадными (выключатель на 287 kV фирмы GEC). В таких выключателях для размещения трансформаторов тока используются колонки опорных фарфоровых изоляторов.

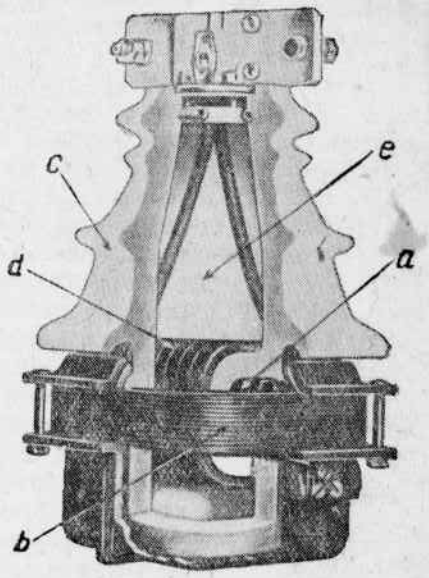


Фиг. XIV, 5

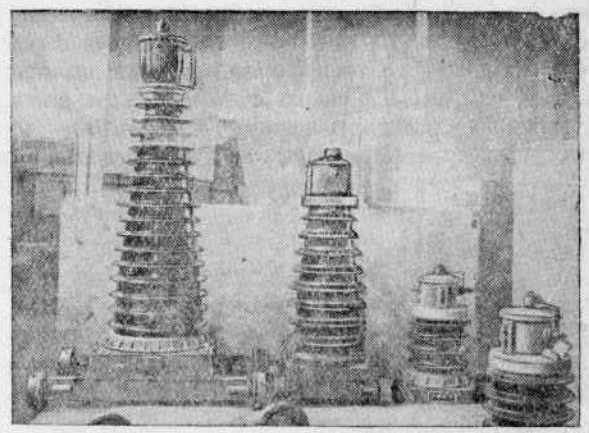
Многовитковые трансформаторы тока. Простейшим многовитковым трансформатором тока является катушечный трансформатор. На фиг. XIV, 5 представлен катушечный трансформатор тока типа ТКФ на 3 kV завода «Электроаппарат». Трансформаторы тока такого типа изготовляются на токи от 5 до 600 А. Первичная обмотка катушечных трансформаторов наносится на фарфоровый каркас, под которым на сердечнике помещается вторичная обмотка трансформатора. Сердечник трансформатора собирается из Г-образных пластин из трансформаторной стали. Благодаря применению фарфоровой изоляции катушечные трансформаторы не боятся сырых помещений, но должны устанавливаться только в закрытых помещениях, так как не имеют защиты от внешних атмосферных воздействий (дождя, пыли).

Довольно распространенными трансформаторами тока являются опорные трансформаторы. На фиг. XIV, 6 показан опорный трансформатор тока с поперечным отверстием, имеющий фарфоровую изоляцию на 6—10 kV. Как видно, форма фарфорового изолятора C довольно сложна. Он имеет отверстие a, через которое проходит сердечник b. На сердечнике, проходящем в отверстие, нанесена вторичная обмотка. Данный трансформатор имеет один сердечник. В случае двух вторичных обмоток имеются два сердечника различного сечения. Обмотка, сидящая на сердечнике большого сечения, служит для питания релейной защиты или для более точных измерений. Другая обмотка, сидящая на сердечнике, имеющем меньшее сечение, предназначена для обслуживания обычных измерительных приборов. Первичная обмотка трансформатора проходит через полость изолятора, образуя то или иное число витков. Свободная от первичной обмотки внутренняя полость изолятора e заполнена песком и графитом, благодаря чему смягчается удар входного и выходного концов первичной обмотки о фарфор при взаимодействии между этими концами во время короткого замыкания и повышается механическая прочность. Примесь графита к песку дает возможность выравнить потенциал на внутренней поверхности фарфорового изолятора, с одной стороны, а с другой — исключить последовательное включение с фарфоровой изоляцией воздушных промежутков, вследствие чего повышается электрическая прочность. Трансформаторы рассмотренного типа с поперечным отверстием изготовляются и в виде проходных.

Опорные трансформаторы тока выполняются как для наружных, так и для внутренних установок. Для



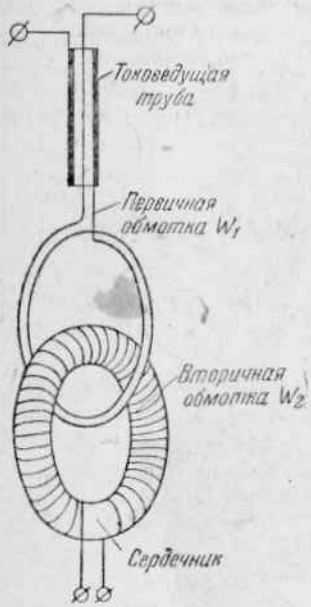
Фиг. XIV, 6



Фиг. XIV, 7

наружных установок представляет большой интерес трансформатор опорного типа с восьмерочной обмоткой. Внешний вид трансформаторов завода «Электроаппарат» такого типа на 154, 100 и 35 kV показан на фиг. XIV, 7. Он помещается весь в фарфоровой рубашке. Внутреннее устройство восьмерочного трансформатора тока показано на фиг. XIV, 8. Первичная обмотка имеет форму кольца, хорошо изолированного при помощи кабельной бумаги, пропитанной в масле. Первичная обмотка w_1 пронизывает железный сердечник, выполненный также в виде кольца, на котором

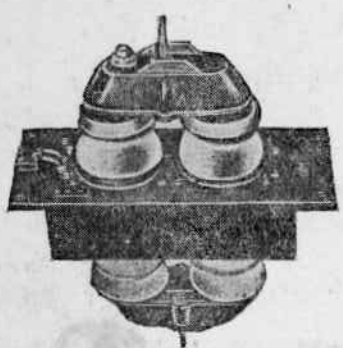
сидит плотно вторичная обмотка w_2. Благодаря распределению вторичной обмотки по всему железному кольцу получается система, обладающая очень малым рассеянием, что улучшает качество трансформатора. Вторичная обмотка сверху изолирована тоже кабельной бумагой. Внутренняя полость трансформатора тока заполняется маслом. Ввод с первичной стороны осуществляется в восьмерочных трансформаторах при помощи трубы (фиг. XIV, 8) таким образом, что одним концом служит сама труба, а второй конец обмотки пропускается сквозь нее. В электродинамическом отношении трансформатор с таким вводом и формой обмотки (кольцо) обладает большой устойчивостью. Недостатком восьмерочного трансформатора тока является сложность его изготовления. Обмотка и ее изоляция должны выполняться вручную.

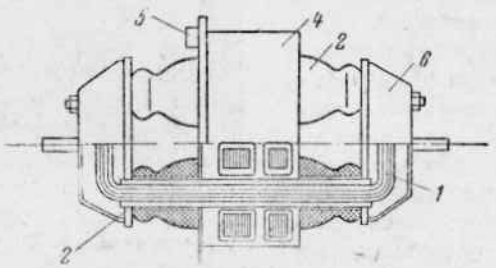


Фиг. XIV, 8

Трансформаторы тока восьмерочного типа высокого напряжения (100 kV и выше) имеют большие преимущества по сравнению, например, с баковыми, где требуется высоковольтный ввод и надежная изоляция обмотки от железного бака. Габариты бакового трансформатора тока значительно больше, чем восьмерочного с фарфоровым кожухом.

Большое распространение на практике имеют проходные трансформаторы тока с петлевой обмоткой. Внешний вид такого трансформатора завода «Электроаппарат» на 6 kV (тип ТПФ) показан на фиг. XIV, 9, а разрез на фиг. XIV, 10.


Фиг. XIV, 9



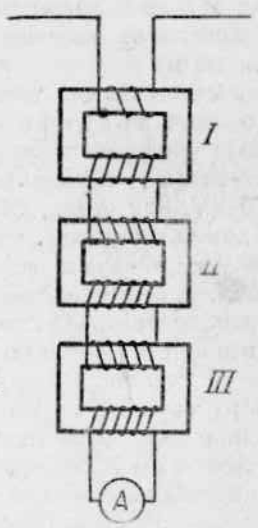
Фиг. XIV, 10

Такие трансформаторы тока с успехом используются в распределительных устройствах, где они кроме своего прямого назначения выполняют и функции проходных изоляторов. Первичная обмотка *1* петлевого проходного трансформатора тока имеет вид петли и располагается в двух изоляторах *2*, выполненных из фарфора. Сердечники *3* со вторичными обмотками располагаются в коробке *4* на фарфоровой трубе. Выводы вторичной обмотки присоединены к клеммной доске *5*. Такие трансформаторы ранее делались с бакелитовой изоляцией. Однако в последнее время бакелит оставлен и заменен фарфором. Фарфор уменьшает габариты и повышает надежность в отношении изоляции. Завод «Электроаппарат» делает проходные петлевые многовитковые трансформаторы (ТПФ) на все классы точности, как с одним, так и двумя сердечниками различного сечения. Необходимо отметить, что в трансформаторах тока с петлевой обмоткой возникают довольно значительные электродинамические усилия при коротких замыканиях, вследствие чего приходится довольно основательно скреплять концы изоляторов между собой при помощи отливок *6*.

Для очень высоких напряжений иногда применяются каскадные трансформаторы тока, что облегчает осуществление необходимой изоляции между первичной и вторичной обмотками.

Каскадные трансформаторы тока на очень высокое напряжение (110 kV и выше) приводят к более экономичному решению.

На фиг. XIV,11 приведена схема каскадного трансформатора тока, состоящего из трех элементов. Очевидно, что здесь изоляция всего трансформатора распределяется на три ступени и осуществление ее становится значительно более простым. Однако это упрощение в выполнении изоляции трансформатора тока требует трехкратной передачи мощности по ступеням из первичной цепи в цепь приборов низкого напряжения. С этой точки зрения каскадный трансформатор можно рассматривать как обычный трансформатор с повышенным сопротивлением вторичной цепи. Действительно, вместо сопротивления одной вторичной обмотки теперь имеют место пять таких обмоток, как бы включенных последовательно. Для того чтобы



Фиг. XIV, 11



Фиг. XIV, 12

не повышать слишком активное сопротивление цепи обмоток, их приходится выбирать большого сечения. Однако остается еще реактанс рассеяния отдельных ступеней, с которым бороться трудно и который требует довольно высокой э. д. с. для покрытия индуктивного падения напряжения. Таким образом приходится повышать сечение сердечников с тем, чтобы скомпенсировать в известной мере погрешность трансформатора тока.

На фиг. XIV,12 показан каскадный трансформатор тока, состоящий из трёх элементов (I—III). Этот трансформатор помещается в опорную колонну выключателя импульсного типа на 287 kV и является таким образом встроенным типом трансформатора тока.

XIV, 5. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

При набегании на первичную обмотку волн с крутым фронтом (импульсные перенапряжения), имеющих атмосферное или коммутационное происхождение, между витками первичной обмотки возникает значительная разность потенциалов, на которую изоляция отдельных витков не рассчитана. Очевидно, что такого рода опасность возникает главным образом в многовитковых трансформаторах тока.

Если трансформатор даже не подвержен действию опасных волн перенапряжения, то необходимо иметь в виду, что значительные перенапряжения на первичной обмотке могут иметь место и вследствие большого падения напряжения на ней при коротких замыканиях. В таких случаях особенно страдают многовитковые трансформаторы тока. При номинальном токе падение напряжения $\Delta U = I_n x$ очень невелико — порядка нескольких вольт. Реактивное сопротивление трансформатора тока колеблется от сотых долей ома до нескольких ом при большом числе витков в первичной обмотке. При этих обстоятельствах на трансформатор тока при коротком замыкании может падать очень большая доля напряжения сети и может возникнуть значительное перенапряжение в первичной обмотке, опасное для междувитковой изоляции.

Для исключения перенапряжений во вторичной обмотке необходимо принимать все меры к тому, чтобы исключить возможность размыкания вторичной цепи.

Для защиты первичной обмотки многовиткового трансформатора тока от импульсных перенапряжений служат два способа:

1. Включение параллельно первичным зажимам трансформатора тока искрового промежутка с добавочным или без добавочного сопротивления.

2. Шунтирование первичной обмотки сопротивлением.

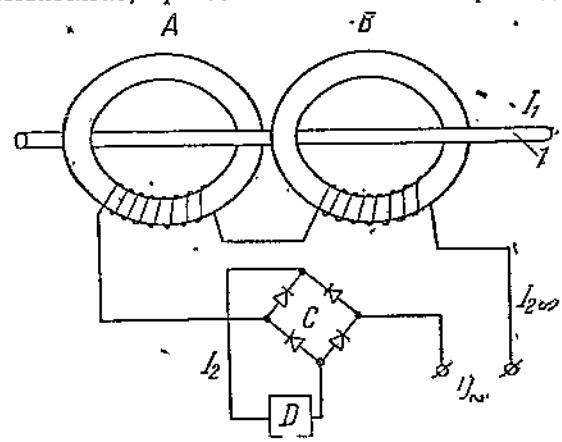
При защите разрядным искровым промежутком возникают трудности, состоящие в том, что приходится брать малые промежутки, точность регулирования которых сомнительна. Возможны случайные перекрытия промежутков при коротком замыкании, сваривание электродов промежутка и прекращение действия трансформатора вследствие закорачивания его первичной обмотки.

Более удачным методом защиты является шунтирование первичной обмотки трансформатора тока сопротивлением. При этом необходимо иметь в виду, что точность трансформатора тока требует увеличения этого сопротивления, в то время как защита от перенапряжений требует его понижения.

Чтобы удовлетворить по возможности обоим этим требованиям, шунтирующее сопротивление выполняется обычно из материала с характеристикой сопротивления, зависимой от напряжения. Таким материалом является, например, тирит.

XIV, 6. ТРАНСФОРМАТОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА

В связи с развитием установок постоянного тока высокого и низкого напряжений с очень большими величинами токов возникает потребность в разработке специальных измерительных приспособлений. Применение обычных шунтов нерационально, так как они не изолируют цепи высокого напряжения от измерительной аппаратуры и поглощают при измерении очень больших токов значительные мощности. Действительно, при токе в 20 000 A и при падении



Фиг. XIV,13

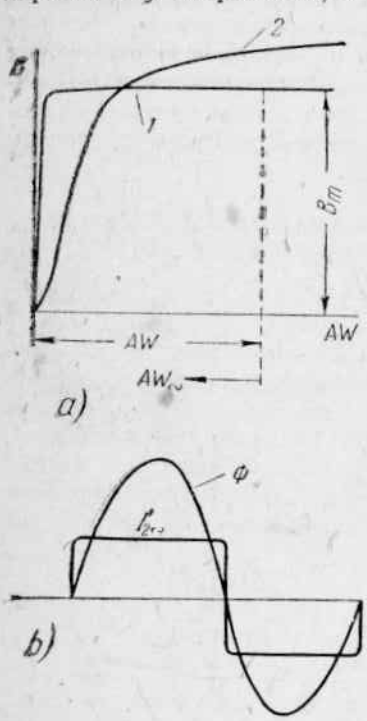
напряжения на шунте в 150 mV, поглощаемая мощность достигает 3 kW. Последнее вносит значительные трудности в осуществление шунтов из-за отвода тепла, габаритов устройств и т. п.

Заслуживают большого внимания специальные трансформаторы постоянного тока, использующие явления, возникающие при подмагничивании железа.

На фиг. XIV,13 приведена схема устройства трансформатора для измерения постоянного тока по Кремеру. Первичная его обмотка *1* имеет вид стержня, но может состоять и из нескольких витков в зависимости от величины измеряемого тока. Первичная обмотка сцеплена с двумя сердечниками A и B, выполненными из специального сплава типа пермаллой. Вторичные обмотки соединены последовательно так, что при протекании по ним переменного тока в один

полупериод один сердечник подмагничивается (дополнительно к действию первичной обмотки), а другой размагничивается; в следующий полупериод имеет место обратное явление.

Вторичная цепь присоединяется к синусоидальному переменному напряжению, и для того, чтобы иметь возможность пользоваться для измерения приборами постоянного тока D, во вторичную цепь последовательно вводятся сухие выпрямители C, включенные по схеме Греца.



Фиг. XIV, 14

Для того чтобы вторичный ток, текущий во вторичной цепи, по возможности близко отражал первичный ток, т. е. был бы ему прямо пропорционален, желательно, чтобы кривая намагничивания сердечников была по возможности близка к идеальной кривой *1*, изображенной на фиг. XIV,14. Под идеальной мы здесь понимаем такую характеристику, у которой магнитная индукция достигает своего максимального значения при очень малых ампервитках и далее остается практически неизменной. На том же чертеже дана кривая *2*, относящаяся к обычной стали.

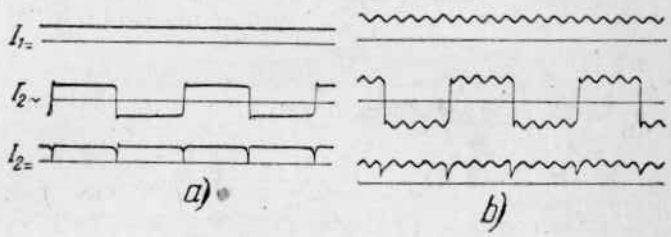
При таких условиях можно легко получить при синусоидальном приложенном напряжении U прямоугольную форму вторичного тока, амплитуда которого будет строго соответствовать величине постоянного тока, текущего в первичной цепи $I_{1(=)}$.

Действительно, как видно из фиг. XIV,13, ампервитки постоянного тока $AW_{1(=)}$ намагничивают оба сердечника A и B, при этом индукция в железе составляет величину B_m. При наложении вторичной цепи на переменное напряжение в ней потечет переменный ток I_2. Рассмотрим ту половину периода переменного тока, когда сердечник A будет размагничиваться. Для того чтобы во вторичной цепи навелась противо-э. д. с., уравновешивающая приложенное синусоидальное напряжение, необходимо, чтобы образовалось синусоидальное во времени изменение магнитного потока.

При сердечнике из пермаллоя индукция в значительных пределах остается постоянной и ампервитки переменного тока $AW_{\sim}$, действуя размагничивающим образом по отношению к постоянному току, вначале будут изменяться, не вызывая почти никакого изменения магнитной индукции в железе. Нарастание тока во вторичной цепи вначале поэтому будет итти с очень высокой скоростью, как показано на фиг. XIV,14 (внизу). Однако, когда ампервитки (ток) вторичной цепи достигнут значения ампервитков первичной цепи (постоянного тока), магнитная индукция начнет резко меняться (падать) и при этом для ее изменения по синусоидальному закону уже почти не требуется дальнейшее возрастание ампервитков.

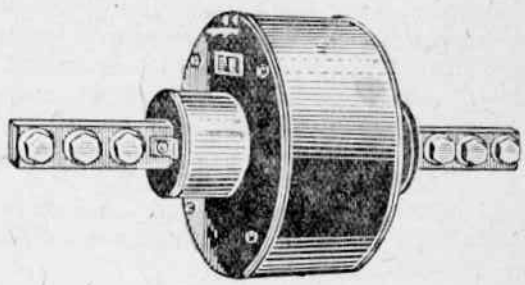
Таким образом обеспечивается синусоидальное изменение магнитного потока в железе при прямоугольной форме вторичного тока I_2. Необходимо иметь в виду, что когда имело место размагничивание сердечника A, сердечник B намагничивался и действие его практически не сказывалось, так как магнитная индукция в нем оставалась неизменной. При опрокидывании полярности в действие вступит второй сердечник B, так как теперь он будет размагничиваться и ограничивать кривую тока в виде прямоугольника; сердечник же A при этом никакой роли играть не будет.

Благодаря наличию выпрямителя во вторичной цепи можно получить в цепи измерительного прибора D (фиг. XIV,13) выпрямленный ток почти без всяких колебаний.



Фиг. XIV, 15

На фиг. XIV,15a представлена осциллограмма первичного $I_{1=}$, вторичного $I_{2\sim}$ тока и тока в измерительном приборе $I_{2=}$. На фиг. XIV,15b показано, как передаются колебания тока из первичной цепи во вторичную. Мы видим, что во вторичной цепи получается почти полное отражение того, что имеет место в первичной, т. е. получается действительно измерительный трансформатор постоянного тока. Такой трансформатор обладает достаточной точностью. Могут быть получены «трансформаторы» постоянного тока с классами точности, отвечающими ГОСТ на измерительные трансформаторы переменного тока.



Фиг. XIV, 16

Изложенная выше схема не требует большой тщательности в сохранении постоянства переменного напряжения на вторичной обмотке. Из самого принципа понятно, что довольно значительное изменение напряжения на вторичной обмотке не может привести к сколько-нибудь существенному изменению ошибки в измерениях. Например, по данным AEG при колебании напряжения $U_{\sim}$ в пределах $\pm 15\%$ ошибка трансформатора тока в зависимости от применяемого материала лежит в пределах $\pm 0{,}1 \div 0{,}3\%$.

На фиг. XIV,16 показан трансформатор постоянного тока на 3 000 А в первичной обмотке и 1 А во вторичной цепи. Мощность, поглощаемая приборами, может быть допущена в 30 VA.

XIV,7. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ

Нормальный трансформатор напряжения состоит из трех основных частей: первичной обмотки высокого напряжения, сердечника и вторичной обмотки низкого напряжения. Первичная обмотка присоединяется к проводам высокого напряжения (фиг. XIV,17), а ко вторичной обмотке присоединяются измерительные, контрольные и защитные приборы.

Векторная диаграмма трансформатора напряжения изображена на фиг. XIV,18. Первичное напряжение U'_1 равно геометрической сумме напряжения вторичной обмотки и падений напряжений в первичной и вторичной обмотках. Треугольник ABC представляет падение напряжения в первичной обмотке от тока холостого хода I_0, а треугольник CGD — от тока нагрузки в обеих обмотках.

Как видно из векторной диаграммы, разность между приведенным первичным и вторичным напряжениями в сильной степени зависит от внутренних параметров трансформатора напряжения (ток холостого хода, сопротивление обмоток) и от нагрузки вторичной обмотки. Эта разность и определяет погрешность при измерении напряжения. Погрешность обычно определяется погрешностью в коэфициенте трансформации, выраженной в процентах.

Погрешность в коэфициенте трансформации выражается формулой

$$\Delta k\% = \frac{U_2 - \frac{U_1}{k_n}}{\frac{U_1}{k_n}},$$

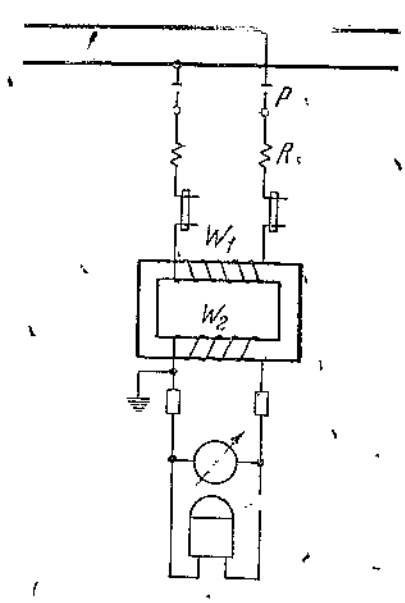
где k_n — номинальный коэфициент трансформации, т. е. обозначенный на щитке трансформатора напряжения.

Отметим, что номинальный коэфициент трансформации не обязательно равен отношению витков первичной и вторичной обмоток $\frac{w_1}{w_2}$. Для уменьшения погрешности в зоне будущих нагрузок трансформатора увеличивают число витков вторичной обмотки.

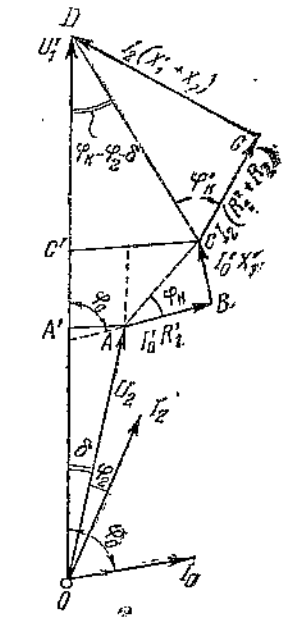
Если допустить, что номинальный коэфициент трансформации принят равным отношению числа витков, то погрешность трансформатора, учитывая, что угол δ (фиг. XIV,18) мал, может быть выражена условно следующим образом:

$$\Delta k\% = \frac{OD - OA'}{OD} 100\% = \frac{A'D}{OD} 100\%. \quad \text{(XIV,2)}$$

Это выражение показывает, что погрешность в коэфициенте трансформации будет только отрицательной. В действительности вследствие иного соотношения витков первичной и вторичной обмоток по-



Фиг. XIV, 17



Фиг. XIV, 18

грешности могут быть отрицательными и положительными. Установим изменение погрешности в зависимости от различных параметров.

Из векторной диаграммы имеем

$$A'D = A'C' + C'D,\quad A'C' = AC\cos(\varphi_0 - \varphi_k),$$
$$DC' = DC\cos(\varphi'_k - \varphi_2 - \delta),$$
$$\text{но } CA = \frac{I_0R'_1}{\cos\varphi_k} \text{ и } DC = \frac{I_2(R'_1+R_2)}{\cos\varphi'_k},$$

где R'_1 — приведенное активное сопротивление первичной обмотки;

R_2 — активное сопротивление вторичной обмотки.

Принимая $\varphi_k = \varphi'_k$, что очень близко к действительности, и пренебрегая малым углом δ после подстановки значения $C'A'$ и DC' в уравнение (XIV,2), получим

$$\Delta k\% = \frac{I'_0R'_1\cos(\varphi_0-\varphi_k) + I_2(R_2+R'_1)\cos(\varphi_k-\varphi_2)}{U'_1\cos\varphi_k}.$$

Аналогичным способом можно получить, что погрешность в угле составит

$$\delta = \frac{I_2(R_2+R'_1)\sin(\varphi_k-\varphi_2) - I_0R'_1\sin(\varphi_0-\varphi_k)}{U'_1\cos\varphi_k}.$$

Из выведенных соотношений видно, что трансформатор напряжения имеет погрешность уже при холостом ходе, т. е. при $I_2=0$. С возрастанием нагрузки (I_2) эта погрешность также увеличивается. Однако путем изменения отношения числа витков можно с возрастанием нагрузки получить изменение знака, т. е. чтобы вначале с возрастанием нагрузки погрешность уменьшалась и проходила бы через нуль при нагрузке, близкой к номинальной.

Погрешности в угле, а также коэфициенте трансформации сильно зависят от внутренних активных и реактивных сопротивлений трансформатора и потому необходимо стремиться к их уменьшению, что требует затраты активных материалов. Для уменьшения тока холостого хода, который также увеличивает погрешность коэфициента трансформации, необходимо применять качественную сталь.

Погрешности трансформатора напряжения зависят от $\cos\varphi_2$, т. е. от характера вторичной нагрузки. Особенно сильно $\cos\varphi_2$ влияет на угловую ошибку, что хорошо видно из фиг. XIV,18. На погрешности в коэфициенте трансформации, как следует из той же диаграммы, $\cos\varphi_2$ оказывает небольшое влияние—основным фактором является нагрузка трансформатора напряжения.

Кроме указанного на погрешности влияют отклонения напряжения на зажимах первичных обмоток, поскольку это ведет к изменениям намагничивающего тока и т. д.

Погрешности в коэфициенте трансформации и в угле должны быть ограничены. Первые из них искажают величину измеряемого напряжения, а вторые влияют на ваттметровые приборы (счетчики, ваттметры, реле, основанные на ваттметровом принципе).

Номинальное напряжение вторичных обмоток трансформаторов напряжений в соответствии со стандартом на измерительные приборы принимается равным 100 V. Нагрузочная способность трансформаторов напряжения оценивается номинальной мощностью в VA, которую можно получить с вторичной обмотки, причем обе погрешности в этом случае не будут выходить за пределы класса точности для данного трансформатора. Кроме того в каталогах обычно указывается и максимальная мощность, которая может быть получена от трансформатора напряжения (см. приложение). При этой нагрузке погрешности выходят за пределы, установленные классом точности, и достигают очень больших значений (не нормируются).

Трансформаторы напряжения присоединяются к установке (фиг. XIV,17) через разъединители P, ограничивающие сопротивления R и плавкие предохранители. Разъединители служат для отключения и включения трансформаторов. Поскольку ток первичной обмотки этих аппаратов очень мал (порядка сотых долей ампера), отключение трансформатора напряжения не может привести к дуге на контактах разъединителей. Защита трансформаторов напряжения от внутренних повреждений осуществляется плавкими предохранителями. Для того чтобы не брать предохранители способные разорвать большие мощности коротких замыканий, до предохранителей включаются ограничивающие активные сопротивления R. Последние, так как они берутся очень большой величины, при повреждениях в цепи трансформаторов напряжения резко снижают ток короткого замыкания.

Во вторичной цепи трансформаторов напряжения также устанавливаются плавкие предохранители, которые перегорают при повреждении в этой цепи. Отсутствие этих предохранителей в случаях повреждений во вторичной цепи привело бы к перегоранию высоковольтных предохранителей, смена которых сопряжена с большими неудобствами и расходами.

Для предотвращения возможности появления высокого потенциала в цепи вторичного напряжения трансформаторов (при пробое с первичной на вторичную обмотку) один из концов ее всегда заземляется (фиг. XIV,17).

XIV,8. КЛАССЫ ТОЧНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

В зависимости от области применения трансформатора напряжения к нему предъявляются различные требования.

По величине гарантируемых погрешностей трансформаторы напряжения союзного изготовления разделяются на четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1 и 3, причем за наименование класса точности принята величина предельной процентной погрешности коэфициента трансформации. Данные о погрешностях трансформаторов напряжения различных классов точности приведены в табл. XIV,2.

Таблица XIV, 2

Класс точности	Погрешности	
	$\Delta k\%$	δ
0,2	$\pm$ 0,2	$\pm$ 10
0,5	$\pm$ 0,5	$\pm$ 20
1	$\pm$ 1,0	$\pm$ 40
3	$\pm$ 3,0	Не нормируется

Трансформаторы напряжения класса 0,2 изготовляются главным образом для специальных лабораторных измерений. Трансформаторы других классов используются на электростанциях и подстанциях.

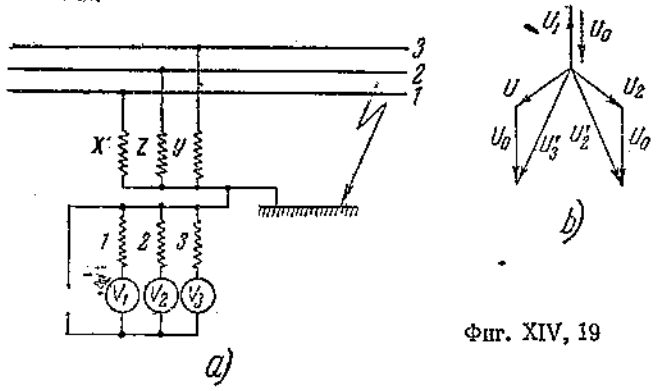
Как следует из изложенного ранее, погрешности трансформатора напряжения в сильной степени зависят от нагрузки вторичной цепи и потому при выборе их для работы в определенном классе точности необходимо учитывать величину нагрузки и ее коэфициент мощности.

XIV,9. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ

В системах с незаземленной нейтралью предусматриваются сигнальные устройства, дающие знать о повреждениях изоляции, связанных с замыканием на землю. Такие устройства основаны на измерениях напряжений проводов трехфазной системы по отношению к земле. Принципиальная схема включения

трансформаторов напряжения и измерительных приборов для этой цели показана на фиг. XIV,19a и b.

При нормальной работе все три вольтметра показывают фазовые напряжения. В случае замыкания на землю одной из фаз установки, например, *1*, она получит потенциал земли, а две другие — потенциалы,



Фиг. XIV, 19

равные линейному напряжению (фиг. XIV,19b). Поскольку первичная обмотка фазы *1* трансформатора напряжения вследствие заземления нулевой точки трансформатора на высоком напряжении будет закорочена, вольтметр этой фазы покажет нуль. Две другие фазы трансформатора напряжения окажутся под линейным напряжением, следовательно, и вольтметры этих фаз покажут линейные напряжения. При частичном заземлении фазы *1* вольтметр даст показания меньшие, чем два другие.

Из сказанного следует, что схема фиг. XIV,19a позволяет не только узнать о наличии заземления, но и установить поврежденную фазу.

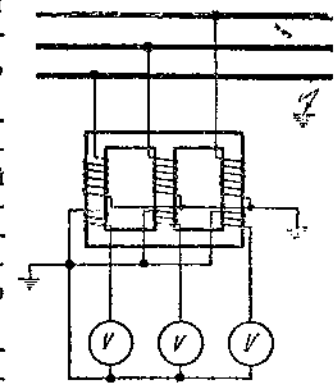
При измерениях состояния изоляции нулевая точка высокого напряжения трансформаторов напряжения должна быть обязательно заземлена. Отсутствие этого заземления приведет к тому, что и при замыканиях на землю фаз установки все три вольтметра будут продолжать показывать фазовые напряжения. Последнее объясняется тем, что треугольник линейных напряжений в установках с незаземленной нейтралью не претерпевает изменений и при замыканиях на землю какой-либо из фаз установки, что видно из фиг. XIV,19b.

Для целей контроля изоляции применяются однофазные трансформаторы напряжения, соединяемые в звезду с заземлением полученной нулевой точки высшего напряжения, или особые трехфазные трансформаторы напряжения с четырех- или пятистержневыми сердечниками. Обычные трехфазные трансформаторы — с трехстержневым сердечником — для контроля изоляции не применимы (фиг. XIV,20). Последнее объясняется следующим:

При заземлении одной из фаз установки первичная обмотка трансформатора напряжения этой фазы окажется закороченной, а две другие будут под линейным напряжением. Магнитный поток в сердечниках этих двух фаз значительно возрастет и замкнется на сердечник закороченной фазы, а также на кожух трансформатора, который, конечно, не рассчитан на прохождение столь значительного магнитного потока. В результате произойдет значительный перегрев закороченной обмотки фазы, в которой наведется большой ток, и кожуха трансформатора напряжения, что и обусловит его разрушение.

В трехфазных четырех- и пятистержневых трансформаторах напряжения (фиг. XIV,21) рассмотренного явления быть не может. При замыкании на землю одной из фаз установки магнитный поток нулевой последовательности имеет возможность замкнуться по боковым стержням и потому даже продолжительная работа установки с заземлением одной фазы не приведет к недопустимому перегреву трансформатора напряжения.

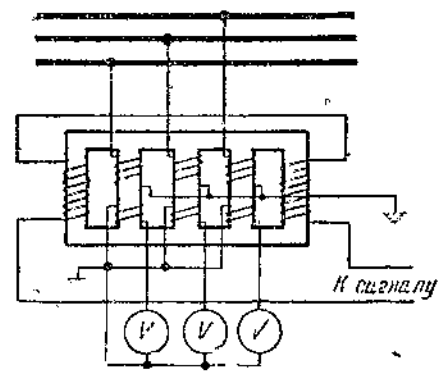
Добавочные стержни сердечника обычно используются для наложения на них обмоток (фиг. XIV,21), служащих для питания реле и сигнальных приборов. Когда фаза установки замыкается на землю и в добавочных стержнях возникают магнитные потоки в дополнительных обмотках наводятся э. д. с. и сигнальная или защитная аппаратура, присоединенная к этим обмоткам, приходит в действие.



Фиг. XIV, 20

Однофазные трансформаторы напряжения благодаря наличию раздельной магнитной цепи для каждого из них могут применяться для контроля изоляций без каких-либо опасений.

Отметим, что в установках с наглухо заземленной нейтралью и заземленной через малые сопротивления устройств для контроля изоляции не предусматривается. В этих установках любое замыкание одной из фаз на землю является коротким замыканием и отключается релейной защитой.



Фиг. XIV, 21

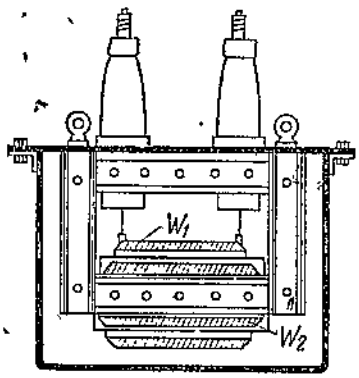
XIV,10. КОНСТРУКЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Обычно трансформаторы союзного производства на номинальное напряжение до 3 kV имеют сухую изоляцию, а при напряжениях выше 3 kV погружают-

ся в бак, на крышке которого находятся проходные изоляторы высоковольтной обмотки (фиг. XIV,22) и зажимы низковольтной. Бак заполняется трансформаторным маслом, которое служит изолятором.

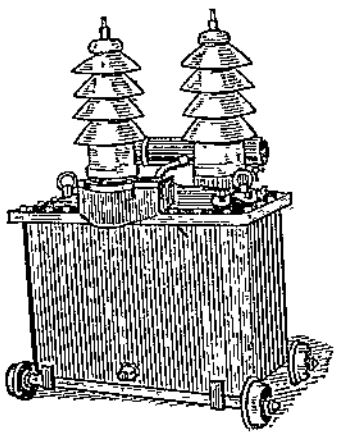
Как видно из фиг. XIV,22, сердечник одной своей стороной прикреплен к крышке трансформатора. Обмотка высокого напряжения W_1 накладывается сверх обмотки низкого напряжения W_2.

Для получения возможно меньшего реактанса трансформатора напряжения зазор между первичной и вторичной обмоткой необходимо уменьшать, как только позволяют условия изоляции одной обмотки от другой.



Фиг. XIV, 22

На фиг. XIV,23 показан внешний вид трансформатора напряжения для наружной установки на 35 kV с масляным наполнением. На крышке бака виден расширитель для масла.


Фиг. XIV, 23

Веса и габариты трансформаторов напряжения с увеличением рабочего напряжения быстро растут.

Грубо можно считать, что вес активных материалов, т. е. меди и стали, возрастает пропорционально квадрату номинального напряжения трансформатора.

С ростом рабочего напряжения сильно растут также изоляционные расстояния, размеры баков, вводов и т. д. Мощность измерительного трансформатора с ростом напряжения увеличивается. Она обусловливается уже не потребной вторичной нагрузкой, а условиями электрической и механической прочности обмоток и обычно у высоковольтных трансформаторов нормального типа остается неиспользованной (см. приложение 8).

В силу всех этих причин при напряжениях 110 kV и выше имеется тенденция перейти на другие более совершенные типы трансформаторов, дающие более рациональное использование материалов и меньшие габариты.

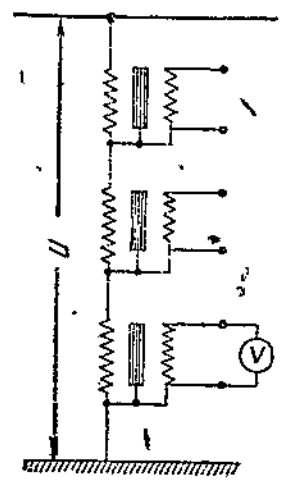
XIV,11. НЕКОТОРЫЕ СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВИДЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Одним из путей уменьшения веса и стоимости измерительного трансформатора напряжения является применение каскадных схем соединения.

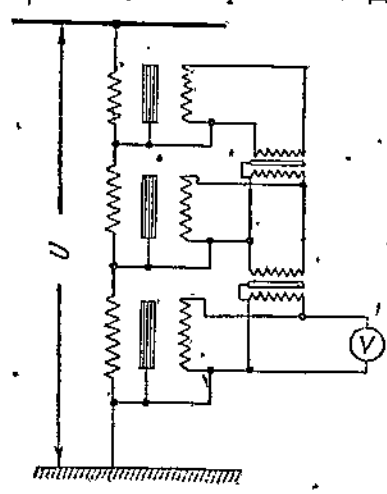
В каскаде общее напряжение распределяется поровну на все элементы, входящие в каскад, и каждый из элементов должен быть рассчитан только на часть общего напряжения. Так, например, при 110 kV на трех элементах на каждый из них придется $110/3 = 36{,}7$ kV. Если считать вес трансформатора пропорциональным квадрату напряжения, то очевидно, что три трансформатора на 36,7 kV в общем должны быть в три раза легче, чем один на 110 kV.

Простейшей схемой каскадного соединения могла бы явиться, как может показаться на первый взгляд, схема, показанная на фиг. XIV,24, с использованием последнего элемента из нескольких, включенных последовательно.

Однако на практике такая схема не применима. Если взять три совершенно одинаковых элемента, то равномерное распределение напряжения между ними может быть только при холостом ходе. При появлении нагрузки во вторичной обмотке последней ступени, очевидно, напряжение между элементами перераспределится, причем на этой ступени окажется меньшее напряжение, чем на двух остальных. Это вполне понятно, так как две верхних ступени будут в этом случае работать как дроссельные катушки. Таким образом, если бы даже и удалось подогнать правильность показания приборов для вполне определенных условий, то при колебании сопротивления вторичной цепи (изменении числа приборов) вновь возникнут значительные погрешности. Для избежания такого рода явления прибегают к более сложным схемам, в которых появление нагрузки во вторичной цепи нижней ступени каскада приводит к появлению тока во вторичных цепях и других ступеней.



Фиг. XIV, 24

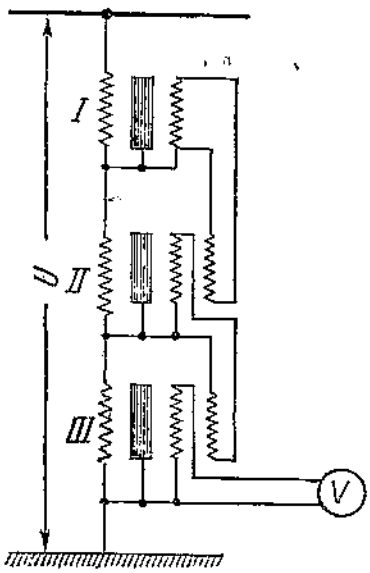


Фиг. XIV, 25

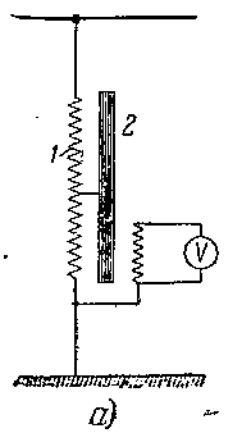
Указанное выше условие достигается, например, в схеме, изображенной на фиг. XIV,25. В этой схеме французской фирмы CdC применен небольшой промежуточный трансформатор, дающий электромагнитную связь между вторичными обмотками отдельных ступеней каскада. Вспомогательные трансформаторы помещаются в общие

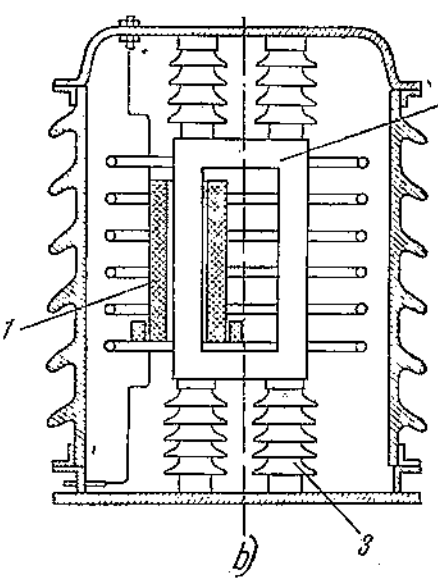
баки вместе с главными, в результате чего число элементов для 110 kV остается равным трем. Для 220 kV число элементов составляет обычно 6, т. е. растет пропорционально напряжению.

Общий вес каскадного трансформатора напряжения CdC на 110 kV составляет 2 000 кG, т. е. почти вдвое меньше, чем это получается для трансформатора нормальной конструкции. К недостаткам трансформатора CdC нужно отнести то, что он содержит вспомогательные трансформаторы, что утяжеляет и усложняет конструкцию и кроме того увеличивает погрешность трансформатора. На фиг. XIV,26 изображена схема каскадного трансформатора Кох и Штерцель. Первичные обмотки в этом типе каскадного трансформатора соединены последовательно. Вторичная обмотка верхнего элемента соединяется встречно с третичной обмоткой следующего за ним нижнего элемента каскада и т. д.



Фиг. XIV, 26





Фиг. XIV, 27

Таким образом все элементы каскада, за исключением верхнего, должны иметь по три обмотки. В данном выполнении каскадного трансформатора удается довольно хорошо распределить нагрузку, а следовательно, и напряжение между отдельными элементами.

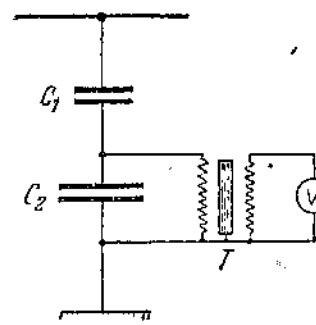
Существует еще целый ряд схем и конструктивных вариаций каскадных трансформаторов напряжения, которые здесь не рассматриваются.

Кроме каскадных схем существуют еще пути получения трансформаторов облегченного типа. Экономия в весе и габаритах может быть получена благодаря рациональному размещению и конструированию изоляции, например: введению изолирующих кожухов, изолированию сердечника от корпуса и т. д. Приведем для примера схему трансформатора напряжения по Мейергансу, выполняемую фирмой Сименс и Шуккерт и BBC. Принципиальная схема и схематический разрез этого трансформатора представлены на фиг. XIV,27a,b. Здесь первичная обмотка *1* присоединена одним концом к проводу, находящемуся под высоким напряжением, а другим — к земле. Для того чтобы иметь возможность ослабить изоляцию между обмоткой и сердечником *2*, середина обмотки высокого напряжения присоединена к сердечнику. Таким образом изоляция между сердечником и обмоткой высокого напряжения должна быть осуществлена на половинное напряжение. Сердечник по отношению к земле имеет то же половинное напряжение и потому должен быть соответственно изолирован. Обычно изоляция сердечника достигается путем укрепления его на изолирующих стержнях *3*.

С боковых сторон трансформатор охватывается изолятором из фарфора или селиманита (BBC). Внутреннее пространство заполняется маслом. Трансформаторы по Мейергансу выполняются на напряжения до 200 kV в одной единице.

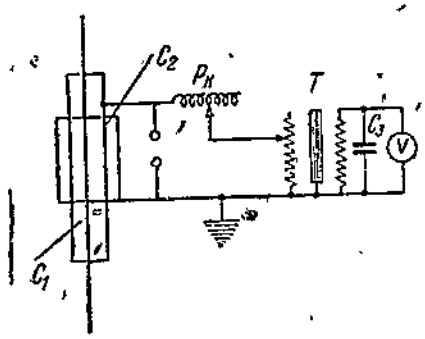
XIV,12. ЕМКОСТНЫЕ ДЕЛИТЕЛИ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

В тех случаях, когда не требуется высокая точность измерения напряжения и не важна погрешность в угле, могут быть с успехом применены емкостные делители напряжения. Сущность этих емкостных делителей — потенциометров сводится к тому, что последовательно включаются две емкости—большая C_2 и малая C_1, как это показано на фиг. XIV, 28. К зажимам большей емкости может быть приключен непосредственно или через трансформатор напряжения измерительный прибор. Напряжение распределится обратно пропорционально емкости и, следовательно, на приборе будет меньшая доля общего напряжения. Напряжение на отдельных емкостях будет оставаться пропорциональным общему напряжению. В качестве емкостей C_1 и C_2 с успехом могут быть использованы емкости между обкладками проходного изолятора конденсаторного типа, как это показано на фиг. XIV,29.



Фиг. XIV, 28

Трансформатор T (фиг. XIV, 28), приключенный к емкости C_2, трансформирует напряжение до величины, удобной для измерения обычным электродинамическим или электромагнитным прибором. В простейшем своем выполнении емкостный делитель впервые был применен фирмой SSW согласно фиг. XIV, 28 и имел ряд существенных недостатков: основное неудобство заключалось в том, что такое включение



Фиг. XIV, 29

приводит к значительному углу сдвига между током цепи и измеряемым напряжением. Кроме того при изменении сопротивления вторичной цепи (числа включенных приборов) вносится значительная ошибка. Необходимо, следовательно, всегда так выбирать приборы, чтобы их внутреннее сопротивление в сумме оставалось неизменным. Это является большим неудобством схемы.

Более совершенной является американская схема, применяемая и заводом «Электроаппарат» на выключателях 100 kV и выше. Схема эта изображена на фиг. XIV, 29. В данной схеме с первичной стороны трансформатора включен реактор с переменным числом витков. Кроме того имеется возможность изменять число витков трансформатора. Все это позволяет регулировать коэфициент трансформации в случае изменения нагрузки, температуры конденсатора и пр. Обычно со вторичной стороны трансформатор имеет две обмотки: одну с напряжением в 110 V, а другую с напряжением в 63,5 V (на фиг. XIV, 29 показана только одна обмотка). Емкость C_3 в схеме фиг. XIV, 29 включается для того, чтобы компенсировать индуктивности приборов и реактивное сопротивление трансформатора.

Приборы, приключаемые к проходным изоляторам масляных выключателей, носят в нашей практике название «ПИН'ов». Напряжение между последними обкладками проходного изолятора составляет около 3 500 V, что и заставляет прибегать к помощи понизительного трансформатора T. Для защиты от перенапряжений трансформатора служит разрядник G, включаемый параллельно емкости C_2.

Описанные устройства могут применяться для целей синхронизации, приключения вольтметровых и ваттметровых устройств, служащих только для контроля напряжения и направления мощности, но не для измерения мощности, расхода энергии и других точных измерений.

ГЛАВА XV

ВЫБОР АППАРАТУРЫ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

XV,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Из изложенного ранее следует, что все аппараты электростанций и подстанций должны выбираться по условиям[1]:

1) длительной работы;

2) кратковременной работы при аварийных режимах.

Для того чтобы аппарат работал устойчиво при нормальном режиме, необходимо правильно выбрать его номинальное напряжение и номинальный ток.

Номинальные и максимально допускаемые напряжения аппаратов устанавливаются заводом-изготовителем и характеризуют устойчивость их изоляции. Максимально допускаемое напряжение является высшим напряжением, при котором возможна длительная работа аппарата без повреждений. Общесоюзный стандарт предусматривает следующую шкалу номинальных и максимально допускаемых для аппаратов напряжений:

0,5/0,6; 3/3,5; 6/6,9; 10/11,5; 15/17,5; 35/40,5; 110/121; 220/242 кV.

(числитель дроби дает номинальное, а знаменатель — максимально допускаемое напряжения).

При выборе аппарата по номинальному напряжению необходимо, чтобы рабочее напряжение установки не превосходило соответствующего максимально допускаемого напряжения для аппарата. Только при этих условиях при правильной эксплоатации изоляция аппарата сможет работать длительно и без повреждений. Современные распределительные устройства выполняются двух типов — открытого и закрытого. Условия работы аппаратов, установленных на открытом воздухе, значительно тяжелее, чем смонтированных в помещениях. При выборе аппарата это обстоятельство должно быть учтено; для открытых

[1] В целях облегчения понимания в этой главе кратко даны некоторые сведения, изложенные ранее.

распределительных устройств необходимо брать аппараты со специальной изоляцией, предназначенной для работы на открытом воздухе.

Если распределительные устройства располагаются в местностях с сильно загрязненным воздухом (угольные шахты, цементные и химические заводы и т. д.), то для открытых установок необходимо применять аппараты со специальной усиленной изоляцией. Однако более целесообразным в таких случаях является сооружение закрытых распределительных устройств. Изоляция аппаратов при этом выбирается такой же, как и в местностях с незагрязненным воздухом.

Все токоведущие части аппаратов должны допускать длительное протекание по ним рабочих токов.

Это условие будет выполнено, если номинальные токи аппаратов будут равны или больше максимальных рабочих токов цепей, в которых они устанавливаются. Для шин и кабелей стандартизированы сечения, а не допускаемые токи. Выбор сечений этих элементов распределительных устройств при нормальных режимах был рассмотрен в § IV, 6.

Кроме номинальных напряжения и тока некоторые аппараты имеют еще дополнительные параметры, также относящиеся к нормальному режиму работы. Такими дополнительными характеристиками являются, например, для трансформаторов тока и напряжения коэфициент трансформации, для реакторов — реактанс и т. д. Подробно об этих характеристиках будет сказано ниже при рассмотрении выбора отдельных аппаратов.

При коротких замыканиях в системе все элементы распределительных устройств электростанций и подстанций (аппараты, шины, кабели), включенные последовательно в цепь тока, подвергаются воздействию токов короткого замыкания и должны, следовательно, выбираться и по этим условиям.

При рассмотрении вопроса о проверке устойчивости аппаратов при нарушениях нормального режима для отдельных значений токов короткого замыкания приняты следующие обозначения:

i_y — ударный ток короткого замыкания;
I_p — действующее значение полного тока короткого замыкания для первого полупериода;
I'' — начальное действующее значение сверхпереходного тока;
I_∞ — установившийся ток короткого замыкания.

По характеру работы и количеству характеристик при коротких замыканиях все элементы электрических распределительных устройств можно разделить на две основные группы:

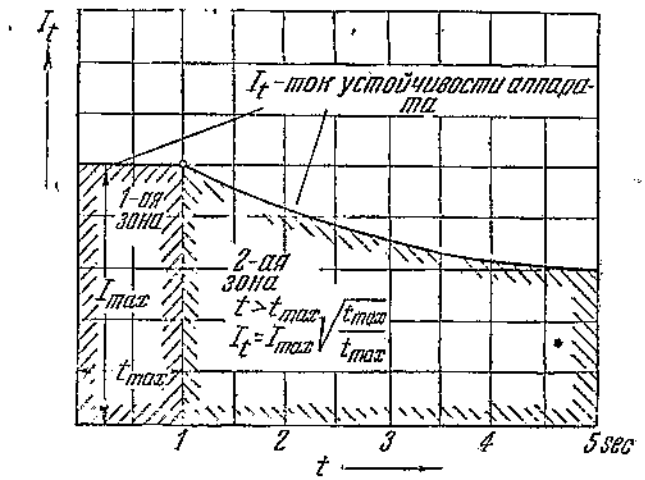
1. Аппараты, не имеющие подвижных контактов или имеющие подвижные контакты, не предназначенные для операций по включению и отключению токов короткого замыкания. К этой группе относятся реакторы, трансформаторы тока, разъединители, а также токоведущие части распределительных устройств, т. е. шины и кабели.

2. Аппараты, имеющие подвижные контакты, предназначенные для операций по включению и отключению токов короткого замыкания. К этой группе относятся только выключатели.

Аппараты первой группы характеризуются устойчивостью при сквозных токах короткого замыкания.

Аппараты второй группы характеризуются: 1) устойчивостью при сквозных токах короткого замыкания и 2) способностью производить отключение и включение токов короткого замыкания.

Устойчивостью аппарата при сквозных токах короткого замыкания называется его способность противостоять всем воздействиям, имеющим место при протекании этих токов через аппарат, а именно: 1) электродинамическим воздействиям; 2) электрическим воздействиям на междувитковую изоляцию вследствие повышения напряжения между витками (для аппаратов, имеющих обмотки); 3) термическим воздействиям.



Фиг. XV, 1

Способность аппарата противостоять указанным воздействиям обычно характеризуется в каталогах током определенной силы, который аппарат может выдерживать без повреждений в течение определенного промежутка времени.

Следует различать две зоны устойчивости аппарата в зависимости от времени протекания через него тока короткого замыкания (фиг. XV, 1).

Первая зона для промежутка от одного периода до некоторого, характерного для каждого аппарата, времени, в пределах которого устойчивость аппарата определяется главным образом динамической устойчивостью и устойчивостью его подвижных контактов, а для аппаратов, имеющих обмотки, — прочностью междувитковой изоляции к повышениям напряжения между витками.

В пределах этой зоны устойчивость аппаратов характеризуется максимально допустимым током постоянной силы I_{max} (фиг. XV, 1), который может быть выдержан аппаратом в течение определенного времени t_{max} (для большинства аппаратов это время равно секунде) и который не должен быть превзойден даже при самом малом времени прохождения то-

ка короткого замыкания, т. е.

$$\text{или} \quad \left.\begin{matrix} I_{\max} \geqslant I_p \\ i_{\max} \geqslant i_p \end{matrix}\right\} \qquad \text{(XV,1)}$$

где I_p и i_p — расчетные значения тока короткого замыкания.

Токоведущие части (шины) проверяются по максимально допустимому току путем соответствующего механического расчета (см. § V, 8).

Вторая зона устойчивости относится к промежуткам времени большим, чем $t_{\max}$ (фиг. XV, 1), в пределах которых ток устойчивости аппарата I_t, определяемый преимущественно его термической устойчивостью, зависит от времени протекания и может быть связан со значением тока $I_{\max}$ выражением:

$$I^2_{\max} \cdot t_{\max} = I_t^2 t = \text{const}, \qquad \text{(XV,2)}$$

характеризующим то максимальное количество тепла, которое может быть выделено в аппарате без его повреждения. Устойчивость аппарата в пределах второй зоны дается в каталогах током термической устойчивости I_{t_u}, который данный аппарат может выдержать в течение определенного промежутка времени t_u без вредных последствий. Для отдельных аппаратов дается кратность тока термической устойчивости по отношению номинального. В § IV, 9 было показано, что надежная работа аппарата в режиме короткого замыкания требует соблюдения условия

$$I_{t_u} \geqslant I_{\sim} \cdot \sqrt{\frac{t_f}{t_u}}. \qquad \text{(XV,3)}$$

Проверка шин и кабелей по термической устойчивости сводится к определению температуры этих элементов при коротких замыканиях (§ IV,8).

Аппараты второй группы, к которым относятся только выключатели, должны кроме устойчивости при сквозных коротких замыканиях проверяться по устойчивости при включениях и отключениях токов короткого замыкания.

Устойчивость выключателя при отключениях коротких замыканий характеризуется предельным значением отключаемого тока. Предельным отключаемым током выключателя при данном напряжении на его зажимах называется наибольшая сила тока, которую выключатель может надежно отключить при этом напряжении и при стандартном цикле операций, состоящем из операций следующей последовательности:

1) включение выключателя на короткое; 2) отключение выключателя; 3) повторное включение; 4) повторное отключение.

Между второй и третьей операциями должен соблюдаться интервал в 2 мин.

Указанный стандартный цикл операций имеет обозначение: *ВО*—120 sec.—*ВО*.

В случае работы выключателя при более тяжелом цикле, т. е. при увеличении количества операций или уменьшении интервала между ними, гарантированное значение предельно отключаемого тока должно быть указано заводом.

Примером работы выключателя в более тяжелом цикле может служить автоматическое повторное включение, широко практикующееся в современных системах. При автоматическом повторном включении имеет место следующий цикл операций *ВО—О—ВО*, т. е. повторное включение производится немедленно после отключения (интервал между второй и третьей операциями близок к нулю). Следует отметить, что не все типы выключателей равно пригодны для автоматического повторного включения. Наименьшую продолжительность цикла автоматического повторного включения обеспечивают выключатели с сжатым воздухом. Выключатели же с гасительными камерами, например, требуют после отключения некоторого времени для заполнения камеры маслом.

Предельно отключаемый ток выключателя дается в каталогах в виде действующего его значения, отнесенного к моменту начала расхождения контактов выключателя. Один и тот же выключатель пригоден для работы в сетях с различным напряжением, но при этом меняется предельно отключаемая сила тока выключателя.

В каталогах указываются обычно значения предельно отключаемых сил тока для всех номинальных напряжений, при которых выключатель может быть применен в эксплоатации. Кроме того дается значение наибольшего предельно отключаемого тока данного выключателя, который не может быть превзойден и при применении выключателя в сетях с еще более низким напряжением.

При выборе выключателя по устойчивости при отключениях следует исходить из того, чтобы действующее значение тока короткого замыкания в сети в момент начала расхождения контактов выключателя не превосходило гарантированного для него предельно отключаемого тока. Для нахождения вышеуказанного значения тока короткого замыкания надо определить так называемое расчетное время отключения выключателя, т. е. промежуток времени от момента возникновения короткого замыкания до начала расхождения контактов. При отсутствии в рассматриваемой системе автоматического регулирования напряжения кривая изменения тока короткого замыкания по времени имеет затухающий характер. В этом случае следует определять наименьшее расчетное время отключения, состоящее из:

1) собственного времени отключения выключателя;

2) собственного времени действия реле.

Собственным временем отключения выключателя называется промежуток времени от момента подачи отключающего импульса на выключатель до начала расхождения контактов. Промежуток времени от подачи отключающего импульса до погасания дуги называется полным временем отключения выключателя.

Собственное время отключения выключателя зависит от его типа. При отсутствии специальных данных

его следует принимать:

а) для нормальных выключателей (с полным временем отключения порядка 0,2 sec.) равным 0,15 sec.;

б) для быстродействующих выключателей (у которых полное время отключений не превышает 0,15 sec.) — равным 0,1 sec.

Быстродействующие выключатели применяются в мощных высоковольтных системах при напряжениях 110 kV и выше, где сокращение времени отключения необходимо для обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов системы.

В последние годы в США начинают получать распространение сверхбыстродействующие выключатели с полным временем отключения порядка пяти полупериодов и собственным временем отключения в три-четыре полупериода.

Собственное время действия реле при отсутствии специальных данных может быть принято равным 0,05 sec. Следовательно, в системах без автоматического регулирования напряжения расчетное время отключения ($t_{откл.\ расч}$) выключателя (представляющее собой наименьшее возможное время отключения) определяется:

для нормальных выключателей $0{,}15+0{,}05=0{,}2$ sec.;

для быстродействующих выключателей $0{,}1+0{,}05=0{,}15$ sec.

Для этих моментов времени нужно определить расчетное значение тока короткого замыкания. Это значение не должно превосходить гарантированного для выключателей предельно отключаемого тока, т. е.

$$I_{пред.\ откл.} \geqslant I_{откл.\ расч.} \qquad (XV,4)$$

При наличии в системе автоматического регулирований напряжения кривая изменения тока короткого замыкания по времени теряет затухающий характер (фиг. XV,2) и ток короткого замыкания через некоторый промежуток времени, соответствующий времени действия защиты, может оказаться больше, чем при наименьшем расчетном времени отключения. При автоматическом регулировании напряжения необходимо поэтому определить два расчетных времени отключения:

1) наименьшее расчетное время отключения, слагающееся из собственного времени отключения выключателя и собственного времени действия реле (t_1 на фиг. XV,2);

2) наибольшее расчетное время отключения, состоящее из собственного времени отключения выключателя и наибольшей выдержки времени защиты данного участка (t_3 на фиг. XV,2).

Для этих моментов времени следует определить расчетные значения токов короткого замыкания. Большее из них не должно превосходить гарантированного для рассматриваемого выключателя предельно отключаемого тока.

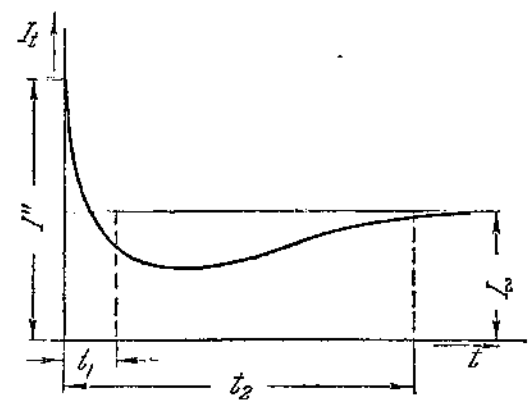
Наряду со значениями предельных отключаемых токов в союзных каталогах часто даются значения предельно отключаемой мощности, определяемой как

$$P_{пред.\ откл} = \sqrt{3}\, I_{пред.\ откл}\, U_{н}. \qquad (XV,5)$$

Этот параметр надо сравнивать со значением расчетной отключаемой мощности

$$P_{откл.\ расч} = \sqrt{3}\, I_{откл.\ расч}\, U_{н}. \qquad (XV,6)$$

Устойчивость выключателей при включении токов короткого замыкания характеризуется предельным



Фиг. XV,2

включаемым током, т. е. той наибольшей силой тока, на которую этот выключатель, соединенный с приводом, может быть надежно (без приваривания контактов и без других видов повреждений) включен. Предельный включаемый ток может быть выражен или в виде амплитудного или в виде действующего значения тока.

Величина предельной включаемой силы тока в основном лимитируется:

1) устойчивостью подвижных контактов, зависящей от скорости их включения;

2) мощностью привода, определяющей скорость движения подвижных частей выключателя и характер убывания этой скорости в зависимости от величины включаемого тока.

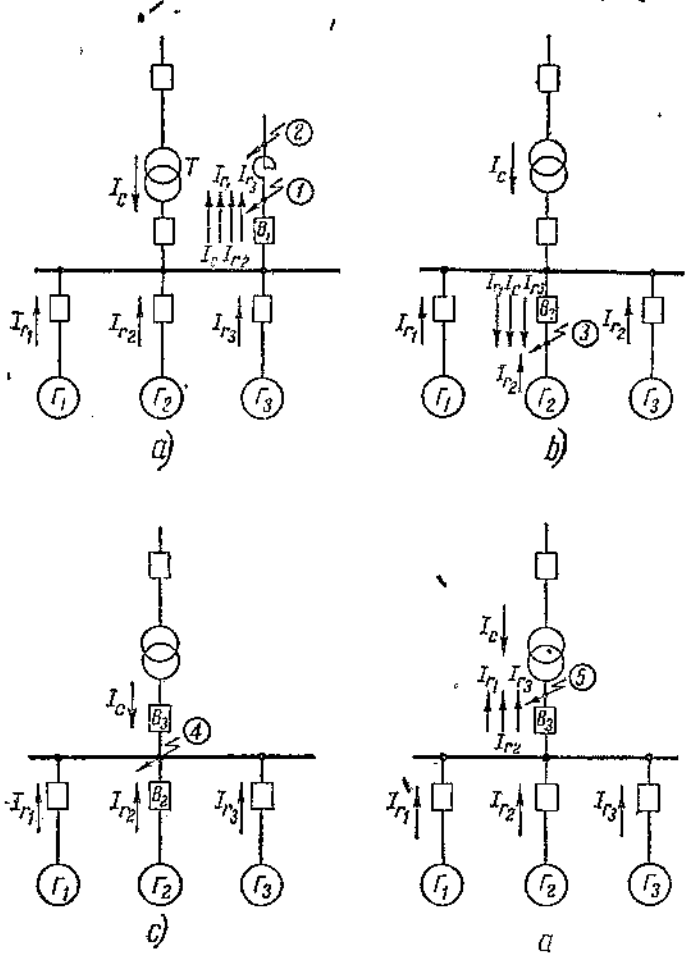
При выборе выключателя по предельному току включения надо сравнить гарантированное для данного выключателя значение тока включения ($i_{вкл}$ или $I_{вкл}$) с тем наибольшим значением тока короткого замыкания, который может возникнуть в сети при включении выключателя (i_p или I_p).

$$i_{вкл} \geqslant i_p;\quad I_{вкл} \geqslant I_p. \qquad (XV,7)$$

Ввиду того что для выключателей, снабженных приводом, величина предельного тока включения зависит не только от типа выключателя, но и от типа привода, величины предельных включаемых токов обычно в каталогах не указываются, а сообщаются по специальному запросу.

XV,2. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ И СХЕМЫ ДЛЯ ВЫБОРА АППАРАТУРЫ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

Прежде чем перейти к детальному рассмотрению выбора отдельных аппаратов по условиям нормальных и аварийных режимов, необходимо рассмотреть вопрос о расчетных схемах и условиях, которые должны быть положены в основу этого выбора.



Фиг. XV,3

Для правильного выбора аппаратов по условиям нормального режима необходимо определить максимальные рабочие токи тех цепей, в которых эти аппараты будут установлены.

Рабочие токи цепей генераторов и трансформаторов соответствуют их номинальным мощностям и напряжениям, причем для генераторов необходимо также учитывать возможность повышения рабочего тока при понижении напряжения на 5% против номинального. Рабочие токи фидеров, идущих к потребителям, определяются в соответствии с мощностью и схемами питаемых подстанций с учетом системы резервирования.

Сборные шины станций и подстанций должны выбираться, исходя из максимально возможного тока, который может перетекать длительно вдоль шин при различных эксплоатационных режимах. Для определения возможных токов вдоль шин необходимо учесть мощность присоединенных к шинам питающих агрегатов (генераторы, трансформаторы) и взаимное размещение питающих и потребляющих цепей в распределительном устройстве. Отметим, что взаимное размещение цепей необходимо выполнять таким образом, чтобы переток вдоль шин был минимальным.

При определении расчетного тока сборных шин повышенного напряжения (35, 110, 220 kV) кроме учета взаимного размещения трансформаторов и линий необходимо учитывать возможность транзита мощности, протекающей по сети через эти шины.

Расчетные токи для аппаратуры и токоведущих частей цепей секционных реакторов должны соответствовать номинальному току последних. Расчетные токи цепей шиносоединительных выключателей берутся в соответствии с номинальным током наиболее мощной цепи данной установки. Это объясняется тем, что шиносоединительный выключатель может использоваться в эксплоатации для замены выключателей любой из цепей рассматриваемого распределительного устройства.

Для проверки устойчивости аппаратов и токоведущих частей какой-либо установки в условиях короткого замыкания необходимо произвести для нее расчет токов короткого замыкания. Расчетной схемой должна явиться схема, учитывающая намечаемое на ближайшие 3—5 лет развитие установки и электрической системы, в которой будет работать данная установка. При выборе схемы коммутации установки должны быть заранее обдуманы мероприятия, позволяющие при ее расширении ограничить токи короткого замыкания до величин, позволяющих сохранить установленную аппаратуру.

При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо определить в расчетной схеме установки место при коротком замыкании, в котором данный аппарат или токоведущая часть будут в наиболее тяжелых условиях; это место принято называть расчетной точкой короткого замыкания. Рассмотрим на примере нахождение расчетных точек для аппаратов различных цепей (фиг. XV,3).

Фидерный выключатель B_1. При коротком замыкании в точке *1* (фиг. XV,3а) через выключатель B_1 протекает ток от всех генераторов станции, а также и от системы, связанной с данной станцией трансформатором *T*. При аварии в точке *2* через выключатель B_1 будет протекать ток от тех же источников, но ограниченный реактансом реактора. Следовательно, наиболее тяжелым для фидерного выключателя B_1 будет короткое замыкание в точке *1*.

Вероятность короткого замыкания в точке *1*, т. е. на участке шин между выключателем и реактором или в первых витках реактора, мала. Короткие замыкания обусловливаются обычно повреждениями в сети или в установках потребителей, что соответствует расчетной точке *2*. Необходимо, однако, учесть, что выключатель, выбранный по условиям короткого замыкания в точке *2*, при замыкании в точке *1* может

быть разрушен. Последнее при установке выключателей в открытых ячейках может привести к выходу из работы всего распределительного устройства на длительный срок.

Поэтому при конструкции распределительного устройства с открытыми ячейками выбор фидерных выключателей следует производить по наиболее тяжелому случаю — короткое замыкание в точке *1*.

При конструкции распределительного устройства со взрывными ячейками, т. е. когда каждый из выключателей установлен в изолированной ячейке, выбор фидерного выключателя может производиться исходя из предположения короткого замыкания за реактором. В случае короткого замыкания в точке *1* и разрушения выключателя при наличии взрывных камер выйдет из работы только одна цепь, а не все распределительное устройство.

Из сказанного следует, что выбор выключателей на реакторных фидерах должен производиться с учетом конструкции распределительных устройств.

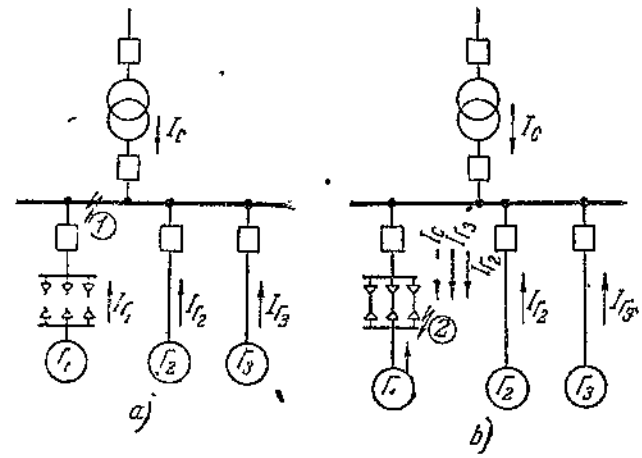
Расчетной точкой для выбора выключателя B_2 генератора (фиг. XV, 3b и c) является точка *3*, так как при аварии в этой точке через выключатель B_2 протекает ток от двух генераторов и из системы (фиг. XV, 3b), в то время как при аварии в другой возможной точке (точка *4* на фиг. XV, 3c) через выключатель B_2 проходит ток короткого замыкания только от своего генератора.

Для выключателя генераторного напряжения повысительного трансформатора B_3 расчетными точками могут быть *4* или *5* (фиг. XV, 3c и d) в зависимости от того, какая доля тока короткого замыкания больше: даваемая генераторами станции или системой.

Из приведенного рассмотрения видно, что фидерному выключателю при замыкании в точке *1* приходится работать в наиболее тяжелых условиях, так как в этом случае через него будет протекать полный ток короткого замыкания всей станции и системы, в то время как через остальные выключатели всегда протекает только часть этого тока. Отметим, что для всех рассмотренных точек короткого замыкания кроме точки *2* величина тока короткого замыкания в месте аварии одна и та же и только его составляющие, проходящие по рассматриваемым ветвям, различны.

Выбор расчетной точки короткого замыкания и расчетных условий для ошиновки станций и подстанций должен производиться с учетом значения установки, ответственности потребителей и значения данного элемента для работы всей установки. Сборные шины, разрушение которых ведет к выходу из работы всей установки, должны быть термически и динамически устойчивы при наиболее тяжелом коротком замыкании; например, в установке с реактированными фидерами сборные шины должны быть рассчитаны по токам короткого замыкания до реактора. Поскольку разрушение участков шин между шинными разъединителями и сборными шинами означает разрушение последних, указанные элементы также должны выбираться по наиболее тяжелым условиям.

Установление расчетных условий для других частей ошиновки следует производить, исходя из значения рассматриваемой цепи и возможных последствий повреждений. При механическом разрушении ошиновки могут пострадать серьезно другие цепи, поэтому естественно выбирать ошиновку, устойчивую электродинамическим воздействиям. Учитывая исключительно малую вероятность совпадения короткого



Фиг. XV, 4

замыкания до реактора и повреждения соседних цепей разрушенной частью ошиновки, вполне возможно для этих расчетов считаться с замыканиями только за фидерным реактором.

При проведении термических расчетов для отдельных участков ошиновки следует требовать, чтобы даже при наиболее тяжелых случаях коротких замыканий не произошло расплавления шин (температура плавления меди 1 080°С, алюминия 650°С, стали 1 400°С). Это требование объясняется тем, что наличие паров металла, появившихся при расплавлении шин, может повести к многократным перекрытиям дугой в различных частях установки и в результате этого все распределительное устройство может длительно выйти из работы. Предельно допускаемые температуры и расчетные условия должны выбираться в каждом отдельном случае в соответствии со значимостью цепи, наличием резервных фидеров, конструктивным их выполнением и т. д. В некоторых случаях может оказаться целесообразным выбрать ошиновку термически устойчивую (предельная температура нагрева для меди 300°С, для алюминия 200°С), в других целесообразно допускать более высокие температуры.

Для элементов небольшой длины, повреждение которых не вызывает остановки станции, прекращения питания потребителей и т. д., за расчетную точку не должна выбираться точка, авария в которой приводит к непосредственному повреждению данного проводника. Например, для пучка кабелей (фиг. XV, 4), соединяющих генератор или трансформатор с шинами, рассматриваются только короткие замыкания в

точках *1* и *2*, т. е. на термическую устойчивость проверяется весь пучок кабелей. Короткое замыкание в одном из кабелей пучка не рассматривается, так как выбор сечений кабеля при этом условии привел бы в некоторых случаях к неприемлемо большим сечениям отдельных кабелей. При подобном повреждении весь кабель будет испорчен, но это может считаться допустимым по следующим соображениям: кабель имеет малую длину и потому может быть быстро сменен без больших затрат; при необходимости можно отсоединить поврежденный кабель и временно продолжать работать при несколько сниженной нагрузке цепи. Следует отметить также, что случаи повреждения станционных кабелей, прокладываемых в хороших условиях и находящихся под наблюдением станционного персонала, очень редки.

Кабели к потребителям, имеющие большую протяженность, должны быть обязательно выбраны термически устойчивыми при коротких замыканиях.

Если условия термической устойчивости вызывают значительное увеличение сечений потребительских кабелей против необходимых по рабочему току, следует принять все меры для сближения этих значений. Такими мерами являются: применение быстродействующей защиты, увеличение реактивности реакторов на фидерах и т. п.

Опыт эксплоатации воздушных сетей показывает, что случаев повреждения проводов в результате короткого замыкания практически не наблюдается. Последнее объясняется тем, что величина тока короткого замыкания значительно ограничивается реактивностью участков сети до места короткого замыкания (в сетях 35 kV и ниже), наличием дуги и т. д. Поэтому провода воздушных сетей на термическую устойчивость при коротких замыканиях не проверяются.

Кроме определения расчетной точки короткого замыкания необходимо выбрать расчетный вид короткого замыкания и правильно оценить расчетное время короткого замыкания, т. е. время, в течение которого аппарат будет подвергаться воздействию короткого замыкания.

Расчетным видом короткого замыкания для проверки электродинамической устойчивости проводников и аппаратов является трехполюсное короткое замыкание, поскольку оно всегда дает наибольшие значения начального тока короткого замыкания.

В отношении выбора расчетного вида короткого замыкания для проверки термической устойчивости проводников и аппаратов следует указать, что хотя двухполюсное короткое замыкание дает более тяжелые условия нагрева для точек с малой электрической удаленностью, все же в практических условиях для проверки аппаратов станций и подстанций, работающих в системе по термической устойчивости, расчетным видом короткого замыкания преимущественно является трехполюсное замыкание.

Для станций, работающих изолированно или имеющих слабую связь с системой, при проведении расчетов, связанных с термической устойчивостью, следует определить расчетный вид короткого замыкания, приводя сравнительные расчеты по двухполюсному и трехполюсному короткому замыканию.

Расчетное время короткого замыкания, по которому производится проверка термической устойчивости аппаратов, слагается из полного времени отключения выключателя и времени действия защиты, установленной на ближайшем (по пути движения тока) к месту короткого замыкания выключателе. При наличии в рассматриваемой цепи нескольких видов защиты принимается выдержка времени той основной защиты, которая должна действовать при повреждении в точке, являющейся расчетной для выбора данного аппарата. В случае если основная защита имеет незащищенную зону, проверку по термической устойчивости целесообразно проводить по второй защите и соответствующему току короткого замыкания.

XV,3. ВЫБОР ОТДЕЛЬНЫХ ВИДОВ АППАРАТОВ

Ниже дана сводка всех основных расчетных характеристик, по которым в соответствии с изложенными выше соображениями должны выбираться отдельные аппараты, а также произведен разбор тех дополнительных требований, которые применимы лишь к некоторым аппаратам и в предыдущих параграфах не рассматривались.

1. Выключатели. Все электрические характеристики, по которым должны выбираться выключатели, подробно разобраны в предыдущих разделах и сводятся к следующим шести параметрам:

1) номинальное и максимально допускаемое напряжение $U_н$ и U_{max}:

$$U_{max} \geqslant U_{эксп.\ сети};$$

2) номинальный ток $I_н$:

$$I_н \geqslant I_{раб.\ цепи};$$

3) максимально допустимый ток I_{max}, i_{max}:

$$I_{max} \geqslant I_p;\ i_{max} \geqslant i_p;$$

4) ток термической устойчивости $I_{t_ц}$:

$$I_{t_ц} \geqslant I_\infty \sqrt{\frac{t_f}{t_ц}};$$

5) предельно отключаемый ток $I_{пред.\ откл}$:

$$I_{пред.\ откл} \geqslant I_{откл.\ расч};$$

6) предельный включаемый ток $I_{вкл}$, $i_{вкл}$:

$$I_{вкл} \geqslant I_p;\ i_{вкл} \geqslant i_p.$$

При выборе типа выключателя необходимо кроме проверки его по указанным выше электрическим характеристикам учитывать его назначение и предстоящие ему условия работы. Выбор выключателей союз-

ного изготовления ограничен выключателями с большим содержанием масла (с гасительными устройствами и без них) и выключателями с малым содержанием масла. В случаях, когда подходят оба типа выключателей, следует предпочитать выключатели с малым объемом масла, более надежные в эксплоатации (меньшая опасность взрыва и пожара, облегченное масляное хозяйство и т. д.).

Обращаясь к конструкциям заграничных выключателей, укажем наиболее желательные области применения имеющихся тех или иных типов.

В распределительных устройствах генераторного напряжения требуются мощные и взрывобезопасные выключатели, какими являются выключатели с сжатым воздухом или с малым объемом масла.

Для обслуживаемых распределительных устройств более желателен первый из указанных типов. Для необслуживаемых распределительных устройств применение выключателей со сжатым воздухом не может быть рекомендовано, так как компрессорные установки требуют надзора. В таких распределительных устройствах целесообразнее применять малообъемные масляные выключатели.

Для электрических систем 110—220 kV для повышения устойчивости параллельной работы очень важна быстрота отключения короткого замыкания. На сегодня наиболее быстродействующими выключателями являются импульсные масляные выключатели и выключатели со сжатым воздухом. Последние, как указывалось ранее, обеспечивают наименьшую продолжительность цикла автоматического повторного включения. Приведенные соображения показывают, что для электрических систем следует отдать предпочтение выключателям со сжатым воздухом.

На мелких фабрично-заводских подстанциях средних и низких напряжений (0,5 ÷ 10 kV) наиболее целесообразным типом выключателя следует считать дешевый и простой в эксплоатации выключатель (разъединитель мощности) с твердым газогенерирующим веществом. Применение этого типа выключателя не может быть рекомендовано лишь на установках с тяжелым режимом работы. Для таких условий работы более приемлемы выключатели с малым объемом масла или воздушные.

2. Разъединители. Разъединители, как аппараты, не предназначенные для включений и отключений токов короткого замыкания, проверяются только по четырем параметрам: 1) номинальному напряжению; 2) номинальному току; 3) максимально допустимому току и 4) току термической устойчивости.

Шинные разъединители, разрушение которых равносильно разрушению шинной конструкции, должны выбираться по наиболее тяжелым расчетным условиям. Расчетные условия для остальных разъединителей устанавливаются в зависимости от значения данного разъединителя и всей установки в целом.

3. Реакторы. Основными параметрами, характеризующими реакторы в условиях нормального режима, являются: a) номинальное напряжение; b) номинальный ток; c) реактанс.

Выбор по первым двум параметрам разъяснений не требует.

Реактанс фидерных реакторов выбирается из условий ограничения токов короткого замыкания у потребителей до желаемых пределов. Выбранные из этих условий реакторы проверяются с точки зрения поддержания необходимого остаточного напряжения на шинах рассматриваемой установки. Ввиду того что большие реактансы фидерных реакторов ведут к значительным отклонениям напряжения у потребителей, значения этих реактансов обычно выбирают в пределах 3 — 8%.

Выбор реактанса фидерных реакторов для ограничения тока короткого замыкания производится так, чтобы на потребительских подстанциях можно было установить легкий тип выключателя (ВМ-16, ВМГ-22 и т. п., см. приложение 1). Кроме того желательно, чтобы основные потребительские кабели, выбранные по рабочим токам, не перегревались при коротких замыканиях.

Для получения ориентировки относительно величины реактанса фидерного реактора следует принять в качестве первого приближения, что предельный отключаемый ток намеченного на потребительской подстанции выключателя должен быть равен значению сверхпереходного тока на подстанции. При этом допущении легко подсчитать значение результирующего сопротивления x расчетной схемы до места короткого замыкания из известного выражения[1]:

$$I'' = \frac{E_\Sigma}{x_\Sigma}, \qquad (XV,8)$$

где E_Σ — результирующая сверхпереходная э. д. с.

Полученное сопротивление x_Σ представляет собой сумму результирующего сопротивления на шинах рассматриваемой станции или подстанции $x_{\Sigma(cm)}$ и сопротивления реактора x_p:

$$x_\Sigma = x_{\Sigma(cm)} + x_p,$$

откуда

$$x_p = x_\Sigma - x_{\Sigma(cm)}. \qquad (XV,9)$$

По найденному значению реактивного сопротивления реактора подбирается ближайший по каталогу тип.

В случае если полученное значение реактанса реактора выходит за пределы допускаемого, следует изменить намеченный тип потребительского выключателя и произвести вторичный выбор реактора.

После выбора реактора следует произвести проверку остаточного напряжения на шинах рассматриваемой установки. Эта проверка должна производиться для момента времени, соответствующего времени действия защиты рассматриваемой цепи. Величина остаточного напряжения определяется выражением

[1] Дой. Ульянов С. А. „Токи короткого замыкания".

$$U_{ост}^{\%} = x_p^{\%} \frac{I_{vt}}{I_n}, \qquad (XV,10)$$

где $U_{ост}^{\%}$ — остаточное напряжение в %;

I_{vt} — ток короткого замыкания в момент отключения;

I_n — номинальный ток реактора.

Желательный уровень поддерживаемого напряжения 60—70% от номинального. При меньших значениях остаточного напряжения необходимо уменьшать длительность посадки напряжения путем применения быстродействующей защиты фидеров. В отдельных случаях, когда резкое падение напряжения может повести к тяжелым последствиям на производстве (брак продукции и т. п.), выбор фидерного реактора следует производить, исходя из необходимого остаточного напряжения.

Термическая устойчивость реакторов характеризуется в союзных каталогах произведением

$$I_{t_u} \sqrt{t_u}$$

и потому проверка реактора по этому параметру производится на основании выражения

$$I_{t_u} \sqrt{t_u} \geqslant I_\infty \sqrt{t_f}. \qquad (XV,11)$$

Большинство нормальных типов реакторов рассчитываются на заводе в отношении динамической устойчивости по условиям короткого замыкания на зажимах реакторов, при источнике питания бесконечной мощности.

Действительные условия работы реакторов всегда легче и поэтому гарантированный для них максимально допускаемый ток i_{max} всегда больше расчетного значения тока короткого замыкания i_p. Сказанное справедливо для бетонных реакторов союзного изготовления с реактансом более чем 3%. Бетонные реакторы с реактансом в 3%, а также деревянные реакторы менее устойчивы и подлежат обязательной проверке по максимально допускаемому току.

4. Трансформаторы тока. Трансформаторы тока включаются последовательно в цепь рабочего тока и потому должны быть выбраны по номинальному напряжению U_n и номинальному току I_{n_1} их первичной цепи. Кроме того должны быть правильно выбраны дополнительные соответствующие их назначению параметры, а именно:

1. Номинальный вторичный ток I_{n_2} или номинальный коэфициент трансформации $k_m = \frac{I_{n1}}{I_{n2}}$.

2. Класс точности.

3. Мощность вторичной цепи.

Номинальный вторичный ток выбирается в зависимости от тех целей, для которых трансформатор тока применяется. В большинстве случаев он равен 5 А в соответствии со стандартизованным током для электроизмерительных приборов и реле. Исключения встречаются только для некоторых специальных видов защиты. В заграничной практике намечается тенденция к уменьшению вторичных токов трансформаторов тока до 1 А. Это мероприятие позволит значительно облегчить сечения контрольно-измерительной проводки.

Класс точности трансформатора тока выбирается в соответствии с его назначением. В гл. XIV указаны величины предельно допускаемых погрешностей в угле и коэфициенте трансформации для каждого класса точности, а в табл. XV,1 настоящей главы даны области применения трансформаторов тока различного класса точности.

Таблица XV,1

Класс точности трансформатора тока	Область применения
0,2	В качестве образцовых трансформаторов тока, в схемах для испытания и грешностей трансформаторов тока, для специальных лабораторных измерений
0,5	1. Для точных измерений энергии в эксплоатации, а именно для работы со счетчиками первого класса (предназначенными для денежных расчетов), регулировка которых производится отдельно от трансформаторов тока и для которых согласно действующему ОСТ требуются взаимно заменяемые трансформаторы тока 2. В лабораторных и контрольных установках
1	1. Для измерения энергии и мощности в эксплоатации, например: а) для обслуживания счетчиков второго класса (не служащих для денежных расчетов), регулировка которых производится совместно с трансформаторами тока; б) в тех случаях, когда класс 0,5 не применим по своим характеристикам устойчивости к токам короткого замыкания 2. В лабораторных и контрольных установках
3 и 10	Для амперметров и максимальных реле

Трансформаторы тока могут работать в определенных пределах точности лишь при определенных пределах вторичной нагрузки и первичного тока. При значительном увеличении первичного тока по сравнению с номинальным наступает насыщение сердечника и погрешности трансформатора тока начинают резко расти. После насыщения сердечника возрастание вторичного тока при увеличении первичного практически прекращается. Работа трансформатора тока в этой области характеризуется максимальной кратностью вторичного тока, т. е. отношением предельного вторичного тока к номинальному вторичному. Значение этой максимальной кратности вторичного тока интересно для суждения об областях надежной защиты токовыми реле, а также для расчета прочности измерительных приборов и реле.

На основании данных табл. XV,1 производится подбор необходимого класса точности трансформаторов тока для той или иной цели. Заметим, что трансформаторы тока классов 3 и 10 не могут быть применены для приборов, измеряющих мощность, ввиду того что для них нет гарантированных цифр угловой погрешности.

Полезная мощность вторичной обмотки трансформатора тока W_2 определяется выражением

$$W_2 = U_2 I_2, \qquad (XV,12)$$

где U_2 и I_2 — вторичные напряжения и ток трансформатора, причем

$$U_2 = I_2 z_2, \qquad (XV,13)$$

где z_2 — полное сопротивление внешней цепи трансформатора тока. На основании этих двух уравнений имеем

$$W_2 = I_2^2 z_2. \qquad (XV,14)$$

Из последнего выражения, учитывая, что величина вторичного тока стандартизована, следует, что отдаваемая мощность трансформатора тока может быть характеризована сопротивлением z_2. Это сопротивление принято называть вторичной нагрузкой трансформатора тока, выраженной в омах.

Номинальной вторичной мощностью трансформатора тока W_n называется та его нагрузка в вольтамперах, при которой его погрешности не выходят из пределов, гарантируемых для данного класса точности. При увеличении нагрузки выше номинальной погрешности трансформатора тока выходят из гарантированных пределов данного класса точности и трансформатор тока будет иметь точность следующего класса (приложение 5).

Выбор трансформатора тока по мощности заключается в сравнении его номинальной вторичной мощности W_n с ожидаемой нагрузкой вторичной цепи W_2, зависящей от числа и типа измерительных приборов.

При этом должно быть соблюдено условие

$$W_n \geqslant I_2^2 z_2. \qquad (XV,15)$$

Полное сопротивление вторичной цепи z_2 представляет собой сумму импедансов последовательно включенных обмоток всех приборов $z_{приб}$, соединительных проводов $z_{пров}$, а также переходных сопротивлений контактов $R_{конт}$. Ввиду незначительных реактивных сопротивлений вторичных проводов и токовых цепей приборов можно с целью упрощения расчетов заменить геометрическую сумму сопротивлений вторичной цепи арифметической суммой

$$z_2 \approx z_{приб} + z_{пров} + R_{конт}, \qquad (XV,16)$$

$z_{приб}$ — дается в каталогах на измерительные приборы (приложение 9);

$z_{пров}$ — ввиду малой индуктивности проводов может быть принято равным $R_{пров}$;

$R_{конт}$ — не может быть точно измерено и обычно принимается равным 0,1 Ω для всех контактов цепи.

Таким образом

$$W_2 \approx I_2^2 (z_{приб} + R_{пров} + R_{конт}). \qquad (XV,17)$$

В этой формуле все величины заданы за исключением сопротивления проводов $R_{пров}$, которое может варьироваться путем выбора различных сечений. Обычно сечение выбирают таким, чтобы не превысить при необходимом классе точности располагаемой мощности трансформатора тока. При таком условии

$$R_{пров} = \frac{W_n - I_2^2 (z_{приб} + R_{конт})}{I_2^2} \qquad (XV,18)$$

и, следовательно,

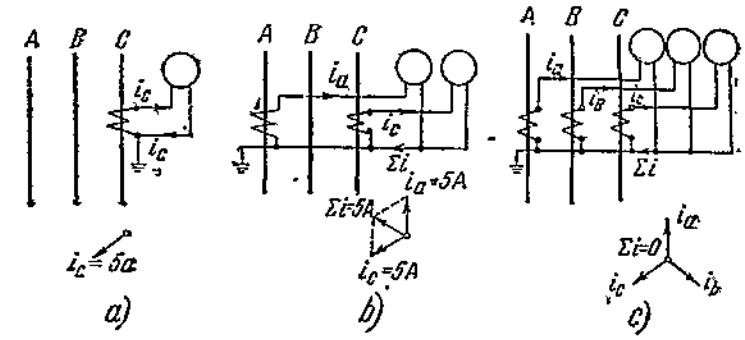
$$S = \frac{\rho \cdot l}{R_{пров}}, \qquad (XV,19)$$

где l — расчетная длина соединительных проводов.

Для определения значения l, которое должно быть подставлено в последнюю формулу, следует учитывать токораспределение во вторичной цепи трансформаторов тока.

Из фиг. XV,5 следует, что: 1) при включении прибора в одну фазу (фиг. XV, 5a) в обратном проводе течет ток, равный фазовому; поэтому в этом случае необходимо учитывать длину прямого и обратного провода, т. е. брать $l = 2l_1$, где l_1 — длина соединительного провода в один конец;

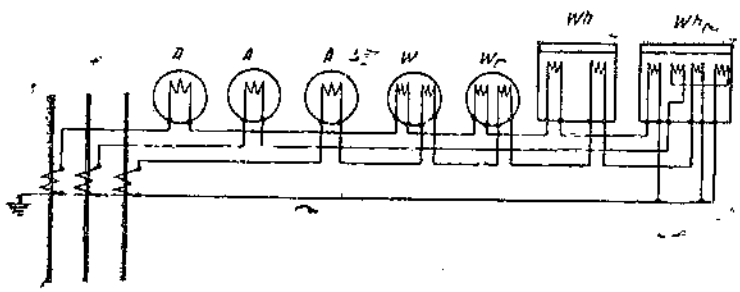
2) при включении приборов в две фазы (фиг. XV, 5b) в обратном проводе течет геометрическая сумма двух фазовых токов, равная по величине фазовому току в прямом проводе, но сдвинутая по фазе на угол в 60°; следовательно, падение напряжения в прямом и обратном проводе (представляющее собой геометрическую сумму падений напряжений, сдвинутых на угол 60°), равно $1{,}73\, I_3\, R_1$, где R_1 — сопротивление проводов в один конец; поэтому при точном подсчете следует учитывать это обстоятельство, вводя в расчет условную длину провода $l = 1{,}73\, l_1$;



Фиг. XV,5

3) при включении приборов в три фазы (фиг. XV,5с) в обратном проводе тока нет (так как геометрическая сумма всех фазовых токов равна нулю), поэтому для определения сопротивления соединительных проводов следует в этом случае брать длину только прямого провода, т. е. $l = i_1$.

При выборе типа трансформатора тока, соответствующего заданному количеству измерительных приборов и требованию точности, следует иметь в виду, что современные трансформаторы тока на напряжение 3 ÷ 35 kV изготовляются с одной или с двумя вторичными обмотками (двухкерновые). В последнем случае обе вторичные обмотки имеют свои независимые



Фиг. XV, 6

железные сердечники и могут быть изготовлены на разные мощности и классы точности. Это представляет большие конструктивные удобства, так как позволяет к разным сердечникам (кернам) одного и того же трансформатора тока включать реле и измерительные приборы, предъявляющие совершенно различные требования в отношении характеристик трансформаторов тока: для измерительных приборов, например, важна точность трансформатора тока в пределах номинальных нагрузок, для ряда токовых защит важны определенные характеристики трансформаторов тока при первичных токах, значительно превосходящих номинальные, и т. д.

Для напряжений 35 — 220 kV трансформаторы тока встраиваются во втулки масляных выключателей по одному трансформатору на втулку (по два трансформатора на фазу) для выключателей 35 kV и по два трансформатора на втулку (четыре трансформатора на фазу) для выключателей 110 — 220 kV.

Эти трансформаторы тока представляют собой одновитковый тип, в силу чего имеют недостаточную точность при малых номинальных токах. Поэтому, несмотря на наличие на всех масляных выключателях 35 — 220 kV втулочных трансформаторов тока, иногда приходится для возможности присоединения измерительных приборов устанавливать в цепях этих напряжений отдельные многовитковые трансформаторы тока.

Обычно в соответствии с требованиями защиты трансформаторы тока устанавливаются во всех трех фазах и, следовательно, их вторые сердечники могут быть использованы для приключения измерительных приборов. Однако нет необходимости стремиться к равномерному распределению измерительных приборов по трем фазам, так как гораздо большие удобства представляет четкое присоединение всех ваттметровых приборов, имеющих по две токовых обмотки, к двум трансформаторам тока в соответствии с фиг. XV,6. Третий трансформатор тока используется для приключения амперметра, для третьей обмотки счетчика реактивной мощности, соединенного по схеме Бергтольда, и т. д.

Равномерное распределение ваттметровых приборов по трем трансформаторам тока может быть целесообразным лишь в случае, если присоединение по способу, изображенному на фиг. XV, 6, дает перегрузку трансформаторов тока. Однако при нормальном количестве измерительных приборов в отдельных цепях такой перегрузки обычно не получается.

После выбора всех перечисленных выше параметров, характеризующих нормальную работу трансформатора тока, следует проверить трансформаторы тока на устойчивость при сквозных коротких замыканиях, т. е.: 1) электродинамическую устойчивость; 2) устойчивость междувитковой изоляции (для многовитковых трансформаторов тока); 3) термическую устойчивость. Первые два вида устойчивости, из которых второй часто является определяющим для многовитковых трансформаторов тока, объединяются в каталогах под наименованием динамической устойчивости и характеризуются кратностью динамической устойчивости k_{max}, т. е. отношением амплитуды максимально допускаемого тока i_{max} к амплитуде номинального тока $\sqrt{2}\, I_n$:

$$k_{max} = \frac{i_{max}}{\sqrt{2} I_n}. \qquad (XV,20)$$

Поэтому для надежной работы трансформатора тока с точки зрения его механической прочности и прочности междувитковой изоляции следует соблюдать условие

$$k_{max} \geqslant \frac{i_p}{\sqrt{2} I_n}. \qquad (XV,21)$$

Для некоторых типов трансформаторов тока кратность динамической устойчивости является постоянной независимо от их номинального тока; в этом случае при невозможности получить устойчивую работу при номинальном токе, примерно равном рабочему току первичной цепи, можно пойти на увеличение номинального тока трансформатора тока. Величина минимально допустимого первичного тока $I_{n_{min}}$ при заданных значениях i_p и k_{max} может быть получена из выражения

$$I_{n_{min}} = \frac{i_p}{\sqrt{2} k_{max}}. \qquad (XV,22)$$

При прохождении тока короткого замыкания через трансформатор тока в нем возникают не только внутренние усилия, но и внешние, являющиеся следствием взаимодействия токов соседних фаз и зависящие от условий монтажа трансформатора тока (расстояния между подводящими шинами и расстояния до

ближайшего опорного изолятора). В каталогах поэтому часто оговариваются величины предельных нагрузок на головки трансформатора тока. На основании этой величины должны выбираться расстояния между шинами и до ближайших к трансформатору тока изоляторов. Подсчет ведется по формулам взаимодействий параллельных проводников и ничем не отличаются от аналогичного подсчета, проводимого для определения механической устойчивости шинных конструкций (§ V,3).

Термическая устойчивость трансформаторов тока характеризуется кратностью термической устойчивости k_t, представляющей отношение односекундного тока термической устойчивости к номинальному току трансформатора тока. Для надежной в термическом отношении работы трансформатора тока должны быть соблюдены условия

$$(I_n \cdot k_t)^2 \geqslant I_\infty^2 t_f,$$

откуда

$$k_t \geqslant \frac{I_\infty}{I_n} \sqrt{t_f}. \qquad \text{(XV,23)}$$

Для тех типов трансформаторов тока, для которых k_t является постоянной, независимо от их номинального тока, удобно в расчетах находить минимальное значение первичного тока $I_{n\min}$, при котором для данных I_∞, k_t и t_f удовлетворяются условия устойчивой работы трансформатора тока, т. е,

$$I_{n\min} = \frac{I_\infty \sqrt{t_f}}{k_t}. \qquad \text{(XV,24)}$$

Очень часто для ориентировки в допустимых выдержках времени для защиты данной цепи при заданных I_n, I_∞ и k_t удобно пользоваться выражением термической устойчивости трансформатора тока в следующем виде:

$$t_f \leqslant \left(\frac{I_n k_t}{I_\infty}\right)^2, \qquad \text{(XV,25)}$$

откуда, зная характер изменения тока короткого замыкания по времени, легко определить по кривым фиг. IV,14 действительное время действия защиты t, характеризующее максимально допускаемую в данных условиях выдержку времени защиты.

Расчетные условия для проверки на термическую и электродинамическую устойчивость трансформаторов тока должны быть выбраны в соответствии с назначением данной установки, назначением данного трансформатора тока, расположением его в распределительном устройстве и т. д.

5. Трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения в соответствии с их назначением выбираются по следующим основным характеристикам: 1) номинальному первичному напряжению; 2) номинальному коэфициенту трансформации; 3) типу и схеме соединений; 4) классу точности; 5) мощности.

Номинальное первичное напряжение U_{n1} должно, как и для любых других аппаратов, соответствовать номинальному эксплоатационному напряжению установки. Номинальное вторичное напряжение U_{n2} трансформаторов напряжения принимается равным 100 V в соответствии со стандартом на реле и измерительные приборы. Исключение составляют только добавочные обмотки в трансформаторах напряжения с первичным номинальным напряжением 110 и 35 kV, предназначенные для включения реле напряжения на фильтр нулевой последовательности (приложение 8).

При выборе типа трансформатора напряжения необходимо учитывать его назначение. Если трансформатор предназначается для питания обмоток напряжения ваттметровых измерительных приборов, наиболее желательно применить два однофазных трансформатора, соединенных в открытый треугольник. Эта схема очень удобна ввиду того, что все ваттметровые приборы (за исключением ваттметра реактивной мощности завода «Электропульт») имеют две обмотки напряжения, равномерно нагружающие обе фазы. При использовании для этой цели трехфазных трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, трудно обеспечить равномерность нагрузки всех его трех фаз, необходимую для сохранения гарантированного для него класса точности.

Для питания вольтметров контроля изоляции используются обычно однофазные трансформаторы напряжения, соединенные в звезду, или пятистержневые трехфазные трансформаторы с той же схемой соединения. Применение последних более желательно ввиду того, что их добавочная обмотка удобно используется для световой и звуковой сигнализации. Кроме того применение пятистержневых трансформаторов дает экономию в помещении.

Трансформаторы напряжения, предназначенные для контроля изоляции, могут быть использованы и для приключения к их линейному напряжению обычных измерительных приборов (если это допустимо по мощности и классу точности). Такое комбинированное использование трансформаторов напряжения особенно целесообразно на небольших установках.

Класс точности трансформатора напряжения выбирается в зависимости от приборов, для которых трансформатор предназначается. Область применения трансформаторов напряжения различного класса точности указана в табл. XV,2 на стр. 182.

Погрешности в коэфициенте трансформации ($\Delta k_n\%$) и в угле (δ), соответствующие указанным классам точности, приведены в гл. XIV.

Неприемлемость трансформаторов напряжения класса 3 для включения ваттметровых приборов и реле объясняется тем, что для них не гарантируется величина погрешности в угле.

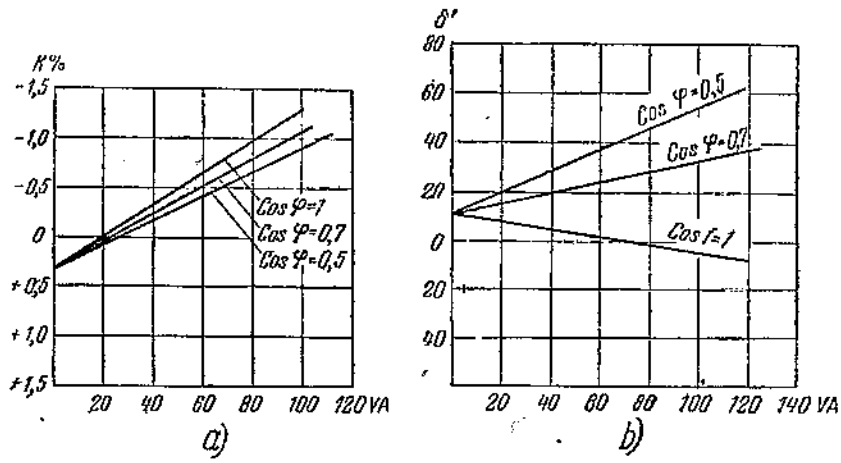
Полезная мощность трансформаторов напряжения W_2 определяется выражением:

$$W_2 = U_{n2} I_2. \qquad \text{(XV,26)}$$

Таблица XV,2

Класс точности трансформатора напряжения	Область применения
0,2	Для очень точных лабораторных измерений
0,5	Для точных измерений мощности и энергии в эксплоатации (например, для счетчиков, предназначенных для денежных расчетов)
1	Для обычных измерений мощности и энергии и для реле, работающих по ваттметровому принципу
3	Для вольтметров и для реле, имеющих только обмотку напряжения

Приведенные в приложении 8 номинальные мощности трансформаторов напряжения отнесены к различным классам точности, гарантируемым при коэфициенте мощности нагрузки $\cos\varphi_2 = 0{,}8$. При коэфициентах мощности нагрузки, отличных от 0,8, погрешности трансформаторов напряжения изменяются и могут быть найдены по характеристикам, приведенным на фиг. XV,7a и b. Один и тот же трансформатор напряжения, следовательно, при различных величине и $\cos\varphi_2$ нагрузки обеспечивает различную точность.



Фиг. XV,7

Кроме номинальной мощности трансформаторов напряжения в каталогах дается также их максимальная мощность, определяемая условиями предельно-допуска мого нагрева, при которой точность их работы не гарантируется.

Выбор трансформаторов напряжения по мощности сводится к определению потребной мощности в вольтамперах по числу приключенных приборов и сравнению этой мощности с номинальной мощностью трансформатора напряжения в требуемом классе точности (с учетом коэфициента мощности нагрузки). Эти подсчеты всегда следует относить к отдельным фазам трансформатора напряжения, принимая наиболее нагруженную фазу за расчетную.

Мощность, потребляемая измерительными приборами, дается в каталогах в виде импеданса обмоток и их значения кажущейся мощности и $\cos\varphi$ (см. приложение 9).

При точных подсчетах мощности, потребляемой приборами, следует учитывать их различные коэфициенты мощности. Сложение нагрузок отдельных приборов с учетом их коэфициента мощности производится по следующей формуле:

$$\Sigma W_2 = \sqrt{\Sigma(W_{np}\cos\varphi_{np})^2 + (W_{np}\sin\varphi_{np})^2} = \sqrt{\Sigma P^2_{np} + \Sigma Q^2_{np}} \dots, \qquad \text{(XV,27)}$$

где ΣW_2 — суммарное потребление приборов в VA;

W_{np} — мощности, потребляемые отдельными приборами, в VA;

$\cos\varphi_{np}$ — коэфициент мощности отдельных приборов.

Суммарный коэфициент мощности вторичной нагрузки определяется

$$\cos\varphi_2 = \frac{\Sigma P_{np}}{\Sigma W_2}, \qquad \text{(XV,28)}$$

При приближенных подсчетах, допустимых при наличии приборов с незначительной разницей в коэфициенте мощности, потребная мощность трансформатора может быть подсчитана по формуле

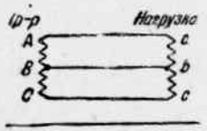
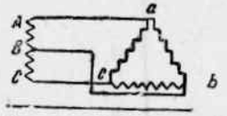
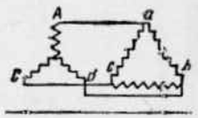
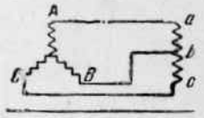
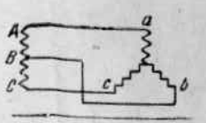
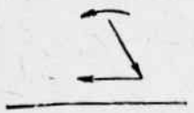
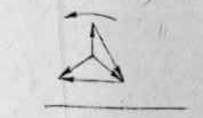
$$\Sigma W_2 = \Sigma W_{np}. \qquad \text{(XV,29)}$$

При подсчете нагрузки на однофазные трансформаторы напряжения или на одну фазу трехфазного трансформатора надо учитывать схему соединения вторичных обмоток трансформаторов и схему включения нагрузок, создаваемых отдельными приборами.

В табл. XV,3 приведены наиболее часто встречающиеся сочетания схем соединения вторичных обмоток трансформаторов и нагрузок, а также даны формулы для определения нагрузки отдельных фаз трансформаторов при определенном значении внешней нагрузки, включенной по той или иной схеме.

Следует иметь в виду, что соединительные провода между трансформаторами напряжения и приборами дают дополнительную погрешность в угле и коэфициенте трансформации, вызываемую падением напряжения. Это обстоятельство должно быть учтено при выборе сечения соединительных проводов.

Дополнительная погрешность в коэфициенте трансформации ($\Delta k\%_{(пров)}$) вызывается активной составляющей падения напряжения в проводах; погрешность в угле ($\delta'_{(пров)}$) — реактивной составляющей падения напряжения.

Варианты схем соединения вторичной обмотки трансформатора и нагрузок	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	
						
Векторные диаграммы						
Нагрузка на фазы	для трансформаторов, соединенных в открытый треугольник — *AB*	$P_{AB}=W_{ab}\cdot\cos\varphi_{ab}$ $Q_{AB}=W_{ab}\cdot\sin\varphi_{ab}$	$P_{AB}=W_{ab}\cdot\cos\varphi_{ab}+W_{ca}\cdot\cos(\varphi_{ca}+60°)$ $Q_{AB}=W_{ab}\cdot\sin\varphi_{ab}+W_{ca}\cdot\sin(\varphi_{ca}+60°)$			$P_{AB}=\sqrt{3}\cdot W_{\text{Л}}\cdot\cos(\varphi_{\text{Л}}+30°)$ $Q_{AB}=\sqrt{3}\cdot W_{\text{Л}}\cdot\sin(\varphi_{\text{Л}}+30°)$	Схема включения приборов по варианту 5 относится к обмоткам ваттметра реактивной мощности типа ФДБ завода „Электропульт“
	для трансформаторов, соединенных в открытый треугольник — *BC*	$P_{BC}=W_{bc}\cdot\cos\varphi_{bc}$ $Q_{BC}=W_{bc}\cdot\sin\varphi_{bc}$	$P_{BC}=W_{bc}\cdot\cos\varphi_{bc}+W_{ca}\cdot\cos(\varphi_{ca}-60°)$ $Q_{BC}=W_{bc}\cdot\sin\varphi_{bc}+W_{ca}\cdot\sin(\varphi_{ca}-60°)$			$P_{BC}=\sqrt{3}\cdot W_{\text{Л}}\cdot\cos(\varphi_{\text{Л}}-30°)$ $Q_{BC}=\sqrt{3}\cdot W_{\text{Л}}\cdot\sin(\varphi_{\text{Л}}-30°)$	
	для трансформаторов, соединенных звездой — *A*		$P_A=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot W_{ab}\cdot\cos(\varphi_{ab}-30°)$ $Q_A=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot W_{ab}\cdot\sin(\varphi_{ab}-30°)$	$P_A=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot[W_{ab}\cdot\cos(\varphi_{ab}-30°)+W_{ca}\cdot\cos(\varphi_{ca}+30°)]$ $Q_A=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot[W_{ab}\cdot\sin(\varphi_{ab}-30°)+W_{ca}\cdot\sin(\varphi_{ca}+30°)]$		
	— *B*		$P_B=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot[W_{ab}\cdot\cos\cdot(\varphi_{ab}+30°)+W_{bc}\cdot\cos(\varphi_{bc}-30°)]$ $Q_B=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot[W_{ab}\cdot\sin(\varphi_{ab}+30°)+W_{bc}\cdot\cos(\varphi_{bc}-30°)]$	$P_B=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot[W_{ab}\cdot\cos(\varphi_{ab}+30°)+W_{bc}\cdot\cos(\varphi_{bc}-30°)]$ $Q_B=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot[W_{ab}\cdot\sin(\varphi_{ab}+30°)+W_{bc}\cdot\sin(\varphi_{bc}-30°)]$		
	— *C*		$P_C=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot W_{bc}\cdot\cos(\varphi_{bc}+30°)$ $Q_C=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot W_{bc}\cdot\sin(\varphi_{bc}+30°)$	$P_C=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot[W_{bc}\cdot\cos(\varphi_{bc}+30°)+W_{ca}\cdot\cos(\varphi_{ca}-30°)]$ $Q_C=\frac{1}{\sqrt{3}}\cdot[W_{bc}\cdot\sin(\varphi_{bc}+30°)+W_{ca}\cdot\sin(\varphi_{ca}-30°)]$		

Для однофазного трансформатора напряжения, имеющего сосредоточенную нагрузку на расстоянии l (в случае, когда расстояния между приборами малы по сравнению с расстоянием от трансформатора напряжения), погрешность в коэфициенте трансформации может быть определена как активная составляющая падения напряжения в линии однофазного тока (в % от номинального напряжения) по формулам

$$\Delta k\,\%_{(пров)} = \frac{2I_{a2}\rho \cdot l \cdot 100}{SU_{n_2}} = \frac{2\Sigma P_{пр}\rho \cdot l \cdot 100}{SU^2_{n_2}}, \quad \text{(XV,30)}$$

где $\Sigma P_{пр}$ — суммарная активная нагрузка приборов в W;

ρ — удельное сопротивление проводов в $\Omega \cdot mm^2/m$;

S — сечение проводов в mm^2;

l — расстояние от трансформатора до приборов в m;

U_{n2} — номинальное вторичное напряжение в V.

При $\rho = 0{,}0175\ \Omega mm^2/m$ и $U_{n2} = 100$V эта формула примет вид:

$$\Delta k\,\%_{(пров)} = 3{,}5 \cdot 10^{-4} \Sigma P_{пр} \frac{l}{S}. \quad \text{(XV, 31)}$$

Погрешность в угле для этого же случая (отношение реактивной составляющей падения напряжения к номинальному напряжению) определяется формулой

$$\sin \delta'_{(пров)} = \frac{2\Sigma Q_{пр}\rho \cdot l}{SU^2_{n_2}} = 0{,}035 \cdot 10^{-4}\ \Sigma Q_{пр} \frac{l}{S},$$

откуда

$$\delta'_{(пров)} = 0{,}035 \cdot 10^{-4} \cdot 3\,440^1 \Sigma Q_{пр} \frac{l}{S} =$$

$$= 120 \cdot 10^{-4} \Sigma Q_{пр} \frac{l}{S}. \quad \text{(XV,32)}$$

Здесь $\Sigma Q_{пр}$ — суммарная реактивная мощность приборов в VA.

Для приборов, включенных на трансформаторы напряжения, соединенные в открытый треугольник в соответствии с вариантом 1 табл. XV, 3, могут быть составлены следующие выражения для определения погрешностей, вызываемых падением напряжения в проводах.

Для фазы A—B трансформатора напряжения

$$\Delta k\,\%_{пров\,(A-B)} = 1{,}75 \cdot 10^{-4} \frac{l}{S} \left(2\Sigma P_{ab} + \frac{1}{2} \Sigma P_{bc} + \right.$$

$$\left. + \frac{\sqrt{3}}{2} \Sigma Q_{bc}\right), \quad \text{(XV,33)}$$

$$\delta'_{пров\,(A-B)} = 60 \cdot 10^{-4} \frac{l}{S} \left(2 \cdot \Sigma Q_{ab} + \frac{1}{2} \Sigma Q_{bc} - \right.$$

$$\left. - \frac{\sqrt{3}}{2} \Sigma P_{bc}\right). \quad \text{(XV,34)}$$

[1] 3 440 — переводный коэфициент для получения угла в минутах 3 438 = 57,3·60.

Полученные погрешности должны быть прибавлены к номинальным погрешностям трансформатора напряжения, полученные суммарные значения ошибок позволяют судить о возможности приключения к данной сети того или иного измерительного прибора.

Если суммарные погрешности выше, чем требуются для рассматриваемых измерительных приборов, следует увеличить сечение проводов или уменьшить нагрузку трансформатора напряжения (т. е. увеличить их количество).

Выбором по типу, номинальному напряжению, коэфициенту трансформации, классу точности и мощности полностью исчерпывается выбор трансформаторов напряжения. Проверки на устойчивость при коротких замыканиях для трансформаторов напряжения не требуется, так как они включаются параллельно к токовым цепям и при коротких замыканиях в этих цепях током короткого замыкания не обтекаются. При коротком замыкании в самом трансформаторе напряжения величина тока короткого замыкания ограничивается добавочным сопротивлением, включаемым обычно в цепь трансформатора напряжения и собственным реактансом трансформатора, что и учитывается заводом при расчете конструкций трансформаторов напряжения.

XV,4. ПРИМЕР ВЫБОРА АППАРАТУРЫ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Требуется произвести выбор аппаратуры и токоведущих частей для фидера генераторного напряжения 10 kV электростанции, принципиальная схема которой изображена на фиг. XV, 8. Станция работает с автоматическим регулированием напряжения.

Значения токов короткого замыкания, протекающих по фидеру при замыкании в точке I, приведены в табл. XV,4.

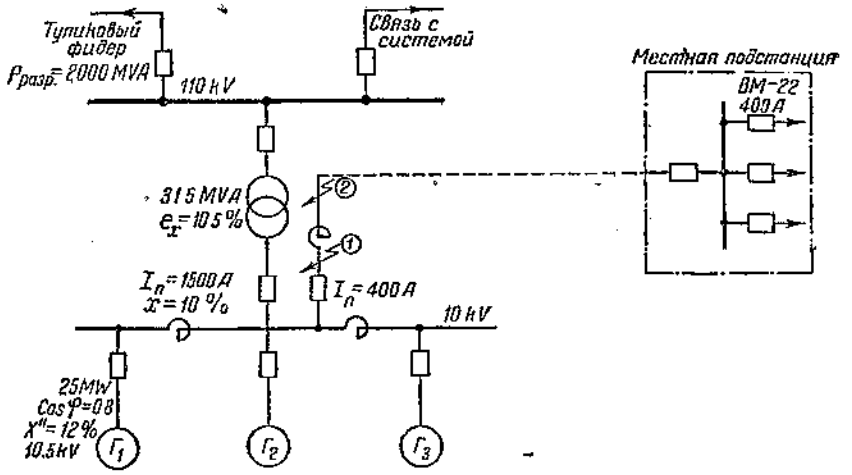
Таблица XV,4

№ точки	$I_{со}$ A	$I_{t=0{,}2sec.}$ A	I^{II} A	I_p A	i_p A	$I^{II}/I_{со}$ A	Время действия защиты t sec.	Фиктивное время t_f sec.
1	30 000	35 000	46 000	70 000	116 500	1,53	0,5	0,85

Значения токов короткого замыкания в точке 2 определяются после выбора параметров реактора.

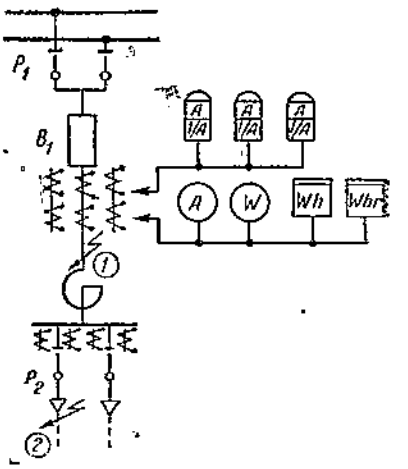
На фиг. XV, 9 дана однолинейная схема фидера с указанием всей коммутационной аппаратуры, измерительных приборов и реле. Время действия максимальной защиты при коротком замыкании до реактора равно 0,5 sec. Время действия этой же защиты при коротком замыкании после реактора 3 sec. (реле с ограниченно зависимой характеристикой). Эти выдержки времени приняты для расчетов термической устойчивости аппаратуры и токоведущих частей фидера, несмотря на то, что на фидерах установлена восьмерочная защита. Последнее объясняется тем, что восьмерочная защита имеет мертвую зону.

1. Выбор реактора. Реактор должен быть взят на номинальный ток 400 А и напряжение 10 kV. Для выбора реактанса реактора задаемся условием, что на местных подстанциях (фиг. XV, 8) должны



Фиг. XV 8

При коротком замыкании за выбранным реактором (точка 2 фиг. XV,8 и XV,9) после соответствующих подсчетов получаем следующие значения токов короткого замыкания:



Фиг. XV, 9

быть установлены выключатели типа ВМ-22 400 А, имеющие предельный ток отключения 7,2 kA. На основании изложенного в § XV, 3 о выборе реакторов можно написать

$$I_{пред.\ откл.} \approx I'' = \frac{E_\Sigma}{x_\Sigma},\ \text{т. е.}\ 7200 = \frac{1{,}08 \cdot 10\,000}{\sqrt{3}\ x_\Sigma},$$

откуда суммарный реактанс до места короткого замыкания должен быть

$$x_\Sigma = x_{\Sigma(ст)} + x_r = 0{,}86\ \Omega.$$

Для рассматриваемого примера эквивалентный реактанс на шинах станции ($x_{\Sigma(ст)}$), выраженный в процентах, отнесенный к базисному току, равному току одного генератора 1 720 А, составляет

$$x_{\Sigma(ст)}\,\% = 4\,\%.$$

Выражая x_Σ также в %, отнесенных к току в 1 720 А, имеем

$$x_\Sigma\,\% = \frac{0{,}86 \cdot 1\,720\ \sqrt{3}}{10\,000} \cdot 100 = 25{,}6\,\%,$$

откуда реактанс реактора в %, отнесенный к току 1720 А,

$$x_r\,\% = 25{,}6 - 4{,}0 = 21{,}6\,\%.$$

Следовательно, реактанс реактора в %, отнесенный к его номинальному току 400 А, будет

$$x_r\,\% = \frac{21{,}6 \cdot 400}{1\,720} = 5\,\%.$$

Подбираем реактор типа РБ-10 400 А с реактивностью 5% (приложение 4).

Таблица XV, 5

№ точки	I_∞	$I_{t=3\ sec.}$	$I_{t=0{,}2\ sec.}$	I''	i_p	t_p	I''/I_∞	$t_{защ.}$	t_f
	A	A	A	A	A	A		sec.	sec.
2	7 600	7 400	6 500	7 000	11 600	17 800	0,92	3	2,4

Рассмотрение таблицы показывает, что $I_{t=3\ sec.}$ больше, чем $I_{t=0{,}2\ sec.}$, следовательно, выключатели потребительской подстанции должны быть проверены по $I_{пред.\ откл}$ для $t=3$ sec. Оказывается, что $I_{t=3sec.}$ немного больше, чем $I_{пред.\ откл}$ для выключателя ВМ-22 (на 3%). Учитывая, что действительное значение токов короткого замыкания будет меньше за счет реактивности кабельной сети, считаем возможным не изменять выбранный тип реактора.

Остаточное напряжение на шинах станции при коротком замыкании за реактором для времени $t=3$ sec. [по формуле (XV,10)]

$$U_{ост}\,\% = x_p\,\% \frac{I_{pt}}{I_n} = 5 \cdot \frac{7\,400}{400} = 92\,\%.$$

Полученная величина гарантирует достаточную устойчивость работы двигателей потребителей.

Устойчивость выбранного реактора при сквозных коротких характеризуется следующими гарантийными цифрами:

$$i_{max} = 20\,400\ \text{А};\quad I_t\sqrt{t} = 20\,000.$$

Обращаясь к табл. XV,5, видим, что $i_{max} > i_p$, т. е. реактор динамически устойчив.

Термическая устойчивость реактора также обеспечивается для рассматриваемого случая, так как величина

$$I_{\infty}\sqrt{t_f}=7\,600\cdot\sqrt{2{,}4}<20\,000.$$

2. Выбор выключателя B_1. Для выбора выключателя B_1 рассматриваем две возможных точки короткого замыкания: точку *1* (табл. XV,4) и точку *2* (табл. XV,5). В указанных таблицах имеются все данные кроме величины

$$I_{t_a}=I_{\infty}\sqrt{\frac{t_f}{t_a}},$$

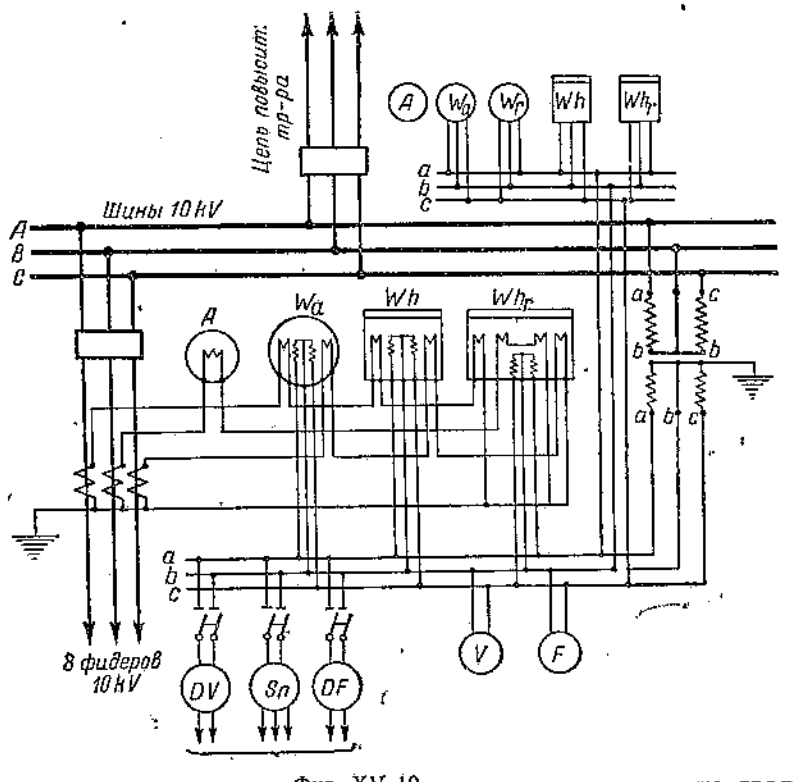
позволяющей непосредственно судить о термической устойчивости выключателя. Поскольку термическая устойчивость выключателей характеризуется пятисекундным током I_5, то, подставляя в приведенную формулу цифровые значения, получим:

для точки *1*: $I_5=30\,000\sqrt{\frac{0{,}85}{5}}=12\,400$ A;

для точки 2: $I_5=7\,600\sqrt{\frac{2{,}4}{5}}=5\,250$ A.

Сравнивая имеющиеся значения токов короткого замыкания с характеристиками масляных выключателей (приложение 1), имеем для расчетной точки *1*:

1. Масляный выключатель ВМ-22 400 А, 10 kV подходит по номинальным параметрам, но не удовлетворяет требованиям устойчивости при коротких замыканиях.



Фиг. XV, 10

2. Масляный выключатель МГГ-223-КБ 2 000 А, 10 kV хотя и соответствует требованиям устойчивости при сквозном коротком замыкании, но имеет при 10 kV предельно отключаемый ток $I_{пред.\ откл}=30$ kA, в то время как ток короткого замыкания в точке *1* через 0,2 sec. составляет $I_{t=0,2}=36$ kA, т. е. данный выключатель не подходит.

3. Всем требованиям удовлетворяет выключатель МГГ-229-КБ 2 000 А, 10 kV.

Для расчетной точки *2* всем требованиям удовлетворяет выключатель ВМ-22 400 А, 10 kV.

На основании соображений, изложенных в § XV,2 настоящей главы, для рассматриваемого примера могут быть выбраны следующие выключатели:

1. ВМ-22 400 А, 10 kV при условии их установки во взрывных камерах.

2. МГГ-229-КБ 2 000 А, 10 kV, в случае если конструкция распределительного устройства предусматривает установку выключателей в открытых ячейках.

При сооружении нового распределительного устройства следует отдать предпочтение варианту с открытыми ячейками и выключателями типа МГГ-229, как более удобному в эксплоатации и отвечающему требованиям современной техники.

В отдельных случаях (например, при отсутствии выключателей типа МГГ, при расширении существующего распределительного устройства с взрывными ячейками и т. п.) может быть принят вариант с выключателями типа ВМ-22 с установкой их во взрывных камерах.

3. Выбор шинных разъединителей. На основании соображений, изложенных в § XV,3 настоящей главы, расчетной точкой короткого замыкания для выбора шинных разъединителей следует считать точку *1*. Из сравнения величин токов короткого замыкания (табл. XV,4) с характеристиками трехполосных разъединителей (приложение 2) видим, что тип разъединителя определяется динамической устойчивостью. К данным условиям с ударным током короткого замыкания $i_p=116{,}5$ kA подходит разъединитель $РЗВ_2$-10 с номинальным током в 2 000 А.

4. Выбор трансформаторов тока, установленных до реактора. По условиям нормального режима трансформатора тока должны иметь $U_n=10$ kV и коэфициент трансформации 400/5 А. Выбираем двухкерновый тип трансформаторов тока, так как к ним будут присоединены не только измерительные приборы, но и максимальная защита. Поскольку счетчики, установленные на фидере, выполняют обычно лишь контрольные функции и не предназначены для денежных расчетов, выбираем класс точности сердечника измерительных приборов — 1; класс точности сердечника максимальной защиты может быть взят — 3.

На основании изложенного берем трансформатор тока типа ТПФ-1/3 с мощностями кернов соответственно 15 и 30 VA (приложение 5).

Для того чтобы проверить, достаточна ли мощность керна измерительных приборов, следует распределить токовые обмотки приборов по трем трансформаторам тока. Это распределение изображено на фиг. XV,10, из которой видно, что токовые обмотки счетчиков и ваттметра присоединены к двум трансформаторам тока крайних фаз. Трансформатор тока средней фазы нагружен амперметром и средней обмоткой счетчика реактивной мощности. При таком распределении получаем нагрузки трансформаторов тока, представленные в табл. XV,6 (данные о сопротивлении обмоток приборов см. приложение 9).

Таблица XV, 6

Последовательные обмотки приборов	Нагрузка в Ω на		
	фазу *A*	фазу *B*	фазу *C*
Ваттметр завода электропульт типа ФДБ	0,05	—	0,05
Счетчик активной энергии типа И	0,021	—	0,021
Счетчик реактивной энергии типа ИР	0,011	0,022	0,011
Амперметр типа ЭН	—	0,07	—
Общая нагрузка	0,082	0,092	0,082

Наибольшую нагрузку имеет трансформатор тока фазы *B*, поэтому весь расчет проводим для него.

Вторичная нагрузка трансформатора тока может быть определена по уравнению (XV,17)

$$W_2 = I_2^2 (Z_{приб} + R_{конт} + R_{пров}).$$

Сопротивление контактов $R_{конт}$ оцениваем в 0,1 Ω, следовательно,

$$W_2 = 25\,(0{,}092 + 0{,}1 + R_{пров}).$$

Длина проводов от трансформаторов тока до щита управления равна 75м (в один конец). Поскольку приборы соединены в звезду, сопротивления обратного провода не учитываем. Подсчитываем необходимое минимальное сечение соединительных проводов, исходя из номинальной мощности трансформатора, т. е. приравнивая

$$W_2 = W_n = 15 \text{ VA},$$

$$15 = 25\,(0{,}092 + 0{,}1) + 25\,R_{пров}$$

или

$$R_{пров} = 0{,}408,$$

откуда

$$S = \frac{\rho\, l}{R_{пров}} = \frac{0{,}0175 \cdot 75}{0{,}408} = 3{,}2 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее большее нормированное сечение — 4 мм².

Таким образом сердечник измерительных приборов выбранного трансформатора тока вполне достаточен по мощности.

Выбор мощности сердечника, питающего защиту, проводится аналогичным образом.

Выбранный тип трансформатора тока ТПФ-1/3 в соответствии с приложением 5 имеет следующие гарантированные кратности:

а) динамической устойчивости $k_{max} = 250$;

b) термической устойчивости $k_t = 80$.

Указанная кратность динамической устойчивости гарантируется при усилиях на головку трансформатора тока, не превосходящих 150 kG для верхней головки и 75 kG для нижней головки (см. примечание к приложению 5).

Рассмотрим условия устойчивости трансформатора тока при коротком замыкании в точках *1* (i_p = =116 500 А) и *2* (i_p = 17 800 А).

Динамическая устойчивость. Для трансформатора тока с номинальным током 400 А получаем:

в соответствии с формулой (XV,21)

$$k_{max} \geqslant \frac{i_p}{\sqrt{2}\, I_n}$$

или при коротком замыкании в точке *1*:

$$250 > \frac{116\,500}{\sqrt{2} \cdot 400} = 206;$$

при коротком замыкании в точке *2*:

$$250 > \frac{17\,800}{\sqrt{2} \cdot 400} = 31{,}8,$$

т. е. трансформатор тока динамически устойчив при коротком замыкании в двух рассмотренных точках.

Найдем величину усилия на верхний изолятор трансформатора тока, имея в виду что расстояние между фазами $a = 40$ см и расстояние от верхнего изолятора трансформатора до ближайшего опорного изолятора $l = 100$ см.

Усилие определяем, используя формулы (V,16) и (V,31) (гл. V)

$$f_{max} = 1{,}77\,\frac{i_p^2}{p} \cdot 10^{-8} \text{ kG/см}$$

и

$$F = 0{,}5 \cdot f_{max} \cdot l$$

(коэфициент 0,5 учитывает распределение усилий между головкой изолятора и ближайшим опорным изолятором).

Для расчетной точки *1*:

$$F = 0{,}5 \cdot \frac{1{,}77 \cdot 116\,500^2 \cdot 100}{40} \cdot 10^{-8} = 300 \text{ kG} > 150 \text{ kG};$$

для расчетной точки *2*:

$$F=0{,}5\cdot\frac{1{,}77\cdot17\,800^2\cdot100}{40}\cdot10^{-8}=7\text{ kG}<150\text{ kG}.$$

Следовательно, для достижения динамической устойчивости трансформатора тока при коротком замыкании в точке *1* следует уменьшить расстояние до ближайшего опорного изолятора до 50 см.

Термическая устойчивость.

Расчетные значения:
для точки *1*: $I_{\infty}=30\,000$ А и $t_f=0{,}85$ sec.;
для точки *2*: $I_{\infty}=7\,600$ А и $t_f=2{,}4$ sec.;
по формуле (XV,23)

$$k_t\geqslant\frac{I_{\infty}\sqrt{t_f}}{I_n}$$

получаем:
при коротком замыкании в точке *1*:

$$80>\frac{30\,000\sqrt{0{,}85}}{400}=69$$

при коротком замыкании в точке *2*:

$$80>\frac{7\,600\sqrt{2{,}4}}{400}=29{,}5,$$

т. е. трансформатор тока термически устойчив при коротком замыкании в двух рассмотренных точках.

Следует отметить, что термическая устойчивость трансформаторов тока при коротком замыкании в точке *1* оказалась удовлетворительной только ввиду применения быстродействующей защиты. Интересно проверить, какую максимальную выдержку можно допустить у защиты, не рискуя нарушить термическую устойчивость трансформатора тока при аварии в точке *1*. Последняя может быть найдена из уравнения (XV,25):

$$t_t\leqslant\left(\frac{I_nk_t}{I_{\infty}}\right)^2\leqslant\left(\frac{400\cdot80}{30\,000}\right)^2=1{,}15\text{ sec.},$$

откуда по кривым фиг. 1V,14

$$t_{защ}=1\text{ sec.}$$

Таким образом в данном примере условия термической устойчивости трансформатора тока при коротком замыкании в точке *1* диктуют необходимость быстродействующей защиты (оказывается, что более устойчивого трансформатора тока в данных условиях подобрать нельзя, так как увеличение номинального тока, например, требует применения одновиткового трансформатора, который динамически менее устойчив и т. д.) (приложение 5).

5. Выбор кабельных разъединителей и трансформаторов тока для восьмерочной защиты производится аналогично проведенному выше, принимая за исходные данные значения тока короткого замыкания, соответствующие расчетной точке 2 (табл. XV,5).

6. Выбор шинного трансформатора напряжения. Как видно из фиг. XV,10, обмотки напряжения измерительных приборов фидера питаются от трансформатора напряжения, приключенного к сборным шинам станции и представляющего собой группу из двух однофазных трансформаторов напряжения, соединенных в открытый треугольник.

Таблица XV,7

Цепи		Приборы		Потребление		cosφ	$W\cdot\cos\varphi$	$W\cdot\sin\varphi$
Наименование	Количество	Наименование	Количество	Одного прибора	Сумма	—	W	VA
Фидер	8	Ваттметр активный типа ФДБ	8	1,6	12,8	1	12,8	—
		Счетчик активной энергии типа И	8	1,73	13,8	0,38	5,24	12,75
		„ реактивной „ „ ИР	8	1,73	13,8	0,38	5,24	12,75
Повысительный трансформатор	1	Ваттметр активный типа ФДБ	1	1,6	1,6	1	1,6	—
		„ реактивный „ ФДБ[1]	1	3·0,93	1,6	1	$\frac{1{,}6\sqrt{3}}{2}=1{,}4$	$\frac{1{,}6}{2}=0{,}8$
		Счетчик активной энергии типа И	1	1,73	1,73	0,38	0,66	1,6
		„ реактивной „ „ ИР	1	1,73	1,73	0,38	0,66	1,6
		Всего по приборам фидеров и повысительного трансформатора					27,6	29,5
Шины		Колонка синхронизации						
	1	Вольтметр типа ЭН	1	4,7	4,7	1	4,7	—
	1	Частотомер типа ВБ	1	1,5	1,5	1	1,5	—
	1	Синхроноскоп типа ЭБС	1	1,5	1,5	1	1,5	—
		Всего колонка синхронизации					7,7	
		Всего нагрузка фазы *a-b* в период синхронизации					35,3	29,5

[1] См. вариант 5 табл. V,3.

Предположим, что к рассматриваемой секции шин присоединено восемь одинаковых фидеров и их приборы питаются от общего трансформатора напряжения. Этот же трансформатор напряжения питает приборы цепи повысительного трансформатора и шинные вольтметр и частотомер, а в период синхронизации и колонку синхронизации. На основании изложенного составляем табл. XV,7 нагрузок одной фазы *(a — b)* трансформатора напряжения в период синхронизации (данные о потребляемой мощности приборов см. приложение 9).

Аналогичный подсчет дает нагрузки фазы *(b—c)*

$$\Sigma P_{пр}=\Sigma W\cos\varphi=33{,}8\ \text{W},$$
$$\Sigma Q_{пр}=\Sigma W\cdot\sin\varphi=29{,}5\ \text{VA}.$$

Полная нагрузка фазы *(a — b)* без колонки синхронизации определяется по формуле (XV,27)

$$\Sigma W_з=\sqrt{\Sigma P^2_{пр}+\Sigma Q^2_{пр}}=\sqrt{27{,}6^2+29{,}5^2}=40{,}5\ \text{VA}.$$

По формуле (XV,28)

$$\cos\varphi_{пр}=\frac{\Sigma P_{пр}}{\Sigma W_{пр}}=\frac{27{,}6}{40{,}5}=0{,}685.$$

Аналогичные подсчеты дают:

для фазы *(a — b)* во время синхронизации

$$\Sigma W_з=46\ \text{VA},$$
$$\cos\varphi_з=0{,}77;$$

для фазы *(b — c)*

$$\Sigma W_з=43\ \text{VA},$$
$$\cos\varphi_з=0{,}785,$$

Счетчики, установленные на фидерах, не предназначены для денежных расчетов, следовательно, для них требуется класс точности *1*. Трансформатор напряжения НОМИ-10 имеет в классе *1* мощность 150 VA и в классе 0,5 80 VA при $\cos\varphi=0{,}8$ (см. приложение 8).

Ввиду того что фаза *(a — b)* в нормальных условиях имеет $\cos\varphi_з$ нагрузки, значительно отличающийся от 0,8, следует проверить допускаемую нагрузку трансформатора напряжения при $\cos\varphi_з=0{,}685$ по кривым фиг. XV,7. Оказывается, что при этом коэфициенте мощности трансформатор допускает нагрузку в 90 VA при классе точности 1 и нагрузку в 40 VA при классе точности 0,5. Следовательно, приборы фазы *(a — b)* работали бы в классе точности 0,5, если бы не было добавочной ошибки вследствие падения напряжения в проводах. Определим эту добавочную ошибку по формулам (XV,33) и (XV,34), принимая длину проводов $l=75$ m и $s=2{,}5\ \text{mm}^2$

$$\Delta k\%_{пров\ (a-b)}=1{,}75\cdot10^{-4}\frac{l}{s}\left(2\Sigma P_{ab}+\frac{1}{2}\Sigma P_{bc}+\right.$$
$$\left.+\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\Sigma Q_{bc}\right)=1{,}75\cdot10^{-4}\frac{75}{2{,}5}\left(2\cdot27{,}6+\frac{1}{2}\cdot33{,}8+\right.$$
$$\left.+\frac{\sqrt{3}}{2}29{,}5\right)=0{,}51\%,$$
$$\delta'_{пров\ (a-b)}=60\cdot10^{-4}\frac{l}{s}\left(2\cdot\Sigma Q_{ab}+\frac{1}{2}\Sigma Q_{bc}-\right.$$
$$\left.-\frac{\sqrt{3}}{2}\Sigma P_{bc}\right)=60\cdot10^{-4}\cdot\frac{75}{2{,}5}\left(2\cdot29{,}5+\right.$$
$$\left.+\frac{1}{2}\cdot29{,}5-\frac{3}{2}33{,}8\right)=8'.$$

Полученные значения ошибок велики. Если бы рассматриваемая фаза была загружена до предела, следовало бы значительно увеличить сечение проводов. Но так как фаза нагружена всего на 40 VA, полученные добавочные погрешности не выводят приборы из работы в классе точности 1 и поэтому допустимы.

При увеличении количества фидеров секции может оказаться необходимым увеличить сечение соединительных проводов или даже установить добавочную группу трансформаторов напряжения.

ГЛАВА XVI

СХЕМЫ КОММУТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

XVI,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Схемой электрических соединений называется чертеж, на котором в условном изображении нанесены элементы электрической установки и все соединения между ними в той последовательности, в которой эти соединения выполняются в действительности. Различаются два основных вида схем:

1. Схемы первичной коммутации.
2. Схемы вторичной коммутации.

На первых из них изображаются главные цепи электрической установки, т. е. те, по которым электрическая энергия проходит от генераторов станции к потребителям. На этих схемах показываются все главные машины и аппараты.

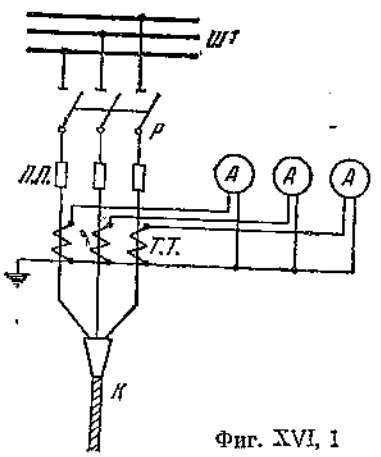
Схемы вторичной коммутации представляют соединения и включения приборов и аппаратов вспомогательных цепей, к которым относятся соединения измерительных трансформаторов и приборов, аппаратов релейной защиты, блокировки, сигнализации, управления различными элементами установки и т. д. Схемы вторичной коммутации должны иметь и элементы первичной коммутации, связанные с работой изображенных вторичных цепей, так как в противном случае понимание их будет затруднено или невозможно.

Отметим, что и на схемах первичной коммутации для лучшего их понимания иногда наносятся элементы вторичной коммутации.

По способу начертания коммутационные схемы могут быть разбиты на следующие три группы:

1. Трехлинейные схемы коммутации. На трехлинейных коммутационных схемах изображаются три фазы установки с показанием всех включенных приборов и аппаратов. Если установка имеет нулевой провод, то на схеме наносятся все соединения и для этого провода. Примером трехлинейной схемы является фиг. XVI,1, на которой представлена схема соединений отходящей кабельной линии низкого напряжения. После ответвления от шин *Ш* включен рубильник *Р*, плавкие предохранители *П..П.* и трансформаторы тока *Т. Т.*; затем провода (шины) переходят в трехжильный кабель *К*, идущий к потребителю. Все указанные выше элементы относятся к схеме первичной коммутации. Измерение тока в отходящей линии производится амперметрами *А*, включенными во вторичные обмотки трех трансформаторов тока. Эти цепи относятся ко вторичной коммутации.

Трехлинейные схемы коммутации имеют ограниченное распространение и применяются для изображения отдельных частей установки. Трехлинейная схема коммутации для всей установки в целом из-за большого количества приборов, аппаратов и соединительных проводов получается очень громоздкой и



Фиг. XVI, 1

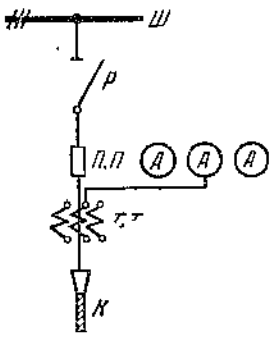
неудобной для чтения. Попытка создать трехлинейную схему для современной мощной станции привела бы к тому, что чтение такой схемы было бы практически невозможно; так велик и сложен был бы этот чертеж.

2. Монтажные (исполнительные) схемы коммутации. Монтажные схемы выполняются также трехлинейными, но они отражают территориальное расположение элементов электрической установки. Например, элементы оборудования, размещаемые на щите управления (измерительные приборы, реле, сигнальные лампы и т. д.), группируются вместе и показываются в точном соответствии с конструкцией щита управления. Элементы оборудования распределительного устройства (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы и пр.) выделяются на чертеже особо. Провода вторичных цепей показываются в точном соответствии с конструкцией со всеми промежуточными зажимами и маркируются.

Монтажные схемы используются при строительстве электрической установки. Эти схемы с внесен-

ными в них отступлениями, произведенными при монтаже, называются исполнительно-монтажными схемами коммутации. Последние являются необходимыми при эксплоатации установки; по ним эксплоатационный персонал детально разбирает схему электрических соединений данного элемента и находит благодаря маркировке нужные зажимы, соединительные провода и т. д.[1].

3. Однолинейные схемы коммутации. Однолинейные схемы коммутации изображают соединения только одной фазы установки. Возможность такого начертания схемы становится понятной, если вспомнить, что в установке трехфазного тока все три фазы имеют идентичные соединения и на них монтируются одни и те же аппараты. При наличии нулевого провода последний показывается на схеме отдельно (пунктирной линией), поскольку соединения на нем отличаются от таковых же на фазных проводах.



Фиг. XVI, 2

Однолинейные схемы коммутации составляются обычно для всей установки в целом; для облегчения чтения схем на них наносятся только основные элементы установки—генераторы, трансформаторы, выключатели, разъединители и т. д. и соединения между ними. Эти схемы позволяют в полной мере судить об электрической установке, возможных режимах ее работы и о необходимых переключениях на станциях или подстанциях, вызываемых изменениями условий работы.

Отметим, что иногда однолинейные схемы коммутации составляются несколько более подробно, а именно на них изображаются еще измерительные приборы и аппараты релейной защиты. Наличие этих приборов и аппаратов на чертеже относительно мало усложняет схему коммутации, позволяя в то же время судить о возможных измерениях и принятой системе релейной защиты.

Присоединения приборов и аппаратов к измерительным трансформаторам показывается условно только для одной фазы; многие детали в цепях вторичной коммутации опускаются, чтобы не усложнять чертежа.

Однолинейная схема для элемента установки, представленного в трехлинейном изображении на фиг. XVI,1, изображена на фиг. XV1,2.

Проектирование электрической установки начинается с разработки однолинейной схемы, на которой указываются: число и мощность машин, количество и назначение отходящих линий, выбранное напряжение и основные аппараты и соединения. Однолинейные схемы являются основой для разработки монтажных схем и конструкций электрической части станций и подстанций.

Наглядность и легкость чтения однолинейных схем коммутации обусловливают их широкое использование и при эксплоатации электрических установок. Все эксплоатационные операции на щите управления проводятся дежурным персоналом, используя для этого однолинейную схему коммутации. Работа дежурного персонала без схемы, по памяти значительно увеличивает вероятность неправильных операций, а следовательно, и вероятность расстройства работы установки. Учитывая это обстоятельство, § 585 и 631 ПТЭ предписывают вести на каждой станции и подстанции суточную оперативную схему коммутации, на которой отмечаются все изменения, происходящие в схеме. По этим же схемам производится приемка и сдача смены.

При решениях вопроса о выборе той или иной схемы коммутации для вновь сооружаемых станций и подстанций необходимо оценивать степень надежности, даваемую этими схемами, связывая принимаемое решение с надежностью электроснабжения, требуемой потребителями.

Все потребители с точки зрения требований к надежности питания их электроэнергией могут быть разделены на три категории:

I категория. Потребители, для которых перерыв в подаче электроэнергии связан или: a) с браком продукции, b) длительной остановкой производства из-за расстройства технологического процесса, c) с порчей основного оборудования и d) с опасностью для людей.

Схемы коммутации станций и подстанций, от которых происходит питание этих потребителей, должны обеспечивать очень высокую надежность работы и предусматривать необходимый резерв.

II категория. Потребители, для которых перерыв электроснабжения связан только с сокращением выпуска продукции. К этой категории относится большинство промышленных предприятий. Для таких потребителей могут считаться допустимыми редкие и непродолжительные перерывы в подаче электроэнергии. В наиболее неблагоприятных случаях простой предприятия из-за прекращения электроснабжения не должен превосходить нескольких часов.

Ясно, что к схемам коммутации станций и подстанций, питающих потребителей II категории, следует предъявлять менее строгие требования, чем к сооружениям, предназначенным для обслуживания потребителей I категории.

III категория. Потребители, перерыв в снабжении которых не оказывает заметного влияния на ход технологического процесса или на выпуск продукции. К таким нагрузкам относятся некоторые вспомогательные цехи заводов, ряд коммунальных нагрузок, бытовые нагрузки и т. п. Перерыв электроснабжения для этой категории потребителей может быть

[1] Маркировка на исполнительных схемах и на выполненной установке является обязательной (см. § 609, 610, 612, 615 и 638 ПТЭ).

Без наличия монтажно-исполнительных схем не может быть произведена приемка щита управления в эксплоатацию (см. § 617, 627 ПТЭ).

допущен более длительным, чем для нагрузок II категории. Подчеркнем, что и в этом случае допустимы только редкие прекращения питания потребителей.

К схемам станций и подстанций, обслуживающих потребителей III категории, нужно предъявлять менее строгие требования, чем для объектов, работающих на потребителей I и II категорий.

Сказанное о снижении требований к схемам коммутации станций и подстанций в зависимости от категорий потребителей нельзя понимать так, что для потребителей III категории могут применяться схемы, осложняющие эксплоатацию, обусловливающие повышенную аварийность и т. п. Во всех случаях нужно обеспечить высокую надежность электроснабжения. В то же время не должно быть излишнего резервирования, влекущего за собой перерасход капиталовложений, материалов, оборудования и рабочей силы.

XVI, 2. СХЕМЫ КОММУТАЦИИ СТАНЦИЙ НЕБОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ С НАПРЯЖЕНИЕМ 220 — 500 V

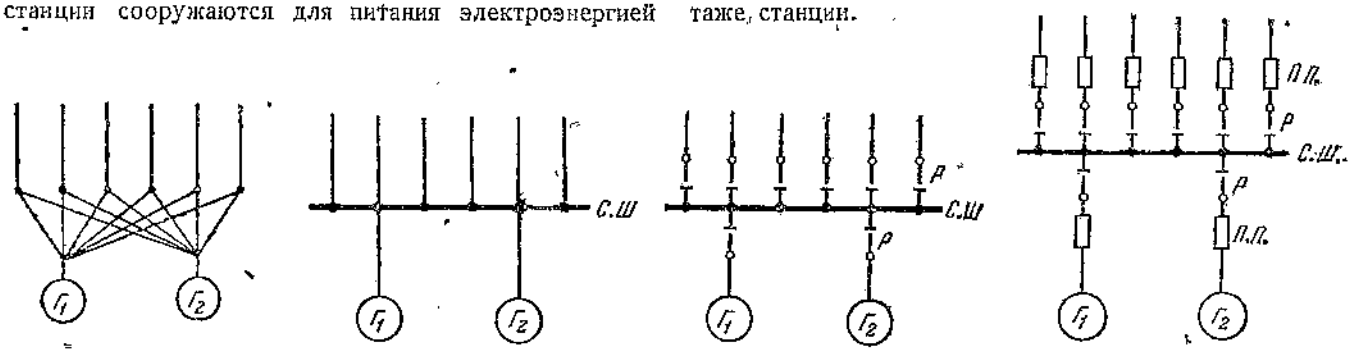
Рассмотрим вначале схемы коммутации станций трехфазного тока с напряжением 220 — 500 V. Эти станции сооружаются для питания электроэнергией небольших поселков и промышленных предприятий в районах, не охваченных сетями электрических систем. Невысокое напряжение установки предопределяет возможность передавать только небольшие мощности и на сравнительно небольшие расстояния. Поэтому установленная мощность таких станций обычно исчисляется десятками или сотнями киловатт.

Представим себе, что на станции должно быть установлено два синхронных генератора $Г_1$ и $Г_2$ и что со станции должно быть выведено n линий; в практических условиях n всегда в несколько раз больше, чем число генераторов.

Первым вопросом, возникающим при проектировании схемы коммутации, является способ соединения генераторов с отходящими линиями. Учитывая, что любой из генераторов периодически будет отключаться вследствие снижения нагрузки станции или для производства его осмотров или ремонтов, необходимо, чтобы каждая из отходящих линий могла получать питание от обоих генераторов. Это может быть осуществлено соединением каждого из генераторов с каждой из отходящих линий, как показано на фиг. XVI,3a. Однако такое соединение машин с отходящими линиями не может быть признано рациональным. Вследствие большого количества соединительных линий установка получается мало наглядной, ненадежной в эксплоатации и требует значительного расхода проводникового материала. Эта схема имеет еще ряд существенных недостатков, что и определяет ее практическую неприемлемость.

Наиболее рациональным способом соединения генераторов станции со всеми отходящими линиями нужно считать введение промежуточного звена — сборных шин *С. Ш.* (фиг. XVI,3b), к которым присоединяются все генераторы и отходящие линии. Электроэнергия поступает при такой схеме на сборные шины и распределяется по ним к отдельным отходящим линиям.

Повреждение или разрушение сборных шин означает прекращение подачи электроэнергии к потребителям со всеми вытекающими из этого последствиями. Естественно поэтому, что надежности работы шин на станциях всегда уделяют наибольшее внимание. Последнее осуществляется тщательным уходом за сборными шинами в эксплоатации и надежным конструктивным выполнением их при проектировании и монтаже станции.



Фиг. XVI, 3

При значительном снижении нагрузки станции экономически целесообразно один из генераторов остановить, для чего он должен быть отключен от сборных шин. Производство ремонтов может происходить только на частях установки, не находящихся под напряжением. Поскольку ремонту подвергаются все элементы станции, нужно иметь возможность отключать любую станционную цепь (генератор, линия). Поврежденная часть установки должна быть отсоединена от шин станции, с тем чтобы остальные здоровые части ее могли продолжать работать. Все приведенные соображения показывают с очевидностью на невозможность работы станции по схеме фиг. XVI,3b. В каждой станционной цепи должен быть установлен аппарат, позволяющий производить ее отключение от сборных шин.

Таким наиболее простым, дешевым и надежным аппаратом для маломощных установок трехфазного переменного тока с напряжением до 500 V включительно является трехполюсный рубильник (*Р*, фиг. XVI,3c).

Рубильники выбираются для каждой цепи в соответствии с ее рабочим током. Номинальный ток ру-

бильника должен быть не меньше рабочего тока цепи, в которой он устанавливается.

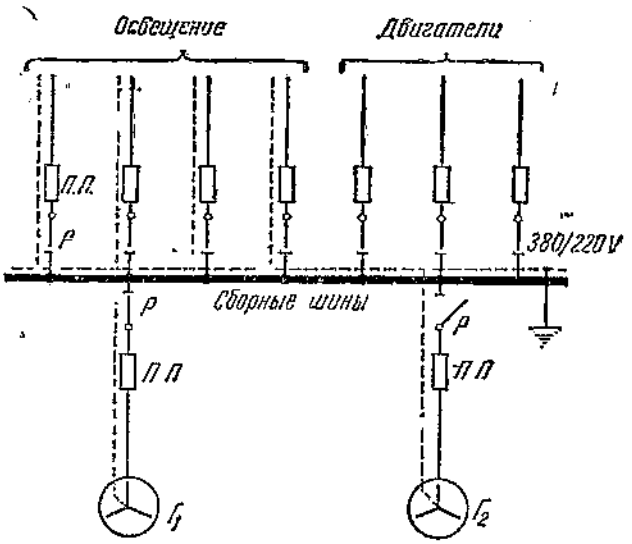
Однако по схеме фиг. XVI,3c работа станции является также невозможной. Повреждение (короткое замыкание) в любой точке установки при этой схеме будет приводить к выпадению из работы всей станции, что недопустимо. Современные электрические установки выполняются так, чтобы повреждение одной из ее частей не отзывалось на эксплоатации других элементов установки. Поврежденный элемент в возможно короткий срок должен быть автоматически и селективно отключен. Последнее требование вызывает необходимость иметь на электростанции аппараты, автоматически отключающие линии и генераторы при их повреждениях. Эти аппараты должны работать селективно, т. е. так, чтобы отключению подвергалась только больная часть установки, все же остальные оставались в работе.

На станциях малой мощности, работающих с напряжением не выше 500V, автоматическое отключение поврежденного участка производится плавкими предохранителями, которые включаются в каждую цепь, как это показано на фиг. XVI,3d. Плавкие предохранители, установленные на отходящих линиях и в цепях генераторов, должны быть подобраны так, чтобы повреждение на какой-либо из линий вызывало перегорание предохранителя этой линии, а не предохранителей, установленных на генераторах. Селективная работа предохранителей обеспечивается соответствующим выбором их номинальных токов. Номинальный ток предохранителей на генераторах должен быть больше номинального тока на любой из отходящих линий. Чем больше разница в номинальных токах предохранителей на генераторах и отходящих линиях, тем больше гарантия в их селективной работе[1].

Плавкие предохранители не могут рассматриваться аппаратами, защищающими двигатели и генераторы от перегрузок. Как известно, ток, расплавляющий плавкий предохранитель, превышает номинальный ток на 30—50%. Время перегорания предохранителя колеблется в широких пределах в зависимости от величины тока и окружающей температуры. Следовательно, если на генераторе поставлен предохранитель с номинальным током, равным номинальному току генератора, то такой предохранитель будет допускать значительную перегрузку генератора в течение продолжительного времени. Выбор предохранителя с номинальным током, меньшим номинального тока генератора, недопустим, так как в этом случае возможно перегорание предохранителя при нормальной работе станции. Из сказанного ясно, что наблюдение за перегрузкой машин и ее устранение на станциях, оборудованных плавкими предохранителями, должны лежать на обязанности дежурного персонала.

[1] Методика выбора предохранителей излагается в курсах „Электрические сети и системы".

Последовательность размещения предохранителей и рубильников должна быть такой, как это показано на фиг. XVI,3d. На отходящих линиях установка предохранителей за рубильниками позволяет производить их смену (после перегорания), с предварительным отключением рубильника этой линии. Работа с предохранителем будет при этом производиться на линии без напряжения. При обратной последовательности включения рубильников и предохранителей смена последних происходила бы при наличии на предохранителе напряжения, что недопустимо. Установка предохранителей между рубильниками и генератором в цепи генераторов позволяет производить их смену без остановки других генераторов. Для этого отключается рубильник генератора, в цепи которого расплавился предохранитель, а с генератора снимается возбуждение. При напряжениях генераторов 400—525 V для смены предохранителя необходимо не только снять возбуждение, но и остановить соответствующую машину; напряжение, обусловленное остаточным магнетизмом на этих машинах, получается достаточно высоким.



Фиг. XVI, 4

В отношении операций с рубильниками необходимо отметить, что отключение рубильником полного тока цепи возможно не во всех случаях. По указаниям заводов-изготовителей номинальный ток можно отключать рубильником при напряжениях до 220 V. В цепях с напряжением свыше 220 V отключение номинального тока рубильниками на ток до 600 А и выше возможно лишь при облегченных условиях гашения дуги (малая индуктивность цепи, наличие противо-э. д. с.).

В установках трехфазного тока с линейным напряжением 220 и 380 V применяют обычно четырехпроводную систему распределения энергии, поскольку при этом имеется возможность включения токоприемников на фазные напряжения. При линейном напряжении 220 V лампы накаливания могли бы быть

включены на линейное напряжение, однако лампы 220 V по сравнению с лампами 127 V имеют меньшую световую отдачу и меньший срок службы. Лампы накаливания на напряжение 380 V не изготовляются. Указанные соображения и заставляют при напряжении установки 220 и 380 V вести распределение энергии по четырехпроводной системе.

Однолинейная схема станции с четырехпроводной системой распределения энергии изображена на фиг. XVI,4, где нулевой провод показан пунктирной линией. По действующим правилам безопасности нулевой провод установки с линейным напряжением 380 V при осветительной нагрузке заземляется. В установках с линейным напряжением 220 V заземление нулевого провода обычно не производится. Как видно из схемы фиг. XVI,4, на нулевом проводе рубильники и предохранители не устанавливаются. Разрыв нулевого провода при неравномерной нагрузке фаз может привести к недопустимой несимметрии напряжений. Представим себе, что одна из фаз имеет нагрузку на 30% большую, чем другие две фазы. В этом случае приемники первой фазы будут находиться под напряжением $1{,}08U_{ф}$, а остальных фаз под напряжением $0{,}925U_{ф}$. Повышение напряжения на зажимах ламп на 8% поведет к сокращению срока их службы, а снижение напряжения — к резкому уменьшению их светового потока.

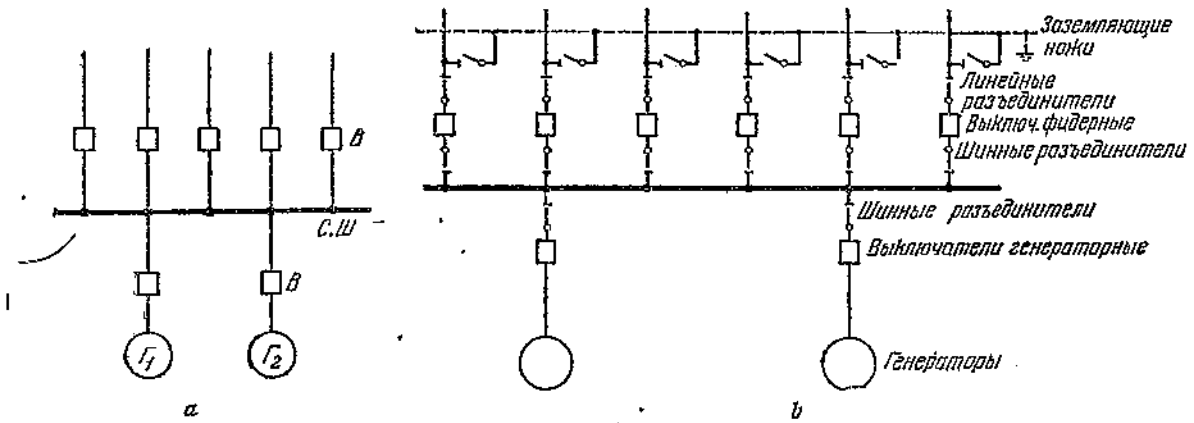
Рассмотрим теперь, как происходит пуск и остановка машин станции.

После остановки станции пуск первой машины производится при отключенных рубильниках всех отходящих линий. По достижении генератором нормального числа оборотов он приключается к шинам станции, и напряжение доводится до номинального. Затем постепенно включаются рубильники отходящих линий; прием нагрузки на генератор обусловливает необходимость усиления возбуждения генератора и увеличение впуска в первичный двигатель движущего фактора (пар, вода). При достижении нагрузкой величины, близкой к мощности генератора, пускается второй агрегат, который перед включением должен быть доведен до нормального числа оборотов, иметь напряжение, равное напряжению на шинах станции, и синхронизирован. Распределение активной нагрузки между обоими генераторами производится путем регулирования первичных двигателей генераторов с одновременной подрегулировкой на них напряжения.

При отключении одного из генераторов он предварительно разгружается; нагрузка переводится на генератор, остающийся в работе; после этого отключается рубильник, снимается возбуждение и агрегат останавливается. Остановка последнего генератора также производится после его разгрузки, для чего постепенно отключаются рубильники отходящих линий.

XVI,3. СХЕМЫ КОММУТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ С ОДИНОЧНОЙ СИСТЕМОЙ ШИН

При передаче и распределении нескольких сот или тысяч киловатт на расстояния в несколько сот метров осуществление электрической сети с напряжением 380—500 V экономически нецелесообразно. Первичная сеть в таких случаях выполняется



Фиг. XVI, 5

высоковольтной, что вызывает необходимость иметь на электростанции, питающей данный район, высокое напряжение. Наиболее просто высокое напряжение на станции может быть получено путем установки на ней генераторов высокого напряжения с номинальным напряжением 3,15; 6,3 или 10,5 kV. Наиболее распространенными являются напряжения 6,3 и 10,5 kV.

Рассмотрим сначала простейшую схему коммутации станции высокого напряжения, имеющую одиночную систему шин.

На станциях высокого напряжения по тем же соображениям, что и на станциях низкого напряжения, генераторы и отходящие линии[1] присоединяются к сборным шинам (фиг. XVI,5а). В качестве оперативного коммутационного аппарата применяются выключатели (B), которые служат для включения и отключения станционных цепей как при нормальных,

[1] Отходящие линии часто называются питательными линиями или фидерами. Последнее название происходит от английского слова „feed" — питать.

так и аварийных режимах работы установки. Выключатели на станциях высокого напряжения должны быть автоматическими. Для этого каждая станционная цепь снабжается комплектом релейной защиты, которая быстро отключает цепь в случае ненормальных условий ее работы, воздействуя на выключатель. Защита должна действовать селективно, т. е. таким образом, чтобы при повреждении в любой точке электрической системы всегда отключался выключатель, ближайший к месту повреждения. Например, при коротком замыкании на фидере должен отключиться выключатель больного фидера, а генераторы станции, шины и все остальные фидеры должны оставаться в работе. При коротком замыкании внутри генератора должен отключиться выключатель, установленный в его цепи. Все остальные станционные цепи должны оставаться в работе.

Необходимость применения на станциях высокого напряжения выключателей и аппаратов релейной защиты взамен рубильников и плавких предохранителей объясняется в основном невозможностью: 1) разорвать рубильником мощную дугу высокого напряжения, 2) обеспечить селективную защиту установок высокого напряжения плавкими предохранителями из-за большого числа последовательно включенных предохранителей (станция — сеть — потребители).

Необходимо отметить, что и на станциях с напряжениями 380—500 V, если они получаются достаточно мощными, также применяется установка выключателей с соответствующей релейной защитой. Рубильники не дают нужной эксплоатационной оперативности, а плавкие предохранители не обеспечивают надежности защиты. При установке на станциях с напряжением 380—500 V выключателей их схемы приобретают вид, рассматриваемый в настоящем параграфе.

Наличие выключателей и релейной защиты в схеме фиг. XVI,5a позволяет осуществить необходимые эксплоатационные операции и обеспечивает отключение соответствующих цепей при ненормальных режимах работы установки. Однако работа станции по этой схеме все же недопустима; должны быть установлены еще шинные и линейные разъединители (фиг. XVI,5b). Последние имеют назначение снять напряжение со станционных аппаратов и частей установки при их осмотрах и ремонтах. Поясним назначение разъединителей на следующих конкретных примерах.

Отключение выключателя на каком-нибудь фидере при работе станции не позволяет еще производить его осмотр и ремонт. Втулки и контакты выключателя, обращенные к шинам, будут находиться под напряжением, подаваемым с шин станции. Если фидер, на котором установлен выключатель, подлежащий ревизии, работает на замкнутую сеть, то и другие втулки и контакты также будут находиться под напряжением. Останавливать всю станцию при осмотрах и ремонтах каждого выключателя недопустимо. Наличие шинных и линейных разъединителей, отключаемых после отключения выключателя, позволяет снять напряжение с выключателя и приступить к нужным работам.

Отметим, что разъединители по правилам безопасности должны иметь обязательно видимый разрыв цепи, с тем чтобы персонал станции мог легко и надежно убедиться в действительном разрыве цепи.

Линейные разъединители снабжаются дополнительными ножами для закорачивания и заземления линий, отключаемых для ремонтов. Закорачивание и заземление ремонтируемого участка линии преследуют цель обезопасить ремонтный персонал, поскольку эти мероприятия предотвращают возможность появления на линии опасных потенциалов, обусловленных различными причинами (статические заряды, ошибочные включения выключателя и т. д.). Приводы главных и заземляющих ножей линейных разъединителей блокируются: включение заземляющих ножей возможно только при отключенных главных ножах разъединителя; включение главных ножей при замкнутых заземляющих ножах невозможно.

Требование „Правил безопасности“ о производстве работ на электрических цепях без напряжения и обязательно заземленных и закороченных вызвало в некоторых случаях установку специальных заземляющих разъединителей не только на линиях, но и на других станционных цепях (шины, генераторы). При отсутствии этих специальных заземляющих разъединителей закорачивание и заземление выполняются переносными устройствами, что менее безопасно и неудобно.

Отключение станционных цепей для ревизий и ремонтов и включение их после окончания работ должны производиться в следующем порядке: при отключении цепи сначала отключается выключатель, а затем линейный и шинный разъединители. Включение цепи производится в обратном порядке — включаются разъединители, после чего включается выключатель.

Указанная последовательность операций с выключателями и разъединителями необходима для того, чтобы включение и отключение разъединителей происходили при разомкнутом выключателе данной цепи. Это требование определяется конструкцией разъединителей — они не могут отключать и включать рабочие токи установки. Несоблюдение этого правила приводит при отключениях значительных токов к образованию электрической дуги на контактах разъединителя, перекрытию между фазами, к повреждению или разрушению самого разъединителя, выпадению установки из работы, а в некоторых случаях и к повреждению других частей установки. Лицо, производящее эту операцию, может получить не только тяжелые ожоги, но и поплатиться за свою ошибку жизнью.

Для устранения неправильной последовательности операций с разъединителями и выключателями ПТЭ (§ 567) предписывают устройство механических или электромагнитных блокировок между разъединителями и соответствующими выключателями. При наличии таких блокировок включение и отключение разъ-

единителей при включенном выключателе невозможно. В условиях военного времени устройство блокировок необязательно.

Переходя к оценке схемы с одиночной системой шин (фиг. XVI,5 b), следует отметить ее простоту и наглядность, что значительно облегчает эксплоатацию станции.

Рассматриваемая схема не может обеспечить высокой надежности электроснабжения, что обусловливается следующими факторами:

1. На станциях с одиночной системой шин периодические чистки и ремонты шин и шинных разъединителей невозможны без остановки всей станции. При работе генераторов эти части установки будут находиться всегда под напряжением.

Необходимо отметить, что очистка шин и других частей установки от пыли при культурной эксплоатации может производиться без остановки станции. Для этого применяются специальные пылесосы с наконечниками из изолирующего материала.

2. При повреждениях шин, шинных разъединителей и втулок выключателей (обращенных в сторону шин), сопровождающихся короткими замыканиями, вся станция выходит из работы. Релейная защита, воздействуя на генераторные выключатели, отключит все генераторы станции. Для восстановления работы станции в случае повреждения шин или шинных разъединителей пуск станции возможен только после соответствующего ремонта, на что может потребоваться несколько часов.

Подчеркнем, что аварии на шинах станций случаются крайне редко; обработка соответствующих материалов показывает, что в среднем на системе шин из-за неисправности оборудования можно ожидать одну аварию в течение 10—12 лет.

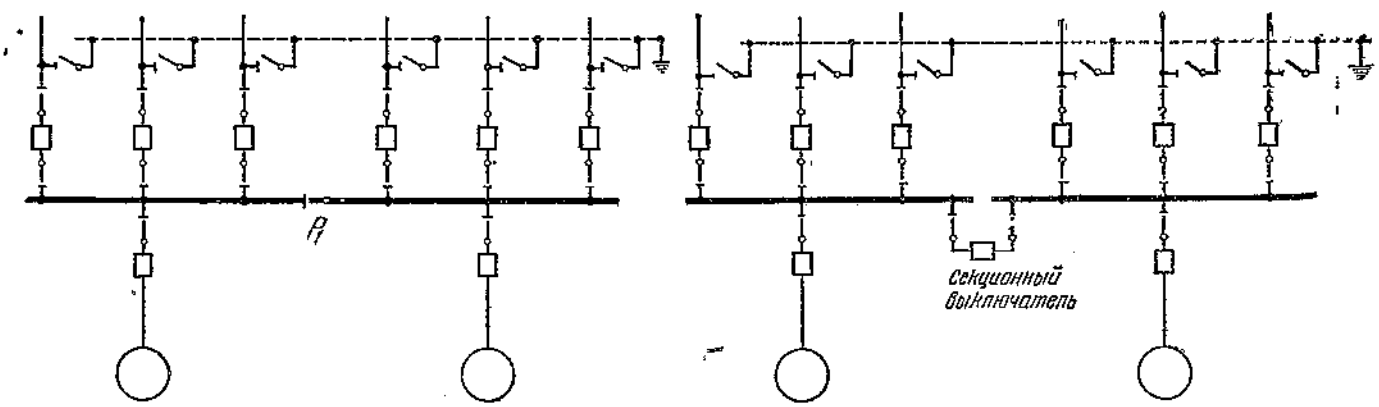
3. Схема не допускает раздельной работы генераторов. В процессе эксплоатации иногда бывает желательно выделить временно один из генераторов для работы на один или несколько фидеров.

Указанные недостатки схемы фиг. XVI,5 b могут быть частично устранены, если сборные шины станции разделить—секционировать на две секции с помощью секционного разъединителя P_1 (фиг. XVI,6 a). Этот разъединитель при нормальной работе станции должен быть включен. К каждой секции должно быть присоединено по возможности равное число генераторов и фидеров.

Секционирование шин разъединителем придает схеме большую эксплоатационную гибкость, которая выражается в том, что при ревизиях и ремонтах шин и шинных разъединителей можно сохранить в работе половину станции. Порядок операций, необходимых для полного „обесточивания" одной из половин станции, должен быть следующим: отключают все фидеры, присоединенные к секции, которая выводится в ремонт, разгружаются и отключаются генераторы этой же секции и затем размыкаются секционный и все шинные разъединители ремонтируемой секции. Последней операцией будет отключение всех линейных разъединителей фидеров данной секции. Другая секция станции с соответствующими генераторами и нагрузкой остается в работе.

Последняя схема может быть рекомендована для станций, сооружаемых в условиях военного времени и предназначенных для питания потребителей II и III категорий, допускающих перерыв электроснабжения на несколько часов.

Секционирование шин может дать значительно большой эффект, если заменить секционный разъединитель выключателем, который при нормальной работе станции замкнут (фиг. XVI,6b). Такое секционирование еще больше повышает надежность эксплоатации станции при условии, что сборные шины будут снабжены релейной защитой, которая вызовет отключение секционного выключателя в случае короткого замыкания на шинах. Поврежденная секция будет при этом полностью отделена от неповрежденной и останется в работе. Таким образом секционирование шин



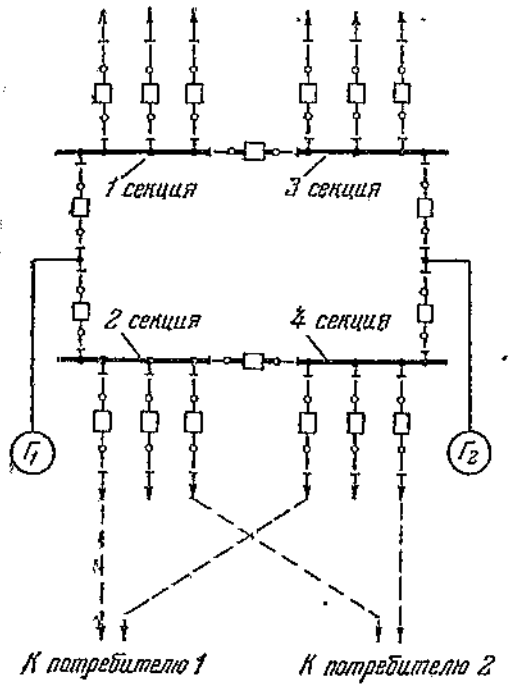
a Фиг. XVI, 6 *b*

выключателем позволяет сохранить в работе половину установки при коротком замыкании на шинах, что невозможно при несекционированных шинах или при секционировании шин разъединителем.

Короткие замыкания в распределительных устройствах станций, в особенности на сборных шинах, как уже указывалось, относятся к числу редких повреждений. Однако такие случаи не исключены, и потому

схема с секционным выключателем может рассматриваться как более надежная в эксплоатации. Обратим внимание на то, что повышение надежности работы станции при этом достигается при относительно небольших затратах.

Рассматривая коммутационную схему станции как неразрывное целое с коммутационной схемой сети, а это и является единственно правильным путем, мож-



Фиг. XVI,7

но создать схему с одиночной системой шин, обеспечивающую непрерывность электроснабжения, т. е. отвечающую требованиям потребителей I категории (фиг. XVI,7).

Каждый генератор присоединяется к двум секциям шин через вилку из двух выключателей. Такое присоединение генераторов позволяет сохранить оба генератора в работе при повреждении на одной из секций шин. Отключаются генераторный и секционный выключатели, присоединенные к больной секции, оба же генератора будут питать здоровые секции шин. При схеме фиг. XVI,6b повреждение на шинах сопряжено с потерей генераторной мощности, что может привести к необходимости сброса части нагрузки.

Все потребители I категории, требующие резерва и в сети, получают питание от двух различных секций станции, как это показано на фиг. XVI,7. Пропускная способность фидеров должна быть такова, чтобы необходимая мощность потребителям могла быть подана с одной секции. Не лишним будет указать, что и потребители II категории часто имеют явный или скрытый сетевой резерв, позволяющий питать их полностью или частично при выпадении из работы одного из фидеров.

Рассматриваемая схема дает преимущество и в том отношении, что при ней число секций шин получается вдвое больше, чем при принципе коммутации, положенном в основу схемы фиг. XVI,6b, когда генераторы присоединяются через один выключатель. При большем числе секций шин ревизии и ремонты шин будут приводить к меньшему числу одновременно отключаемых фидеров, что облегчает электроснабжение потребителей.

Шины в схеме фиг. XVI,7 образуют замкнутое кольцо. Высокая надежность, эксплоатационная гибкость схемы и относительно малое количество аппаратуры, необходимой для осуществления этой схемы, заставляют рекомендовать ее применение во всех случаях, когда представляется возможным. Недоучет всех преимуществ этой схемы и излишний консерватизм привели к тому, что до отечественной войны она не имела распространения в Советском Союзе. В США со схемами, построенными по принципу, заложенному в схему фиг. XVI,7, работают и вновь сооружаются станции мощностью в несколько десятков и даже сотен тысяч киловатт. В качестве примеров мощных станций с одиночной системой шин можно указать Cannors Creek (Detroit Edison Co), Hudson Avenue в Нью-Йорке и др.

При работе станций со схемами фиг. XVI,6—XVI,7 ремонты и осмотры выключателей приводят к отключению цепей, в которых находятся эти выключатели. По ПТЭ каждый выключатель должен подвергаться внутреннему осмотру не реже одного раза в год. Внутренние осмотры с соответствующими ремонтными работами проводятся также после отключения выключателем 3—4 коротких замыканий и после определенного числа коммутационных операций под током. Кроме того два раза в год необходимо производить текущий ремонт и осмотр выключателей с отключением их от сети. Дополнительно два раза в год должна быть произведена проверка действия приводов выключателей (механизмов для включения и отключения). Указанные мероприятия обусловливают необходимость значительного количества отключений фидеров в течение года.

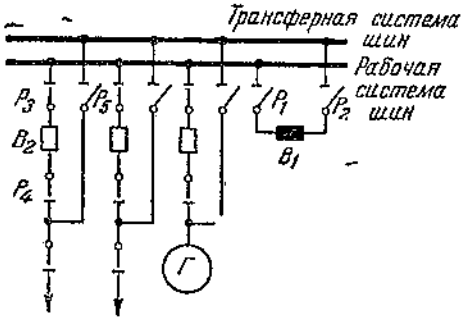
Избегнуть отключения фидеров при осмотрах и ремонтах выключателей можно путем устройства на станции трансферной [1] системы шин (фиг. XVI,8). Последняя может быть соединена с рабочей системой шин при помощи выключателя B_1, нормально разомкнутого [2]. Предусмотрены соединения цепей фидеров через специально установленные разъединители (например, P_5) с трансферной системой шин.

Предположим, что требуется осмотреть или отремонтировать выключатель B_3. Наличие трансферной системы позволяет осуществить эту операцию без перерыва в подаче электроэнергии потребителям. Для этого сначала включаются разъединители P_1 и P_2,

[1] Transfer (англ.) — передавать, переносить.

[2] На всех последующих схемах, так же как и на XVI,8, „залитый" прямоугольник означает нормально разомкнутый выключатель; не „залитый" прямоугольник — нормально включенный выключатель.

а затем выключатель B_1. Этим самым трансферная система шин ставится под напряжение. Включаем разъединитель P_5, после чего отключаем выключатель B_3. Последней операцией будет отключение разъединителей P_3 и P_4. Фидер с ремонтируемым выключателем B_3 получает теперь питание от рабочей систе-



Фиг. XVI, 8

мы шин через выключатель B_1 и разъединитель P_5. С выключателя B_3 снято напряжение и потому на нем можно производить нужные работы. Цепь фидера остается оперативной, поскольку включения и отключения ее могут осуществляться выключателем B_1. Отключения при аварийных повреждениях фидера производятся также выключателем B_1, который снабжается соответствующей релейной защитой.

После производства необходимых работ для восстановления нормальной работы установки последовательность операций будет следующая: включаются разъединители P_3 и P_4, а затем выключатель B_3. Отключаются разъединитель P_5 и выключатель B_1, после чего — разъединители P_1 и P_2.[1].

Прокладка трансферной системы шин значительно упрощает эксплоатацию станций и подстанций.

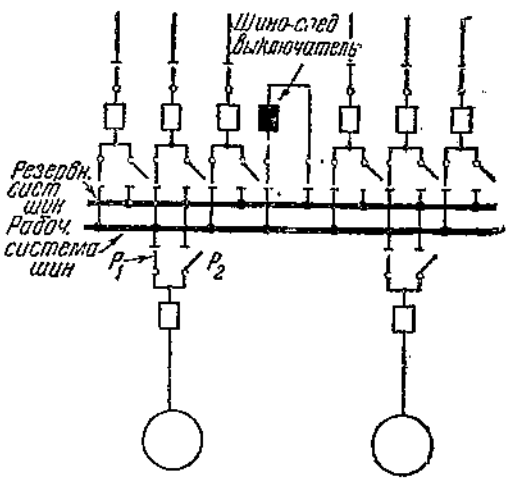
XVI,4. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ДВОЙНОЙ СИСТЕМОЙ ШИН

Основные недостатки схем коммутации, рассмотренных в предыдущем параграфе, обусловливались наличием одной системы шин. Эти шины, поскольку почти все станции работают круглые сутки, постоянно находятся под напряжением; следовательно, ремонты и ревизии шин требуют отключения отдельных секций шин. Аварии на шинах такой станции вызывают выпадения секций шин на период, необходимый для исправления повреждения. При отсутствии резерва в сети и питании потребителей только с одной секции шин ревизии, ремонты и аварии на них будут приводить к нарушению электроснабжения. Если станция имеет относительно большую мощность, а основная часть потребителей II и III категорий не имеет резервирования по сети, то отключение последних приводит к недовыработке ими продукции, что с общегосударственной точки зрения экономически нецелесообразно.

Произведенный анализ наводит на мысль о создании на станции резерва для такой ответственной части установки, какой являются шины станции. Резервная система шин позволит производить нужные работы с одной системой шин, в то время как станция работает на второй системе шин. Последнее определяет необходимость однородного оборудования обеих систем шин, с тем чтобы каждая из них могла бы обеспечить длительную и надежную эксплоатацию станции. Схема коммутации такой станции изображена на фиг. XVI,9.

Как видно из чертежа, каждая электрическая цепь (генератор, фидер) присоединяется к *двойной системе шин* через один выключатель и вилку разъединителей. Наличие двух разъединителей позволяет приключить каждую станционную цепь к любой системе шин. При нормальной эксплоатации станции одна система шин является рабочей; разъединители, принадлежащие этой системе шин, включены. Вторая система шин является резервной и разъединители, относящиеся к ней, отключены (фиг. XVI,9) Однотипность оборудования обеих систем шин позволяет любую из них сделать рабочей и резервной.

В схемах с двойной системой шин для повышения эксплоатационной гибкости станций и надежности ее работы предусматривается *шиносоединительный выключатель*, которым может быть произведено соединение обеих систем шин. Назначение этого выключателя станет понятным при рассмотрении основных эксплоатационных переключений, производимых на станциях.



Фиг. XVI, 9

Преимущества схемы с двойной системой шин перед схемой с одиночной системой шин заключаются в следующем:

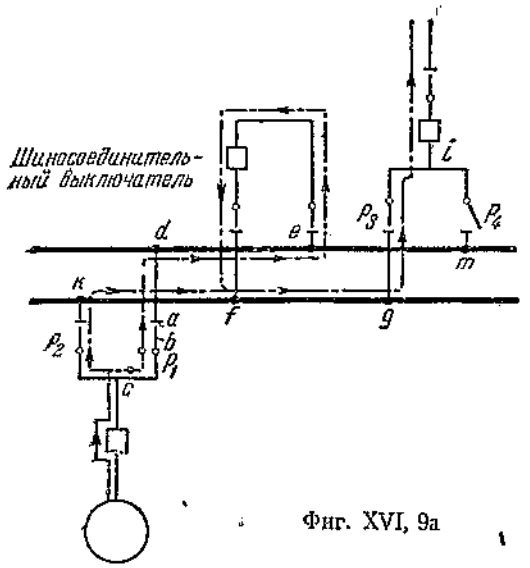
1. Возможность поочередного производства ремонтов, ревизий и чисток каждой из систем шин без остановки всей или части станции.

[1] Допустимость рассмотренных операций с разъединителями и выключателями обоснована в следующем параграфе книги.

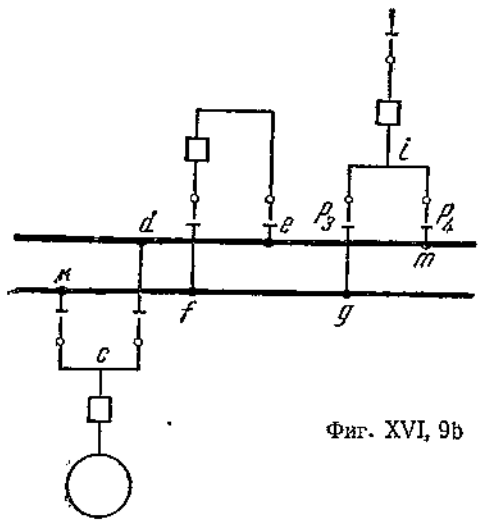
2. Относительно быстрое восстановление электроснабжения потребителей в случае повреждения одной из систем шин.

3. Возможность разделения станции на две несинхронно работающие части.

4. Возможность ремонта шинных разъединителей любой цепи без отключения секции шин. Отключению подлежит только цепь, на которой ремонтируется разъединитель.



Фиг. XVI, 9a



Фиг. XVI, 9b

5. Замена шиносоединительным выключателем любого выключателя станции.

Рассмотрим более подробно эксплоатационные переключения, связанные с производством указанных операций. Отметим при этом, что все эксплоатационные переключения на станциях должны производиться в строгой последовательности. Неправильные действия приводят к тяжелым последствиям — отключению всей станции, порче или разрушению оборудования, поражениям электрической дугой персонала (в отдельных случаях со смертельным исходом) и т. д.

1. Ремонт, ревизии и чистка сборных шин. При необходимости произвести ремонт, ревизию или чистку шин, находящихся в работе, все генераторы и фидеры станции переводятся на резервную систему шин. Все разъединители ремонтируемой системы шин отключаются, а сама система шин закорачивается и заземляется. Отключение разъединителей обеспечивает отсутствие напряжения на шинах, а закорачивание и заземление — от возможности появления на шинах напряжения в случае ошибочного их включения.

Операции по переводу работы станции без перерыва электроснабжения с одной системы шин на другую следует начинать включением шиносоединительного выключателя (предполагается, что разъединители этой цепи уже включены), чем резервная система шин ставится под напряжение. Если резервная система шин при этом имеет повреждение, то шиносоединительный выключатель под действием соответствующей релейной защиты автоматически отключится, а вся станция останется в работе.

Включением шиносоединительного выключателя, следовательно, происходит не только подача напряжения на резервные шины, но и их опробование.

Второй операцией должно явиться включение всех разъединителей, относящихся к резервной системе шин. Проверим возможность этой операции с точки зрения сохранности разъединителей и безопасности лиц, производящих переключения. Начнем переключения разъединителем P_1 в генераторной цепи (фиг. XVI,9a, представляющая часть схемы фиг. XVI,9). Ножи *b* разъединителя благодаря предварительному включению шиносоединительного выключателя находятся под тем же потенциалом, что и неподвижные контакты *a*; следовательно, включение разъединителя возможно.

Рассмотрим теперь, не произойдет ли при этой операции повреждения разъединителя P_1 (обгорание контактов) вследствие появления в моменты включения разъединителя P_1 пути для тока через шиносоединительный выключатель *(cdefgi)* от генератора к фидерам, несущим нагрузки. Происходит операция, как бы недопустимая для разъединителя, а именно включение им значительного тока нагрузки. Это опасение является неосновательным, так как цепь *cdefgi* шунтирована цепью *ckgi* через ранее включенный разъединитель P_3.

Очевидно, что включение и всех остальных разъединителей на резервные шины благодаря наличию шунта является безопасным для станционного персонала и аппаратуры.

Третьей операцией при переводе станции на резервные шины будет отключение разъединителей, относящихся к рабочей системе шин, за исключением разъединителей в цепи шиносоединительного выключателя. Возникает вопрос и о допустимости этой операции, поскольку отключение разъединителя, например, P_3 (фиг. XVI,9b), будет как бы соответствовать разрыву им цепи тока, что недопустимо. Это сомнение также неосновательно. При включенном уже разъединителе P_1 и размыкании разъединителя

P_3 разрыва цепи тока не происходит. Путь тока *cdefgi* шунтирован цепью *cdmi* через разъединитель P_4, что и обусловливает невозможность появления дуги на контактах разъединителя.

С окончанием этой операции все станционные цепи будут приключены разъединителями к резервной системе шин. Все разъединители рабочей системы шин за исключением находящихся в цепи шиносоединительного выключателя будут отключены. Обе системы шин остаются связанными только шиносоединительным выключателем.

Последней операцией должно явиться отключение шиносоединительного выключателя, а затем и обоих разъединителей в его цепи. Таким образом станция без перерыва питания потребителей переводится на резервную систему шин, а с рабочей системы шин снимается напряжение. Закоротив и заземлив рабочую систему шин, можно приступать к необходимым на ней работам.

Опыт эксплоатации показывает, что в распределительных устройствах с двойной системой шин значительное число аварий происходит из-за неправильных операций шинными разъединителями. Для устранения этого лица, обслуживающие распределительные устройства, должны быть хорошо проинструктированы о порядке производства операций с разъединителями.

Но даже и весьма опытные работники допускают иногда ошибки при переключении на разъединителях, что ведет к тяжелым последствиям. Наиболее рациональной мерой устранения ошибочных операций нужно считать устройство предупреждающей блокировки, преследующей цели:

1. Исключение неправильных операций с шинными разъединителями при переключениях с одной системы шин на другую. Блокируются все шинные разъединители с шиносоединительным выключателем так, чтобы включение или отключение любого шинного разъединителя одной системы шин при замкнутом разъединителе этой же цепи на вторую систему шин возможно было только при включенном шиносоединительном выключателе.

2. Исключение неправильных операций в пределах одной станционной цепи. Блокируются выключатель и все три разъединителя каждой цепи таким образом, чтобы включение и отключение разъединителя одной системы шин данной цепи при разомкнутом разъединителе второй системы шин, а также включение и отключение линейных разъединителей этой же цепи было возможно только при разомкнутом выключателе рассматриваемой цепи.

Первая блокировка является характерной особенностью распределительных устройств с двойной системой шин и может быть осуществлена только при наличии шиносоединительного выключателя. Вторая блокировка преследует ту же цель, что и рассмотренная ранее блокировка между разъединителями и выключателями при одиночной системе шин.

На ряде старых установок с двойной системой шин, не имеющих шиносоединительных выключателей, перевод с одной системы шин на другую приходится осуществлять только при помощи разъединителей. В этих случаях операции начинаются с включения генераторного разъединителя на резервную систему шин. Указанная операция возможна, так как в момент включения через разъединитель хотя и пройдет ток, но он будет настолько незначителен, что не может повредить разъединителя. Ток через разъединитель определится емкостью системы шин, которая очень невелика. Указанная операция разрешается ПТЭ (§ 591).

Включение первого разъединителя на резервные шины связано с риском. В случае повреждения на этой системе шин или наличия оставленных после работ закоротки и заземления станция будет включаться разъединителем на короткое замыкание. В результате произойдет выпадение станции из работы, повреждение разъединителя и т. д. В целях повышения безопасности этой операции необходимо до включения первого разъединителя особенно тщательно осмотреть резервную систему шин и устранить на ней все дефекты, которые могли бы повлечь за собой аварию. Осмотр резервных шин при переводе на них работы станции обязателен и при наличии шиносоединительного выключателя.

Включение на резервную систему шин всех остальных разъединителей не может представить опасности, поскольку обе системы шин являются уже электрически связанными вилкой из разъединителей цепи, в которой произведено включение первого разъединителя (полная аналогия с рассмотренным на фиг. XVI,9а).

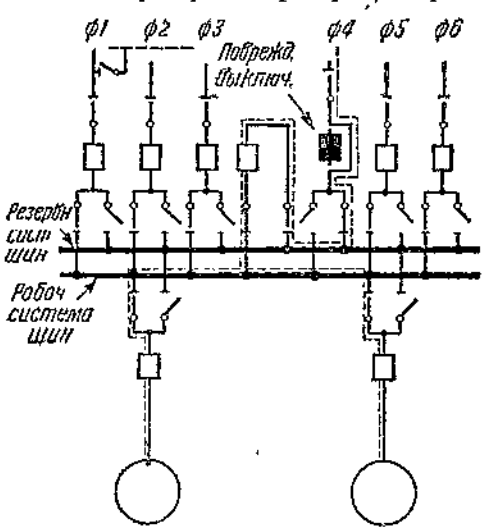
Отключение всех разъединителей рабочей системы шин кроме последнего не будет сопровождаться разрывом цепи тока. Вилка из разъединителей последней цепи создает шунт, соответствующий шунту шиносоединительного выключателя. Отключение последнего разъединителя рабочей системы шин приведет к разрыву емкостного тока шин, что допустимо.

2. Восстановление работы станции при повреждении на рабочей системе шин. При одиночной несекционированной системе шин повреждение на шинах приводит к выпадению из работы всей станции. Последствия от короткого замыкания на рабочих шинах при двойной системе шин в первое время будут теми же самыми, т. е. станция отключится полностью.

Однако схема с двойной системой шин имеет то преимущество, что для восстановления работы станции достаточно перейти при помощи разъединителей на резервную систему шин, после чего можно постепенно вводить в работу генераторы и фидеры. При одиночной системе шин восстановление работы станции возможно только после исправления повреждения на шинах станции.

3. Выделение генератора на резервную систему шин. Двойная система шин допускает выделение генератора с частью фидеров на резервную систему шин; обе части станции будут при этом работать

несинхронно. Для осуществления этого вначале включается шиносоединительный выключатель, а затем при помощи разъединителей переключают генератор и часть фидеров на резервную систему шин. После отключения шиносоединительного выключателя обе части станции будут работать раздельно (все эти операции — те же, что были рассмотрены при переводе станции с одной системы шин на другую; отличие заключается в том, что переводу подлежит только часть генераторов и фидеров). При выделе-



Фиг. XVI, 9с

нии генераторов и фидеров на резервную систему шин необходимо следить за тем, чтобы мощность генераторов на обеих системах шин была достаточной для покрытия нагрузок, приключенных к этим шинам.

Возможность деления станции на две независимые части является ценным качеством схемы с двойной системой шин. Выделение одного генератора и фидеров на резервную систему шин производится при испытаниях, проверке оборудования, отыскании „земли" и т. д.

Для восстановления нормальной работы станции после ее разделения нужно обе системы шин синхронизировать, замкнуть шиносоединительный выключатель и переключить все станционные цепи на рабочую систему шин.

4. Ремонт шинных разъединителей. Предположим, что в процессе эксплоатации станции требуется осмотреть или отремонтировать контакты разъединителя P_1 рабочей системы шин (фиг. XVI,9). Для этого необходимо отключить и остановить генератор и переключить все станционные цепи на резервную систему шин, после чего можно будет приступить к осмотру разъединителя P_1. Рабочая система шин после перевода станции будет без напряжения; от второй системы шин разъединитель P_1 будет отсоединен разомкнутым разъединителем P_2. Подобным же образом может быть выведен в ремонт любой из шинных разъединителей. Из сказанного следует, что ремонт шинного разъединителя при двойной системе шин требует отключения той цепи, в которой находится разъединитель, подлежащий ремонту.

В схеме с одиночной системой шин ремонт шинного разъединителя привел бы к отключению одной секции шин.

5. Замена шиносоединительным выключателем любого выключателя станции. При двойной системе шин и наличии шиносоединительного выключателя имеется возможность использовать шиносоединительный выключатель для замены любого выключателя станции.

Допустим, что на станции один из фидерных выключателей (*ф4*, фиг XVI, 9 с) требует ремонта и что прерывать работу этого фидера на длительное время нежелательно В этом случае поступают следующим образом: отключают выключатель, шинные и линейные разъединители данного фидера, отсоединяют от зажимов выключателя подводящие шины и выкатывают выключатель для ремонта. Подходящие и отходящие к выключателю участки шин соединяются накладками, в результате чего восстанавливается неразрывность цепи фидера.

Включая затем шинный (на резервную систему шин) и линейный разъединители фидера и замыкая шиносоединительный выключатель, восстанавливают питание фидера. Путь протекания тока при этой схеме показан пунктирной линией на фиг. XVI,9с. Роль фидерного выключателя в данном случае будет выполнять шиносоединительный выключатель.

Подобным же образом может быть произведено отключение любой станционной цепи при „отказе" выключателя этой цепи, обусловленном неисправностью выключателя (повреждение привода, приваривание контактов и т. д.). При отказе, например, выключателя фидера *ф4* (фиг. XVI, 9с) сначала включают шиносоединительный выключатель, а затем переводят поврежденный фидер шинными разъединителями на резервную систему шин. В результате этих операций получится последовательное включение шиносоединительного и больного фидерного выключателей. Размыкая шиносоединительный выключатель, отключим и фидер. После этого можно отключить соответствующие шинные и линейные разъединители и приступить к осмотру и ремонту выключателя.

Необходимо подчеркнуть, что операции по замене выключателя какой-либо цепи шиносоединительным выключателем в схеме с двойной системой шин более сложны и эксплоатационно менее надежны, чем при наличии трансферной системы шин (фиг. XVI, 8). При двойной системе шин ремонты и осмотры выключателей связаны с временными отключениями цепей, работами по установке „накладок" вместо выключателей и т. д.

Подытоживая сказанное, можем констатировать ряд преимуществ схемы с двойной системой шин по сравнению со схемой с одиночной системой шин. Эти преимущества необходимы и могут быть использованы только в случае отсутствия резервирования потребителей в сети. При наличии сетевого резервирования и

питания потребителей с разных секций шин преимущества двойной системы шин не будут использованы, а сооружение и эксплоатация станции усложняются.

XVI, 5. МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ СТАНЦИЙ С ДВУМЯ СИСТЕМАМИ ШИН

В целях предотвращения при двойной системе шин полного отключения станции из-за повреждения на шинах часто применяют секционирование рабочей системы шин выключателем, снабженным соответствующей релейной защитой (фиг. XVI, 10). Резервная система шин остается несекционированной. Распределяя равномерно по секциям шин генераторы и фидеры, получим, что авария на рабочих шинах приведет к отключению примерно только половины станционных цепей.

Необходимо отметить, что отключение половины станционных цепей не означает еще потерю половины нагрузки. Учитывая, что в генераторах станции часто имеется некоторая резервная мощность и что ответственные потребители всегда получают питание от обеих секций шин, можно утверждать, что в работе сохранится более половины потребителей.

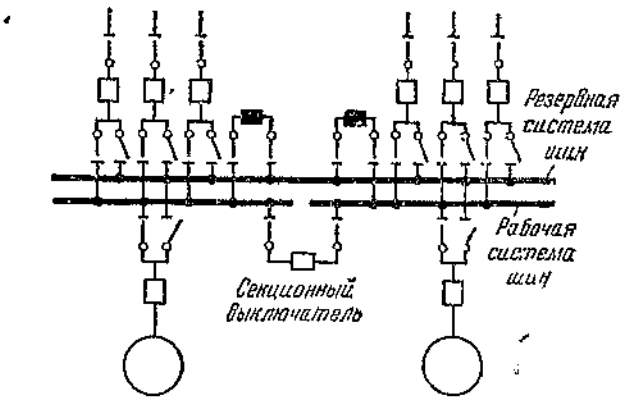
Релейная защита на секционном выключателе должна быть взята быстродействующей. При медленно действующей защите короткое замыкание на шинах станции обусловит глубокую и относительно длительную посадку напряжения. В результате резкого снижения напряжения на шинах станции возможно нарушение синхронной работы генераторов с отключением генераторов здоровой секции шин, т. е. всей станции. Кроме того при глубокой и длительной посадке напряжения произойдет резкое затормаживание электродвигателей потребителей, что может привести к их отключению, а в отдельных случаях—к браку продукции.

Укажем, что быстродействующая защита секционного выключателя является в такой же мере желательной и при секционировании одиночной системы шин. В равной мере относится к секционированной одиночной системе шин и положение о сохранении более половины нагрузки при наличии резервов в генераторах и сети в случае повреждения одной секции шин.

На станциях с двойной системой шин без секционирования последних эксплоатационной мерой повышения надежности станции является режим работы на обеих системах шин. В этом режиме генераторы и фидеры распределяются равномерно на обе системы шин. Параллельная работа этих двух „секций" осуществляется через шиносоединительный выключатель. Получается как бы станция с одиночной системой шин, имеющая две секции. При аварии на одной из систем шин шиносоединительный выключатель размыкается и здоровая система шин остается в работе. При одиночной системе шин восстановление работы больной секции стало бы возможным только после исправления аварии. При двойной системе шин сейчас же после повреждения одной из систем шин все цепи, приключенные к ней, переводятся на здоровую систему шин и работа станции через короткий промежуток полностью восстанавливается.

При ремонтах, ревизиях и т. д. любой системы шин станция принуждена всегда работать на одной системе шин. В заключение отметим, что работа на двух системах шин влечет за собой усложнение релейной защиты станции.

В рассмотренных выше схемах коммутации станций с двойной системой шин (фиг XVI, 9 и XVI, 10) каждая электрическая цепь присоединяется к сборным



Фиг. XVI, 10

шинам через один выключатель и вилку из двух разъединителей. Схемы, скоммутированные по этому принципу, получили широкое развитие в СССР и других странах Европы и потому носят название европейских.

Как уже указывалось ранее, при этом принципе коммутации повреждение на шинах станции влечет за собой потерю всей или части станции на время, необходимое для перевода работы ее на резервную систему шин.

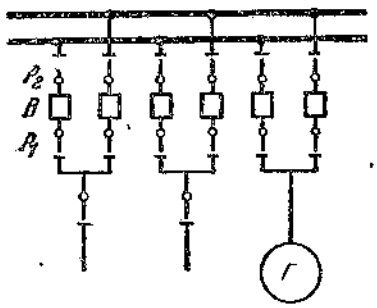
На мощных электростанциях и подстанциях США на генераторном и повышенном напряжениях относительно часто применяется иное приключение цепей к шинам, а именно через два выключателя и четыре разъединителя (фиг. XVI, 11). При этой схеме коммутации в нормальных условиях эксплоатации рабочими являются обе системы шин, для чего включаются все выключатели и разъединители каждой цепи. Схемы, скоммутированные по этому принципу, называются „американскими".

Коммутация станций и подстанций с двумя выключателями на цепь дает большие преимущества перед европейским выполнением как в условиях нормальных, так и аварийных режимов работы. Главнейшими из них являются:

1. Авария на одной системе шин не влечет за собой прекращения питания потребителей. При коротком замыкании на одной системе шин все выключатели этой системы шин отключаются под действием релейной защиты шин, т. е. больная часть установки отсоединяется. Питание потребителей происходит бесперебойно со второй системы шин. Американская схема дает, следовательно, большую надежность, чем

даже европейская схема с секционированием рабочей системы шин.

2. Отпадает необходимость операций с разъединителями при различных эксплоатационных переключениях. Все включения и отключения производятся выключателями. Разъединители используются только при ремонтных работах и служат для отсоединения цепей, предварительно обесточенных выключателями.



Фиг. XVI, 11

Опыт эксплоатации электростанций и подстанций с одним выключателем в цепи показывает, что целый ряд тяжелых аварий в распределительных устройствах был вызван неправильными операциями с разъединителями, т. е. отключением их с разрывом цепи тока. Особенно возрастает вероятность аварий от действий с разъединителями при операциях, которые должны быть осуществлены быстро. В целях снижения аварийности от неправильных действий с разъединителями при европейских схемах применяются специальные меры: блокировки и моторные приводы разъединителей. Эти мероприятия значительно уменьшают вероятность подобных аварий, но не исключают их полностью. Отметим, что в американских схемах также применяется блокировка между разъединителями P_1, P_2 и выключателем B (фиг. XVI, 11). Эта блокировка допускает отключение и включение разъединителей только при разомкнутом выключателе. Блокировка в американской схеме ввиду единственного назначения разъединителей P_1 и P_2 снять напряжение с выключателя B, когда он отключен, может быть осуществлена значительно проще и надежнее.

3. Наличие в каждой цепи двух выключателей позволяет производить осмотр и ремонт одного из них без отключения этой цепи, что не может быть осуществлено при европейской схеме коммутации. Отключение цепи всегда понижает надежность электроснабжения, а в некоторых случаях вызывает недоотпуск электроэнергии потребителям. Устройство трансферной системы шин (фиг. XVI, 8) позволяет производить ремонт выключателей и при европейском принципе коммутации.

Применение европейского или американского принципа коммутации станций тесно связано с системой заземления нейтральных точек машин. При глухом или через малые сопротивления заземлении нейтралей любое однополюсное замыкание на землю на шинах должно быть немедленно отключено. В противном случае возникающий при этом большой ток приведет к порче оборудования, развитию аварии и т. д.

Единственной, гарантирующей бесперебойность питания потребителей, в системах с глухо или через малые сопротивления заземленной нейтралью является, следовательно, американская схема коммутации.

В установках с незаземленной, компенсированной или заземленной через большие сопротивления нейтралью однополюсные замыкания на землю на шинах станции вызывают в месте повреждения небольшие токи. Малые токи в некоторых типах современных распределительных устройств во многих случаях не могут привести к разрушению установки и ее частей и потому немедленное отключение поврежденной системы шин не является обязательным. Для ликвидации аварии работа станции может быть переведена на другую систему шин. В отдельных случаях перевод на другую систему шин не сможет быть осуществлен, если во время этой операции произойдет повреждение на другой фазе установки.

Наличие в каждой цепи американской схемы двойного количества выключателей и разъединителей значительно увеличивает первоначальные денежные и материальные (аппаратура, строительные материалы) затраты на сооружение распределительных устройств по сравнению с таковыми же, выполненными по европейской схеме.

Последнее обстоятельство заставляет всегда очень осторожно подходить к решению вопроса о применении американской схемы коммутации; та же причина обусловила тот факт, что в США за последнее время стали довольно широко применяться другие схемы, так называемые „с повышенным использованием аппаратуры", в которых при меньших затратах аппаратуры обеспечивается высокая степень надежности электроснабжения.

Применение американской схемы коммутации может быть оправдано только в узловых точках электрической системы, повреждение на шинах которых ведет к расстройству работы всей системы и к прекращению электроснабжения потребителей. Остановка большого числа фабрик и заводов влечет громадные убытки, обусловленные недовыработкой продукции, простоем оборудования и т. д. Такими узловыми точками системы являются шины 110 и 220 kV некоторых подстанций, к которым присоединяется ряд линий, связывающих между собой электростанции и районы потребления. Отметим при этом, что электрические системы Союза на напряжениях 110÷220 kV работают с глухозаземленной нейтралью.

Шины генераторного напряжения (6—10 kV) станций узловыми точками системы не бывают и потому применение на этих напряжениях американского принципа коммутации не может быть оправдано.

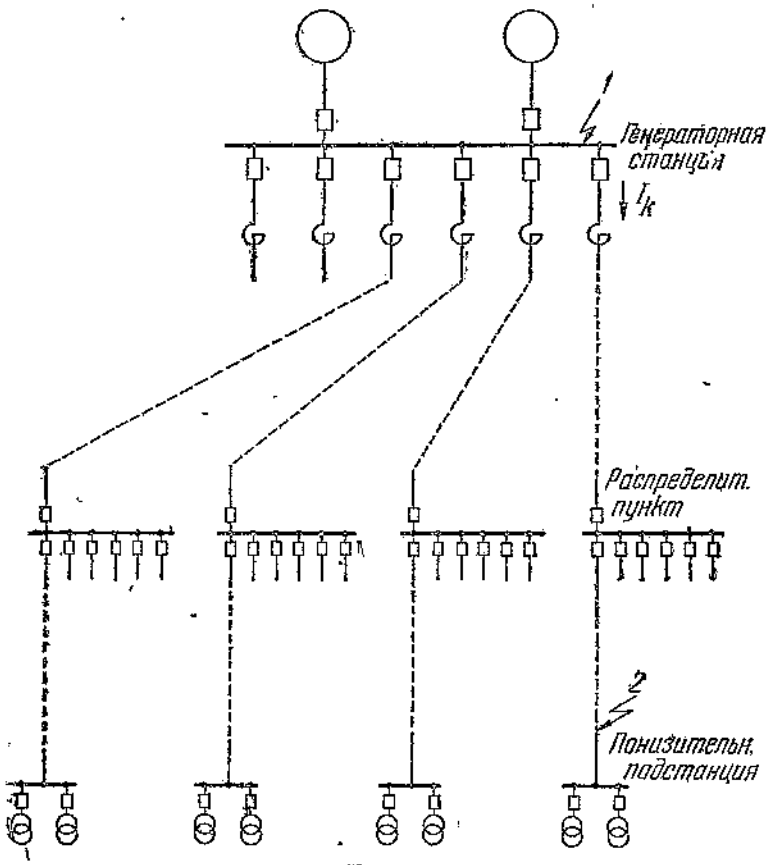
XVI,6. ФИДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ

Токи короткого замыкания на станциях средней мощности [1] достигают значительных величин. Количество присоединенных к таким станциям потребителей становится велико, а сеть, соединяющая станцию с

[1] Общепринятого деления на станции малой, средней и большой мощности нет. К станциям средней мощности относят обычно станции с установленной мощностью 10—30 MW. К крупным станциям—с установленной мощностью машин 40 MW и выше.

потребителями, протяженной. Все эти факторы обусловливают целесообразность в ряде случаев ограничения токов короткого замыкания, для чего в фидеры, выполненные кабелями, включаются реакторы, представляющие собой катушки с очень малым активным и относительно большим реактивным сопротивлением. На фидерах, выполненных воздушными линиями, как правило, реакторы не устанавливаются. Последнее объясняется тем, что 2—5 км воздушной линии дают реактивное сопротивление, равное по величине сопротивлениям реакторов, монтируемых на станциях. Целесообразность включения реакторов в фидеры определяется следующими положениями.

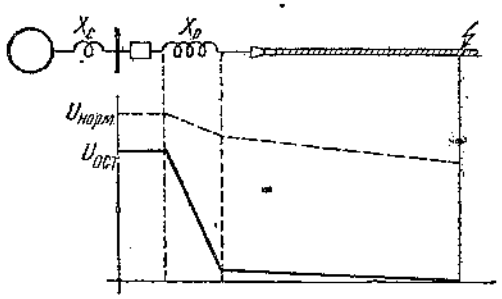
1. Уменьшение суммарной стоимости установки. На станциях средней мощности токи короткого замыкания достигают таких величин, что решающим фактором при выборе аппаратуры на станции и у потребителей становится ее устойчивость действию токов короткого замыкания. Чем больше токи короткого замыкания, тем тяжелее и дороже должна быть взята аппаратура. При большом количестве потребителей,



Фиг. XVI, 12

питаемых от станции, установка у них дорогостоящей аппаратуры привела бы к очень большим капиталовложениям; при этом основная часть затрат была бы произведена на сооружение электрических установок у потребителей, а не на самой станции. Это положение объясняется тем, что количество аппаратов, устанавливаемых у потребителей и в промежуточных точках сети, несравненно больше, чем на станции. Последнее хорошо иллюстрируется схемой распределения электроэнергии от станции к потребителям, представленной на фиг. XVI, 12. Соотношение между количеством потребной аппаратуры на станции и в сети определяет экономическую целесообразность добавочных затрат на реактирование фидеров, отходящих со станции, с тем чтобы иметь возможность монтировать у потребителей более легкую и дешевую аппаратуру, выбранную по токам короткого замыкания, ограниченным реакторами. Сопротивления фидерных реакторов x_p (фиг. XVI, 13) берутся всегда во много раз большими, чем сопротивление генерирующей системы до шин станции, благодаря чему и получается значительное уменьшение токов короткого замыкания; это позволяет применить у потребителя значительно более легкую и дешевую аппаратуру, что приводит к относительно большому снижению стоимости всей установки.

Снижение суммарной стоимости установки при наличии фидерных реакторов получается иногда и за



Фиг. XVI, 13

счет удешевления сети. При больших токах короткого замыкания сечения жил кабелей определяются нагревом кабелей при коротких замыканиях, а не условиями нормальной работы сети (отклонения напряжения, нагрев рабочими токами и т. д.). Установка реакторов на станции позволяет выбирать для некоторых участков сети меньшие сечения жил кабеля, что уменьшает ее стоимость.

2. Повышение устойчивости работы генераторов станции и потребителей. При отсутствии фидерных реакторов короткие замыкания в сети будут приводить к резкому снижению напряжения на шинах станции. Снижение напряжения, если оно будет достаточно продолжительным, может привести к выпадению из синхронизма генераторов станции и вызвать остановку электродвигателей у потребителей.

При включении реактора диаграмма распределения напряжения вдоль кабельной линии будет иметь вид, представленный на фиг. XVI, 13. Пунктирная линия дает распределение напряжения при нормальной работе, а сплошная—при коротком замыкании в кабеле. Напряжение $U_{ост.}$ на шинах станции при коротком замыкании в сети будет зависеть от соотношения

между сопротивлением фидерного реактора $x_р$ и эквивалентным сопротивлением генерирующей системы $x_с$ и может быть найдено при трехполюсном коротком замыкании на основании следующих соображений.

Напряжение на шинах станции при коротком замыкании составляет

$$U_{ост} = I_{к.з} x_р .$$

Напряжение $U_н$ за суммарным реактансом $x_с$, принимая его равным номинальному, может быть выражено

$$U_н = I_{к.з} (x_р + x_с).$$

Деля полученные уравнения друг на друга и выражая $U_{ост}$, найдем

$$U_{ост} = \frac{x_р}{x_р + x_с} U_н. \qquad (XVI,1)$$

При сопротивлениях фидерных реакторов $x_р$, обеспечивающих остаточное напряжение на шинах станции $U_{ост}$, около 70—80% от номинального, сохраняется устойчивость параллельной работы генераторов и непрерывность работы электродвигателей у потребителей.

3. Повышение надежности работы электростанции. Аппаратуру и ошиновку на самой электростанции иногда приходится выбирать без учета ограничения токов короткого замыкания фидерными реакторами[1], т. е. элементы станции должны выдержать токи короткого замыкания и при отсутствии фидерных реакторов. Основная масса повреждений в электрической системе происходит не на станциях, а в сетях и установках потребителей, следовательно, при громадном большинстве аварий, происходящих за реакторами, когда токи короткого замыкания будут ими снижены, аппаратура и ошиновка станции работают в облегченных условиях, что повышает надежность эксплоатации.

Наличие фидерных реакторов вызывает при нормальной работе добавочные потери напряжения, что несколько затрудняет регулирование напряжения у потребителей. Реактанс[2] фидерных реакторов, чтобы не получить недопустимых отклонений напряжения у потребителей, не должен превосходить 4—6%. В отдельных случаях применяются реакторы с реактансом 8—10%. Последнее допустимо только при высоком коэфициенте мощности потребителей на данном фидере и необходимости значительного снижения величины токов короткого замыкания. Сказанное становится понятным, если учесть, что относительная потеря напряжения в любом элементе сети может быть приближенно выражена уравнением

$$\Delta U\% = \frac{I(R_р \cos\varphi + x_р \sin\varphi)}{U_н} 100.$$

Поскольку активное сопротивление реактора очень мало, предыдущая формула может быть представлена в виде

$$\Delta U\% = \frac{I \cdot x_р \sin\varphi}{U_н} 100. \qquad (XVI,2)$$

Умножая и деля правую часть уравнения (XVI,2) на $I_н$ (номинальный ток реактора) и помня, что $\frac{I_н \cdot x_р}{U_н} 100$ представляет реактанс реактора, выраженный в процентах ($x\%$), можем написать

$$\Delta U\% = x\% \cdot \sin\varphi \frac{I}{I_н}, \qquad (XVI,3)$$

т. е. что потеря напряжения в реакторе пропорциональна току и $\sin\varphi$ нагрузки. При высоких коэфициентах мощности нагрузки потеря напряжения в реакторах будет незначительной.

Реакторы очень часто характеризуются не номинальным током $I_н$, а пропускной способностью. Последняя величина для одного реактора равна

$$W_{пр} = I_н \cdot U_ф.$$

Для группы из трех реакторов в трехфазной системе эта величина составляет

$$W_{пр} = 3 \cdot I_н \cdot U_ф = \sqrt{3} \cdot I_н \cdot U_н, \qquad (XVI,4)$$

где $U_ф$ и $U_н$ — фазное и линейное номинальные напряжения установки.

Как видно из состава последней формулы, $W_{пр}$ будет соответствовать предельной мощности, которая может быть пропущена через группу из трех реакторов.

Умножая числитель и знаменатель правой части уравнения (XVI,3) на $\sqrt{3}\, U_н$, получим

$$\Delta U\% = x\% \cdot \sin\varphi \frac{W}{W_{пр}}. \qquad (XVI,5)$$

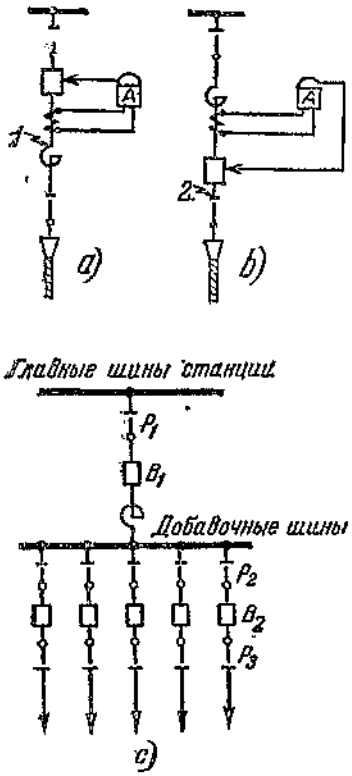
Полученная формула более удобна для определения потери напряжения в реакторе, поскольку при рассмотрении вопросов, связанных с работой станций, обычно оперируют мощностями, а не токами.

Рассмотрим теперь схемы включения фидерных реакторов. Рекомендуемая последовательность включения аппаратов на реактированном фидере показана на фиг. XVI,14а. Такой порядок включения обусловливается желанием иметь в цепи оперативный коммутационный аппарат — выключатель, отключающий фидер со всеми установленными на нем аппаратами. Кроме того, если выключатель выбран так, что может отключить ток короткого замыкания, не ограниченный реакторами, то при повреждении в реакторе выключатель отсоединит больную часть установки;

[1] Подробнее см. гл. XV.

[2] Реактансом реактора называется величина падения напряжения в нем, выраженная в процентах, при протекании через реактор номинального тока.

перерыва в работе станции не произойдет. При выключателях, выбранных по току короткого замыкания, ограниченному реактором, также имеется вероятность, что авария в реакторе не поведет к остановке станций. Возможно, что выключатель, хотя и с повреждением, отключит дефектное место установки[1].



Фиг. XVI, 14

В отличие от только что рассмотренной схемы на фиг. XVI,14b представлена схема, где фидерный реактор включен между шинами и выключателем. Преимуществом этой схемы является то, что фидерные выключатели всегда будут отключать токи короткого замыкания, ограниченные реакторами. Однако эта схема имеет и очень крупный недостаток, заключающийся в том, что при аварии с любым из фидерных реакторов из работы выпадает вся станция, так как поврежденное место может быть отключено от генераторов только генераторными выключателями. Повреждение реакторов при схеме фиг. XVI,14b равносильно по своим последствиям аварии на рабочих шинах станции. Хотя повреждения реакторов бывают относительно редко, но последствия от этой аварии настолько тяжелы, что рассматриваемая схема не может быть рекомендована к применению в современных установках.

На ряде электростанций выполнено групповое реактирование фидеров (фиг. XVI,14c). Групповой реактор включается между выключателем B_1 и добавочными шинами, называемыми „сборками", к которым присоединяется несколько фидеров. На станции предусматривается несколько групповых фидеров и несколько сборок. При этой схеме выключатели B_2 и разъединители P_2 и P_3 могут быть взяты облегченного типа по току короткого замыкания за реактором. Выключатель B_1 и разъединитель P_1 выбираются по току короткого замыкания до реактора. При большом числе отходящих фидеров и соответствующем конструктивном оформлении групповое реактирование удешевляет строительство станции и позволяет снизить количество потребной мощной аппаратуры. Эта схема заслуживает внимания при значительном числе отходящих фидеров, каждый из которых рассчитан на относительно небольшую мощность.

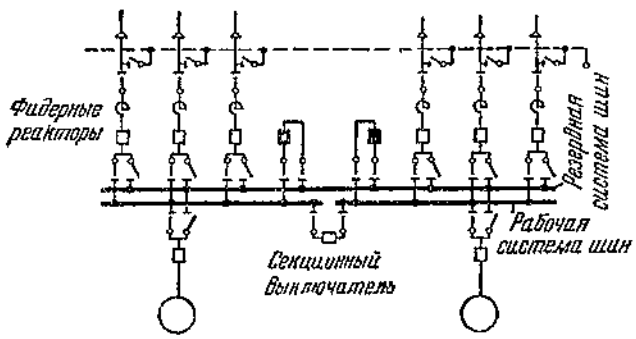
Схема станции с реакторами, включенными после выключателей, показана на фиг. XVI,15.

В заключение необходимо подчеркнуть, что реактирование фидеров должно применяться только в случаях, когда оно дает реальное снижение стоимости установки. Получение остаточного напряжения на шинах станции порядка 70—80% от номинального не может служить поводом к установке фидерных реакторов. Устойчивость работы генераторов и потребителей в таких случаях должна получаться за счет других мероприятий, например, применением быстродействующей релейной защиты.

Сказанное о реактировании фидеров станций полностью относится и к подстанциям, которые рассматриваются ниже.

XVI,7. РЕАКТИРОВАНИЕ СБОРНЫХ ШИН СТАНЦИЙ

Включение реакторов в отходящие фидеры (фиг. XVI,15) дает возможность устанавливать у потребителей более легкую и дешевую аппаратуру. На самой станции в ряде случаев аппаратура должна выбираться по полному току короткого замыкания, т. е. без учета ограничивающего действия реакторов.



Фиг. XVI, 15

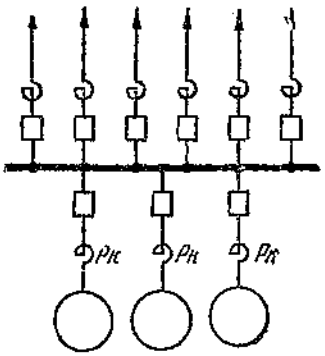
При повреждениях на станциях средней мощности токи короткого замыкания достигают значительных величин. Если не принять мер к ограничению этих токов, то на этих станциях пришлось бы ставить тяжелую и дорогую аппаратуру.

На очень мощных станциях токи короткого замыкания, если не принять специальных мер, получались бы столь большими, что подобрать аппаратуру было бы невозможно.

[1] Выбор выключателей по токам короткого замыкания ограниченными реакторами можно рекомендовать в случаях их установки во „взрывных камерах", т. е. каждого выключателя в специальном выделенном помещении. Повреждение выключателя, возможное при аварии в реакторе при изолированной установке выключателей, не приведет к разрушению ошиновки, аппаратуры и т. д. других станционных цепей. Выбор выключателей по токам короткого замыкания не ограниченными реакторами следует производить в установках, где все выключатели и другая аппаратура находятся в общем помещении. Подробнее см. гл. XV.

Указанные факторы заставляют на станциях средней и большой мощности применять меры к ограничению токов короткого замыкания, возникающих не только при повреждениях в сетях и у потребителей, но и при авариях на самих станциях; широкое распространение получило реактирование сборных шин станций.

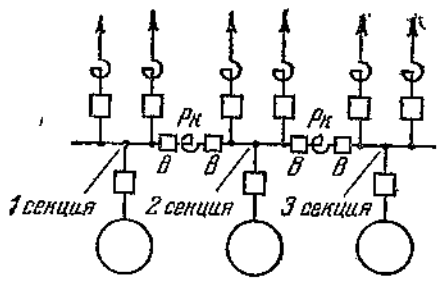
На первых мощных электростанциях уменьшение токов короткого замыкания достигалось включением реакторов ($P_к$) в цепи генераторов (фиг. XVI, 16).



Фиг. XVI, 16

Эта схема, однако, имеет ряд недостатков и потому теперь не применяется. Одной из современных схем реактирования шин станции является схема с „прямолинейной системой шин" (фиг. XVI, 17). Последняя схема имеет перед схемой с реакторами в генераторных цепях следующие преимущества:

1. Нужное ограничение токов короткого замыкания в схеме с реакторами в генераторных цепях (фиг. XVI,16) может быть получено при реактансе реакторов порядка 5—10%. Протекание мощности через реакторы обусловит потерю напряжения, которая при полной нагрузке генератора с $\cos\varphi = 0{,}8$



Фиг. XVI, 17

составит около 3—6%. К этой величине нужно прибавить потерю напряжения в фидерных реакторах в 2—3%, что доводит суммарную потерю напряжения в реакторах станции до 5—9%. В то же время допускаемая потеря напряжения от зажимов генераторов до потребителей, если не приняты специальные меры регулирования напряжения, составляет в среднем около 15%. Реактирование генераторов и фидеров приводит, следовательно, к малой величине допускаемой потери напряжения в сети, что в ряде случаев вызывает ее удорожание.

Кроме того реактирование генераторных цепей требует более широкого и частого регулирования напряжения на генераторах для поддержания в нужных границах напряжения у потребителей.

Постоянное протекание больших мощностей через генераторные реакторы, несмотря на их малое активное сопротивление, приводит к значительным потерям энергии в реакторах.

Обращаясь к схеме с прямолинейной системой шин (фиг. XVI,17), замечаем, что она свободна от указанных недостатков, поскольку в ней нет постоянного перетекания мощностей через реакторы $P_к$. Отсутствие перетекания мощностей через реакторы объясняется тем, что нагрузки на отдельных секциях шин соответствуют или меньше мощности генератора, присоединенного к данной секции. Перетекание мощностей через реакторы возможно только при особых недлительных режимах работы станции, например, при остановке одного из генераторов. Отметим при этом, что в схемах с реактированием шин иногда предусматриваются добавочные мероприятия, позволяющие в особых режимах устранить или ограничить перетекание мощности через реакторы.

2. Повреждение реактора в генераторной цепи (фиг. XVI,16) вызовет отключение соответствующего генератора, т. е. приведет к снижению рабочей мощности станции. При включении реактора в шины по схеме фиг. XVI,17 с выключателями B, расположенными с обеих сторон от него, повреждение реактора не приведет к потере генератора. Отключаются оба выключателя и станция, если нет связей между секциями шин в сети, делятся на две части работающие несинхронно.

Выключатели B в схеме с прямолинейной системой шин могут быть использованы не только для отключения реакторов при их повреждениях, но при соответствующей релейной защите и как секционные, т. е. отключающие больную часть станции, при авариях на шинах. Эти же выключатели позволяют делить станцию на секции, если потребуется по эксплоатационным режимам.

3. На мощных станциях включение реакторов в генераторные цепи не приводит к ограничению токов короткого замыкания до нужной величины и не позволяет сделать токи короткого замыкания на шинах станции не зависящими от суммарной мощности станции, что объясняется следующими причинами:

а) Реактанс шинных реакторов в схеме фиг. XVI,17 может быть взят до 10%, а в схеме фиг. XVI,16 не должен превышать 5—6%, так как повышение реактивности реакторов при включении их в генераторные цепи поведет к удорожанию сети, отходящей от станции. На снижение токов короткого замыкания в схеме с прямолинейной системой полос оказывает влияние еще и то обстоятельство, что при большом числе секций токи короткого замыкания от некоторых генераторов ограничиваются двумя и более последовательно включенными реакторами. В схеме фиг. XVI,16 ток короткого замыкания каждого генератора ограничивается только одним реактором.

b) При включении реакторов в генераторные цепи величина тока короткого замыкания при авариях на шинах будет расти пропорционально установленной мощности станции (предполагается, что реактанс всех реакторов одинаков). Это непрерывное увеличение тока короткого замыкания с ростом станции чрезвычайно затрудняло бы строительство станций. Расши-

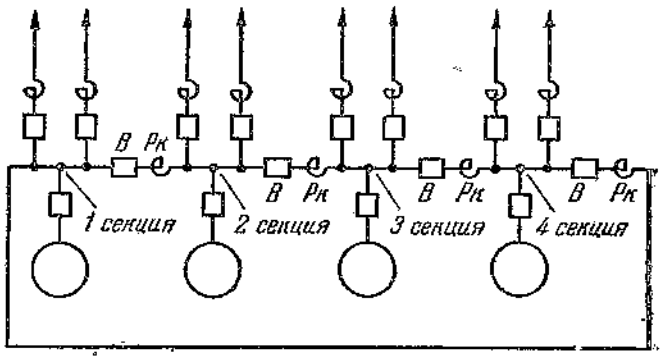
рение станции приводило бы часто к ее коренной реконструкции со сменой всей аппаратуры и перестройкой распределительных устройств.

В схеме с прямолинейной системой шин ток короткого замыкания на шинах станции не растет пропорционально мощности станции. При числе секций около четырех дальнейшее увеличение числа секций и генераторов почти не сказывается на величине тока короткого замыкания, возникающего при авариях в шинах.

Все приведенные выше преимущества схемы с прямолинейной системой шин настолько существенны, что включение реакторов в генераторные цепи в настоящее время почти не применяется. Произведенный анализ показывает, что все основные недостатки схемы фиг. XVI,16 происходят из-за расположения реакторов на пути основных потоков мощности. В правильно сконструированной схеме реакторы должны включаться в точки, где перетекание мощностей при нормальных режимах станции будет минимальным. Поскольку рядом с реакторами всегда устанавливаются выключатели, отключающие их при повреждениях, эти выключатели следует использовать одновременно и как секционные. Последнее предопределяет установку реакторов в местах намечаемого секционирования шин станции.

При большом числе машин на станции в целях улучшения условий перетекания мощностей через реакторы при несоответствии на отдельных секциях между мощностями генераторов и нагрузками, а также при особых режимах работы станции применяется схема кольца (фиг. XVI,18). Эта схема является симметричной. Недостающая мощность на какой-либо секции может быть подана с двух сторон. В схеме с прямолинейной системой шин подача мощности, например, с секции *1* на секцию *3* (фиг. XVI,17) означала бы протекание ее через два последовательно включенных реактора; получилась бы значительная разность напряжений на крайних секциях шин, что нежелательно. В схеме кольца улучшенные условия протекания мощностей приводят к меньшей разности напряжений на секциях шин.

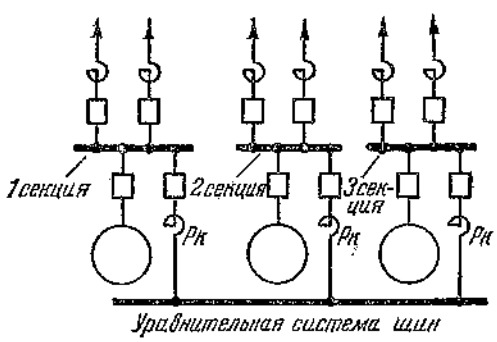
Прямолинейная система шин по указанным соображениям применяется на станциях при числе секций не более трех; при большем числе секций переходят к схеме кольца. Использование схемы кольца при трех секциях нерационально, поскольку она требует для своего осуществления большего количества аппаратуры, чем схема с прямолинейной системой шин (для замыкания шин в кольцо); в то же время последняя полностью удовлетворяет жестким требованиям, предъявляемым к схемам мощных станций. На схеме фиг. XVI,18 около шинных реакторов $P_к$ показано по одному выключателю B. Такие схемы нашли применение в Европе и у нас в СССР. Отказ от установки выключателей с двух сторон каждого реактора объясняется значительным повышением надежности работы современных реакторов. Вероятность их повреждения стала очень малой и потому можно не предусматривать специальных аппаратов, предназначенных для отключения только реакторов при авариях с ними. Каждый из реакторов в схеме фиг. XVI,18 является электрически жестко связанным с одной из секций шин и его повреждение по своим последствиям будет равносильно аварии на этой секции, т. е. приведет к выходу ее из работы.

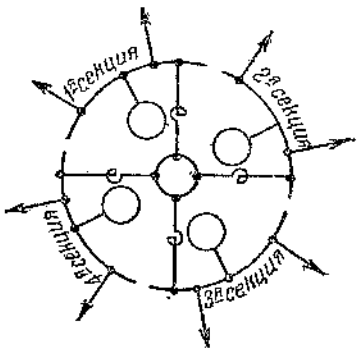


Фиг. XVI, 18

Отказ от установки вторых выключателей у реакторов недопустим, так как, с одной стороны, это приводило бы к полной остановке станции при повреждении в реакторах и на шинах, а с другой — не давало бы возможности осуществлять осмотр и ремонт шинных реакторов (подробнее см. § 17).

Отметим, что в США и в настоящее время у каждого из шинных реакторов ставится по два выключателя, мотивируя это необходимостью обеспечить максимальную надежность работы шин станции.





Фиг. XVI, 19 a и b

На ряде станций в США и у нас в Союзе применена схема звезды, представленная на фиг. XVI,19a. Упрощенное изображение этой схемы на фиг. XVI,19b поясняет причину наименования ее звездой. Принцип, положенный в конструкцию этой схемы, тот же, что и в ранее рассмотренных, а именно: реакторы соединяют отдельные секции шин и через

них протекают только уравнительные мощности, а не полные потоки мощностей, отдаваемые генераторами. Более подробное объяснение этой схеме дано в § XVI,8.

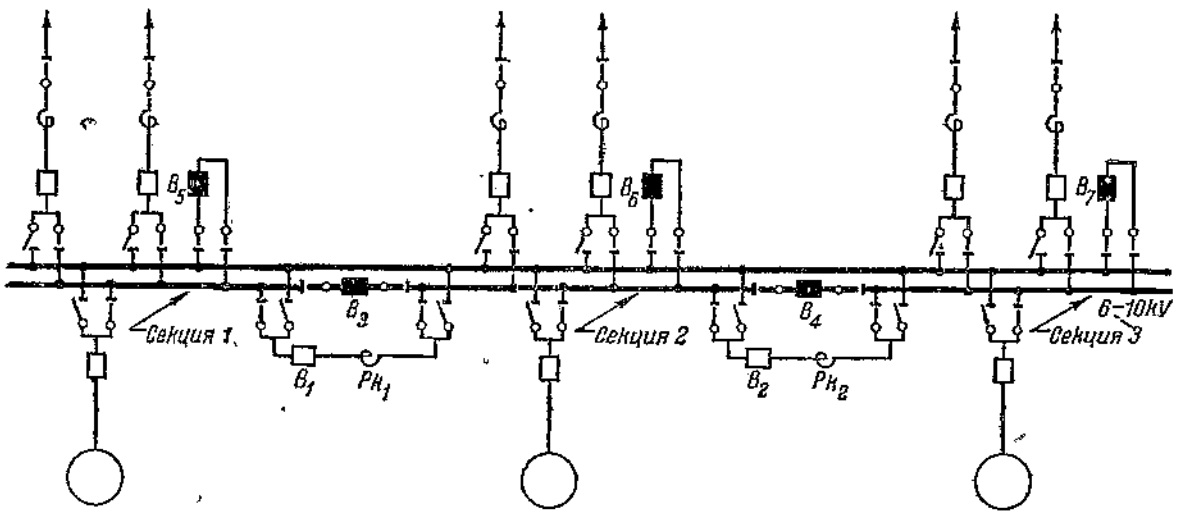
XVI,8. СХЕМЫ МОЩНЫХ СТАНЦИЙ, ОТДАЮЩИХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ПРИ ГЕНЕРАТОРНОМ НАПРЯЖЕНИИ

Схема с прямолинейной системой шин, скоммутированная по европейскому принципу с необходимыми коммутационными аппаратами, представлена на фиг. XVI,20. Как видно из схемы, выключатели B_1 и B_2 делят шины станции на три секции по числу установленных генераторов. Распределение фидеров по секциям производится так, чтобы нагрузка на секцию была равна или несколько меньше мощности генератора, приключенного к данной секции шин.

Потеря напряжения в реакторах может быть найдена по формулам (XVI,3) и (XVI,5).

Если в момент повреждения одной машины нагрузка станции такова, что может быть покрыта оставшимися машинами, то для повышения напряжения на больной секции можно произвести следующие переключения:

1. Вышла из работы машина первой секции, а наиболее недогруженной является машина второй секции. В этом случае замыкают выключатель B_3. Последний шунтирует реактор $P_{к_1}$, вызывающий наибольшую потерю напряжения, поскольку через него протекает вся мощность, необходимая для первой секции. Благодаря этой операции напряжения на секциях *1* и *2* уравниваются. На секции *3* напряжение будет несколько выше, чем на двух других. Аналогичные операции производятся и при повреждении машин на секции *2*.



Фиг. XVI,20

При нормальной работе станции все генераторы работают параллельно, для чего включаются секционные выключатели B_1 и B_2. Выключатели B_3 и B_4, носящие название шунтирующих, при работе всех генераторов должны быть разомкнуты. В противном случае они шунтировали бы реакторы $P_{к_1}$ и $P_{к_2}$ и тем самым уничтожали бы их ограничивающее действие на токи короткого замыкания. При равномерном распределении нагрузки между секциями станции и работе всех машин через шинные реакторы протекают незначительные токи, обусловленные только неточностью регулирования агрегатов. В случае аварии с одной из машин она отключается и питание нагрузки, присоединенной к этой секции, происходит от других генераторов. Энергия, притекающая к секции с больным генератором, должна пройти через соответствующие реакторы. Напряжения на отдельных секциях шин будут при этом различны: минимальное — на больной секции, а высшее — на более отдаленной.

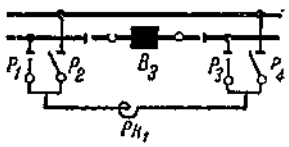
2. Вышла из работы машина первой секции, а наиболее недогруженным является генератор третьей секции. Шунтировка реакторов $P_{к_1}$ и $P_{к_2}$ выключателями B_3 и B_4 невозможна, так как получилась бы параллельная работа машин без реактирования шин. Для выравнивания напряжения на секциях включаются шиносоединительные выключатели B_5 и B_7, после чего энергия с третьей секции будет подаваться на первую через верхнюю систему шин, т. е. помимо реакторов. Эта операция выравнивает напряжения на секциях *1* и *3*. На секциях *2* напряжение вследствие перетекания мощности с нее на секцию *1* будет несколько выше.

Включение выключателей B_3 и B_4 производится также и при снижении нагрузки станции, например, ночью, когда одна машина может покрыть нагрузки двух и более секций. Необходимо при этом следить за тем, чтобы замыкание выключателей B_3 и B_4 не привело к параллельной работе генераторов, не разделенных реакторами. Для этого, прежде чем соеди-

нить две секции шин шунтирующим выключателем, следует на одной из секций отключить генератор.

Выше было показано, что резервная система шин (верхняя на фиг. XVI,20) служит и для передачи мощностей с одной секции на другую, вследствие чего она и носит название трансферной.

Трансферная система шин при выполнении ее по европейскому принципу не реактируется. Последнее объясняется тем, что ревизии и ремонты никогда не



Фиг. XVI, 21

производятся на всей рабочей системе шин. Рабочая система шин ревизуется и ремонтируется по секциям, что исключает возможность параллельной работы на трансферной системе шин генераторов различных секций. Для того чтобы при ремонте одной из секций шин и переводе соответствующего генератора и фидеров на трансферные шины сохранить параллельную работу всех машин, в цепях шинных реакторов предусматриваются вилки из разъединителей.

Остановимся теперь несколько подробнее на вопросе о недопустимости присоединения шинного реактора только через разъединители (фиг. XVI,21), на что уже указывалось в предыдущем параграфе книги.

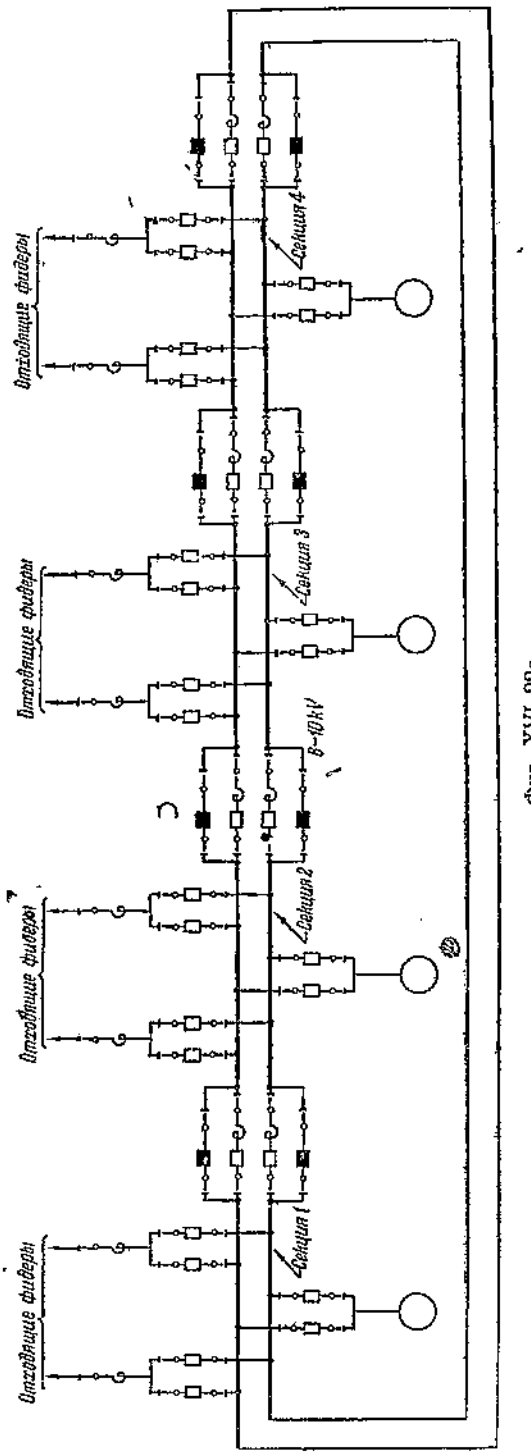
Наличие только разъединителей ($P_1 — P_4$) не позволяет производить включение и отключение секций сборных шин и реакторов для их осмотров и ремонтов. При отключении этих разъединителей на них будет образовываться мощная дуга, если в это время происходило перетекание мощности с одной секции на другую. Образование дуги может быть вызвано и расхождением фаз генераторов, поскольку жесткая электрическая связь между ними в момент отключения разъединителей будет нарушена.

Включение разъединителей P_1 и P_3, если секции шин работали раздельно, также невозможно. Такая операция означала бы включение на параллельную работу машин при помощи разъединителей.

Необходимые переключения в схеме фиг. XVI,21 можно произвести, только используя шунтирующий выключатель B_3. При отключении сначала замкнуть выключатель B_3, а затем отключить разъединители P_1 и P_3, после чего отключить выключатель B_3. При включении сначала замкнуть выключатель B_3, после разъединители P_1 и P_3 и отключить выключатель B_3. Из описанных операций ясно, что в периоды переключений соседние секции будут соединены помимо реакторов, что недопустимо.

Обращаясь к схеме фиг. XVI,20, напомним, что выключатели B_1 и B_2 выполняют и роль секционных выключателей.

Реактирование шин станции не дает снижения токов короткого замыкания до величин, позволяющих использовать наиболее легкую и дешевую аппаратуру. Это реактирование не обусловливает также необходимого поддержания напряжения на шинах станции при повреждениях на них и в сети. Для



Фиг. XVI, 22а

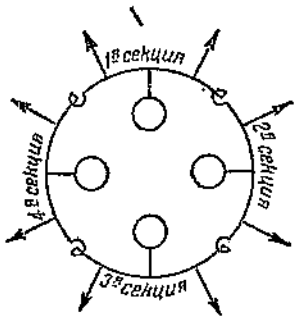
удешевления строительства электроустановок у потребителей и поддержания напряжения на шинах станции производится дополнительное реактирование отходящих фидеров.

В схеме с прямолинейной системой шин токи короткого замыкания достигают наибольшей величины при повреждениях на средней секции.

При числе секций, большем трех, применяется схема с кольцевой системой шин, представленная на фиг. XVI,22a (американский принцип коммутации). Принципиальное изображение этой же схемы для одной системы шин дано на фиг. XVI,22b.

Назначение всех выключателей и шинных реакторов в схеме кольца то же самое, что и в схеме с прямолинейной системой шин.

В схеме кольца недостающая мощность подается на секцию с двух сторон, что позволяет выбирать пропускную способность шинных реакторов меньшую, чем в схеме с прямолинейной системой шин. Схема кольца имеет еще одно преимущество, а именно — при повреждении на какой-либо секции станция не распадается на несинхронно работающие части, как это будет иметь место при схеме с прямолинейной системой шин.



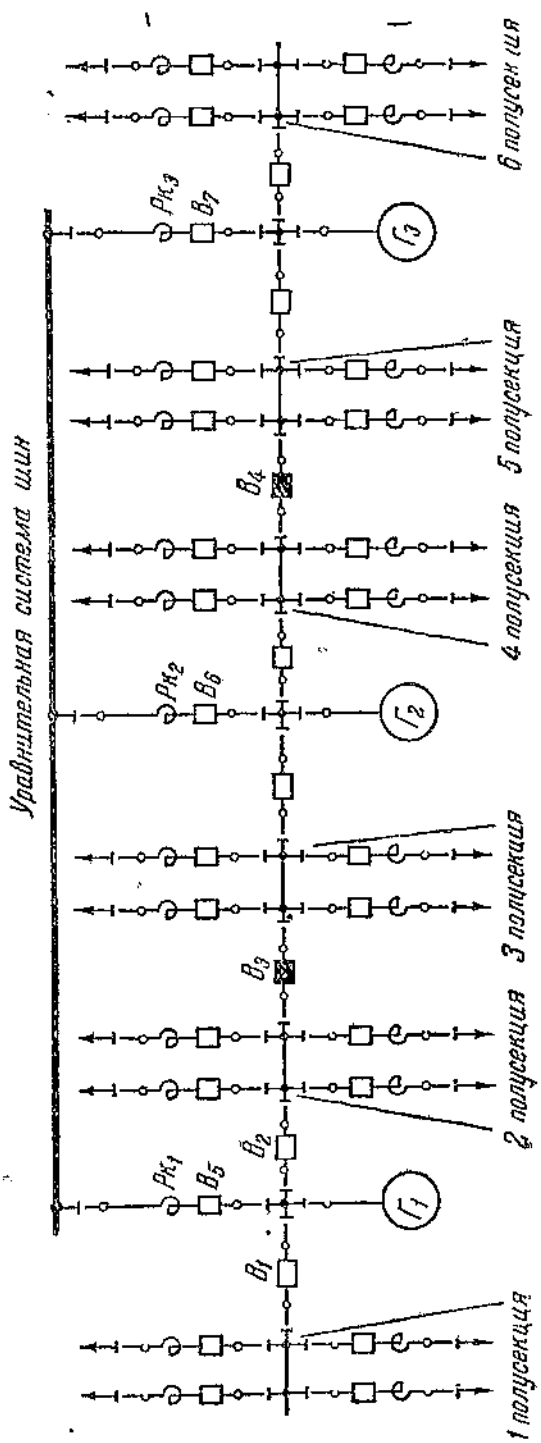
Фиг. XVI, 22b

В отношении токов короткого замыкания схема кольца является симметричной. Величина тока короткого замыкания при повреждении на любой из секций шин будет одинаковой.

Значительно отличающейся по принципу коммутации от двух рассмотренных схем является схема звезды, представленная на фиг. XVI,23. Схема имеет одиночную систему шин. Для уменьшения зоны отключения при повреждениях на шинах они разбиты на полусекции, к которым генераторы присоединяются через вилку из выключателей; например, генератор $Г_1$ через выключатели B_1 и B_2 питает первую и вторую полусекции шин. Подобным же образом осуществлено присоединение и всех остальных генераторов. Выключатели B_3 и B_4 нормально отключены.

Параллельная работа генераторов осуществляется через специальную уравнительную систему шин (называемую иногда синхронизационной системой шин), связанную через реакторы $P_{к1} — P_{к8}$ с отдельными секциями шин.

Для обеспечения непрерывности работы станции при повреждении в одном из реакторов или на уравнительной системе шин предусматривается специальная релейная защита, воздействующая на выключатели $B_5 — B_7$. Эти повреждения приводят к отключению всех выключателей $B_5 — B_7$ и станция распадается на четыре независимые секции, работающие несинхронно. Параллельная работа секций сохранится только при наличии связей отдельных секций через потребителей (в сети).



Фиг. XVI, 23

Для уменьшения вероятности распада станции на независимые секции иногда в США с обеих сторон каждого из реакторов устанавливается по выключателю. При подобном выполнении схемы повреждение в одном из реакторов вызовет отключение только выключателей, поставленных в цепи данного реактора. Все секции станции кроме одной будут продолжать работать параллельно. Авария на уравнительной системе шин даже при наличии двух выключателей в цепи каждого реактора все равно приведет к распаду станции на отдельные секции.

Шунтирующие выключатели $B_0 — B_4$ предназначаются для соединения соседних секций в случаях, когда одна машина может покрыть нагрузку двух или нескольких секций, а также и при отключениях и остановках отдельных машин. Включение соответствующего шунтирующего выключателя позволяет уменьшить перетекание мощностей через реакторы и тем самым выравнить напряжения на секциях станции. Необходимо следить за тем, чтобы включение выключателей $B_0 — B_4$ не приводило к параллельной работе генераторов различных секций, не разделенных реакторами. В противном случае токи короткого замыкания достигнут недопустимо больших величин, на которые аппаратура не рассчитана.

Поскольку схема звезды является симметричной, токи короткого замыкания на всех секциях шин будут одинаковы. Токи короткого замыкания на уравнительных шинах получаются большими, чем на рабочих секциях шин. Величина тока короткого замыкания на уравнительной системе шин растет пропорционально числу секций (при равной генераторной мощности на каждой секции) и при большом числе секций становится настолько значительной, что возникает ряд затруднений в конструктивном выполнении уравнительных шин. Это обстоятельство является крупным недостатком схемы звезды. В США для уменьшения токов короткого замыкания на уравнительной системе шин в нее при числе секций больше четырех иногда включается дополнительный реактор. Последний делит уравнительную систему шин на две части, к каждой из которых присоединяются по две-три рабочих секции шин.

Схема звезды может быть выполнена и с двойной системой шин.

Сравнивая схемы звезды с прямолинейной и кольцевой системой шин, приходим к следующим выводам:

1. Эксплоатационная гибкость, т. е. возможность установления различных эксплоатационных режимов, у всех трех схем одинакова.

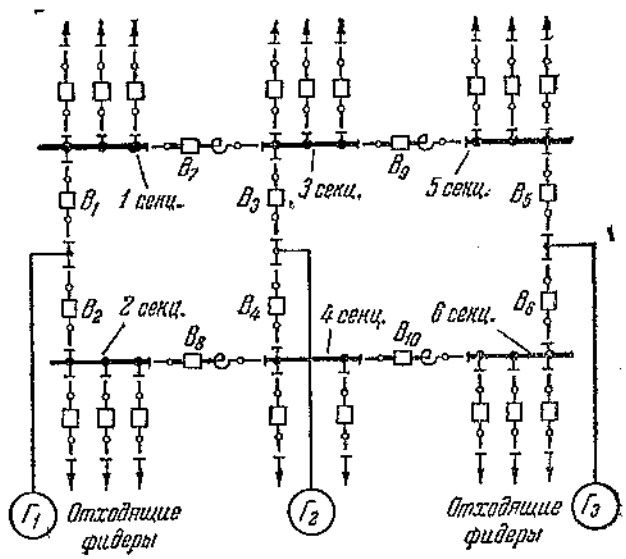
2. Правильный выбор пропускной способности реакторов и их реактанса позволяет получить для всех схем одно и то же ограничение токов короткого замыкания. При этом условии разности напряжений на различных секциях станции, обусловленные перетеканиями мощностей, будут примерно одинаковыми.

3. Выполнение всех трех схем потребует почти одинакового количества аппаратуры.

4. Осуществление схемы звезды приведет к большему объему здания распределительного устройства из-за необходимости разместить уравнительную систему шин.

Конструктивное выполнение последней на мощных станциях из-за больших токов короткого замыкания на ней вызывает затруднения.

5. Схемы с прямолинейной и кольцевой системами шин дают возможность более рационального развития



Фиг. XVI, 24

станции. В первый период постройки, когда число секций не превосходит трех, осуществляется прямолинейная система шин. При расширении станция переходит без каких-либо переключений на кольцевую систему.

Суммируя сказанное, приходится констатировать, что схемы с прямолинейной и кольцевой системой шин имеют ряд преимуществ перед схемой звезды.

Рассмотренные схемы с прямолинейной системой шин, кольца и звезды на мощных станциях при наличии резервирования в сети могут быть выполнены с одиночной системой шин. В качестве примеров укажем на распределительное устройство Essex станции Cannors Creek, станцию Hudson Avenue, имеющие схему звезды с одиночной системой шин. Мощность каждой из этих станций несколько сот мегаватт.

Рациональная схема мощной станции с одиночной системой шин, являющаяся развитием схемы фиг. XVI,7, изображена на фиг. XVI,24. Присоединение генераторов через вилку из двух выключателей удваивает количество секций, благодаря чему уменьшается зона отключений при авариях. При наличии резерва в сети выключатели, шунтирующие реакторы, становятся ненужными. Мощность, необходимая потребителям, будет подаваться с секций, на которые работают генераторы; через реакторы будут протекать незначительные мощности.

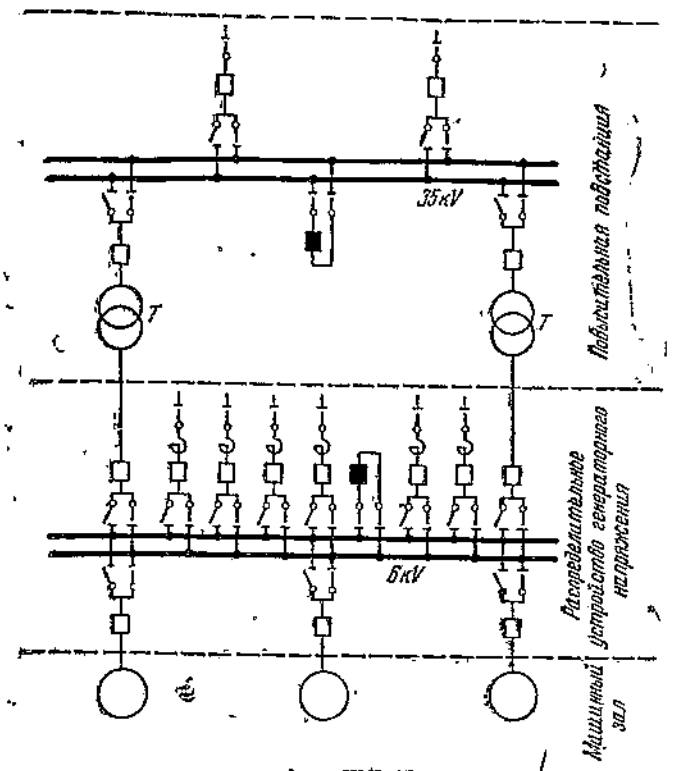
XVI,9. ПОВЫШЕННЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Разобранные в предыдущем параграфе схемы станций, вся энергия которых отдается потребителям при генераторном напряжении, имеют относительно малое распространение. Эти схемы применяются только при наличии крупного потребителя (мощный промышленный комбинат, крупный город), расположенного у самой станции, который берет всю электроэнергию, вырабатываемую станцией.

В большинстве случаев часть потребителей находится достаточно далеко от станции, что вызывает необходимость иметь на станции повышенное напряжение. Повышенное напряжение на станции получается путем установки на ней повысительных трансформаторов.

Необходимость повышенного напряжения на станциях очень часто диктуется еще и следующими существенными соображениями:

1. Уменьшение установленной мощности и числа машин на станции. При работе станции изолированно количество машин на станции должно быть



Фиг. XVI. 25

таково, чтобы при аварийном выходе или при ревизии одной из них остающиеся машины могли покрыть всю нагрузку, т. е. необходим резервный агрегат. Последний сильно увеличивает стоимость станции, поскольку установленная мощность на станции возрастает на 30—50%, а иногда и выше.

При наличии в районе сооружения станции сети энергетической системы экономически целесообразнее присоединить новую станцию к системе при помощи трансформаторов и линий электропередачи. В этом случае резервный агрегат на станции не устанавливается. При авариях и ревизиях машин станция получает недостающую энергию из системы. Первоначальные затраты на устройство линии, установку трансформаторов с соответствующей аппаратурой и на создание резерва в системе (который должен быть порядка 15% против 30—50% на отдельной станции), если сеть энергосистемы расположена относительно недалеко, составят меньшую сумму, чем стоимость резервного агрегата на вновь строящейся станции.

2. Уменьшение эксплоатационных расходов. Нагрузка изолированно работающей станции определяется только графиком нагрузок присоединенных к ней потребителей. При параллельной работе станции с системой для нее устанавливаются режимы, соответствующие наименьшей стоимости электроэнергии во всей системе в целом. Эта стоимость будет ниже, чем стоимость энергии, выработанная на изолированно работающей станции.

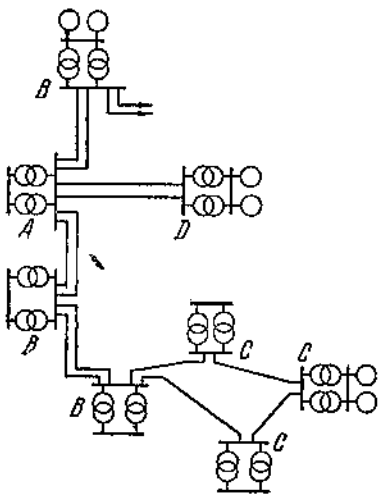
3. Использование местных энергетических ресурсов. В электрической системе часть станций всегда использует местные энергетические ресурсы (торф, бурый уголь, гидроэнергию и т. д.). При параллельной работе станций возможно максимальное использование местных энергетических ресурсов и сокращение потребления привозного топлива.

4. Переменный режим работы станции. Пусть рассматриваемая станция является гидростанцией с переменной мощностью водотока, т. е. мощность, отдаваемая станцией, в различные периоды года, не будет постоянной. Представим далее, что нагрузка на шинах генераторного напряжения соответствует минимальной мощности водотока. Если данная гидростанция не будет соединена с системой, то при мощности водотока, большей минимального, энергия реки, несмотря на большие расходы на сооружение гидростанции, не будет использована. Относительно небольшие добавочные капитальные затраты, необходимые для присоединения станции к системе и установки добавочных машин, позволят использовать избыточную энергию реки.

Возможна и обратная картина. Нагрузка на генераторном напряжении больше, чем мощность водотока в период минимального расхода воды в реке. Соединение с системой такой станции дает возможность не отключать часть потребителей даже при минимальной мощности водотока, получая добавочную мощность из системы.

Аналогичные условия могут существовать и для теплоэлектроцентралей, отдающих большое количество пара на отопление. В теплые периоды года, когда пар на отопление не требуется, выработка на станции снижается и недостающая энергия для местных потребителей получается из системы. Это мероприятие во многих случаях является экономически целесообразным.

Приведенные соображения и примеры с очевидностью показывают, что большинство электростанций должно иметь не только генераторное, но и повышенное напряжение. Последнее обусловливает необходимость установки повысительных трансформаторов и появление на станции так называемой повысительной подстанции.



Фиг. XVI, 26

Схема станции, отдающей энергию на генераторном и повышенном напряжениях, представлена на фиг. XVI,25. Как видно из этой схемы, в части генераторного напряжения станция коммутируется так же, как и при отсутствии повышенного напряжения. Повысительные трансформаторы T присоединяются к шинам генераторного напряжения однотипно с другими станционными цепями.

На повысительной подстанции по соображениям, изложенным ранее, предусматриваются сборные шины повышенного напряжения, к которым присоединяются трансформаторы и отходящие линии. Присоединение отдельных цепей к сборным шинам на повышенном напряжении производится так же, как и на генераторном, и потому не требует никаких добавочных разъяснений.

При решениях вопросов, связанных с выбором схемы коммутации повысительных и понизительных подстанций, большое влияние имеет местоположение и значение данной подстанции в системе. Необходимо четко представлять себе последствия аварийного выхода из работы той или иной подстанции. Рассмотрим, какие требования должны предъявляться к схемам коммутации подстанций на примере схемы фиг. XVI,26.

Наиболее высокие требования в отношении надежности работы должны быть предъявлены к подстанции A, называемой узловой подстанцией. К шинам этой подстанции присоединяется ряд линий, связывающих ее со станциями и районами потребления. Выход из работы такой подстанции приведет к распаду системы, прекращению питания больших районов потребления, т. е. вызовет длительную остановку значительного количества потребителей и связанные с этим убытки для народного хозяйства.

Почти аналогичные требования следует предъявлять и к проходным цепочечным подстанциям B, через шины которых происходит обмен мощностями между различными частями системы или питание нескольких районов потребления. Авария на этих подстанциях может привести к расстройству работы системы или прекращению питания ряда районов потребления.

Значительно меньшие последствия будут в случаях повреждений на проходных кольцевых подстанциях C, поскольку аварии на них затрагивают только данную подстанцию и не ведут к прекращению питания других потребителей. Выход из работы проходной кольцевой подстанции вызывает разрыв кольца, что при правильно рассчитанной сети не должно отзываться на работе потребителей. Ясно, что к этому типу подстанций могут предъявляться значительно менее строгие требования, чем к рассмотренным выше подстанциям.

В подобных же условиях работают и тупиковые подстанции D, у которых линии сети служат только для связи данного объекта с системой. Повреждения линий и шин на подстанции D не затрагивают работы прочих потребителей и станций системы.

XVI,10. СХЕМЫ СТАНЦИЙ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ С ГЕНЕРАТОРНЫМ И ПОВЫШЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЯМИ

После постановления XVIII съезда ВКП(б), осудившего гигантоманию в деле строительства электростанций, в Союзе получили распространение станции, имеющие установленную мощность 15—50 MW. На этих станциях, как правило, монтируются две машины. Станции располагаются вблизи потребителей электрической и тепловой энергии и часто имеют связь с энергосистемой данного района. В районах, где нет энергетической системы, эти станции снабжают электроэнергией удаленных потребителей.

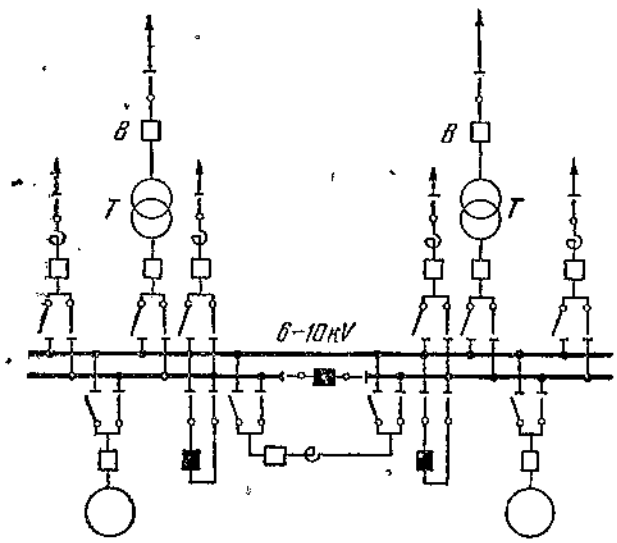
Наиболее простой схемой станции, имеющей генераторное и повышенное напряжения, является схема, представленная на фиг. XVI,27.

Трансформаторы T соединены через выключатели B непосредственно с линиями сети. Линия и трансформатор образуют „блок". Схема требует для своего выполнения минимального количества аппаратуры. Недостатком этой схемы является то, что повреждение какой-либо линии вызывает выход из работы также одного из трансформаторов и обратно. Поскольку выпуск всей свободной мощности со станции в систему возможен только при работе обоих трансформаторов, отключения блока линия-трансформатор будут приводить к невозможности выдавать избыточную мощность станции потребителям системы[1]. Ревизии и ремонт трансформаторов обусловят связь станции с системой одной линией.

Рассмотрим, насколько существенны указанные недостатки, для чего проанализируем вероятность аварии с трансформаторами и линиями и частоту проводимых с ними ремонтных работ. Обработка опыта эксплоатации показывает, что вероятность повреждения трансформатора при правильной его

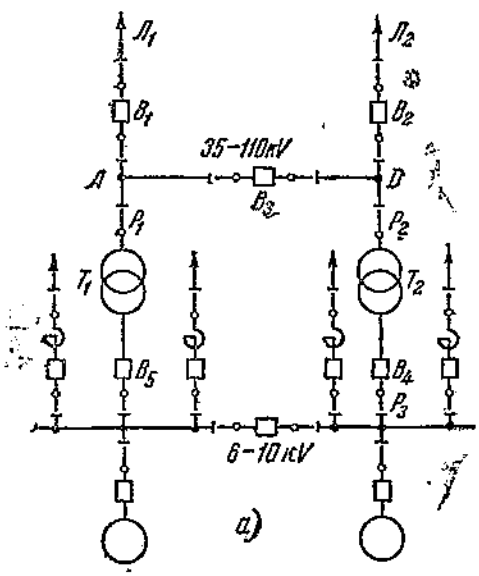
[1] О выборе трансформаторов на станциях см. § XVI,18.

эксплоатации составляет одно повреждение в 15—20 лет. На каждые 100 km линии можно ожидать в течение года 1,5—2,5 аварийных выпадений из работы 110-kV линий и 3—5 выпадений для линий



Фиг. XVI, 27

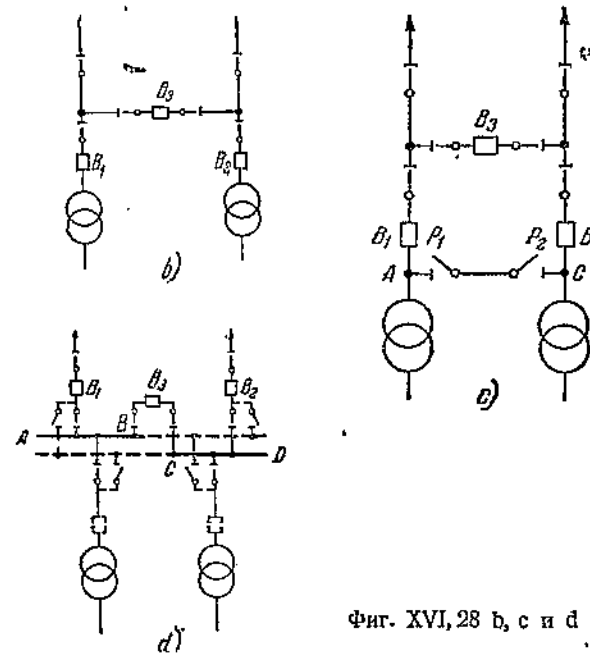
35 kV. Капитальные ремонты трансформаторов, требующие их отключения на несколько дней согласно § 545 ПТЭ, производятся один раз в 5 лет. Все основные ремонты линий в настоящее время проводятся под напряжением, т. е. без их отключения.



Фиг. XVI, 28a

Приведенные данные показывают, что основной причиной отключения блока линия-трансформатор будут являться линии, связывающие станции с системой. Если длина линий невелика и исчисляется порядком нескольких километров, то и это звено даст небольшое количество аварийных отключений. Учитывая, что станция с системой часто связывается двумя линиями, т. е. потеря одной линии не означает разрыва связи, нужно считать, что рассматриваемая схема является вполне допустимой. Подчеркнем еще раз, что применение этой схемы возможно только при небольшой длине линий, соединяющих станции с системой.

Совершенно очевидно, что схема фиг. XVI,27 может быть применена только в случаях тупикового расположения станции, т. е. когда линии сети служат только для связи станции с системой.



Фиг. XVI, 28 b, c и d

На генераторном напряжении фиг. XVI,27 изображена двойная секционированная система шин, которая была уже рассмотрена ранее.

Основные недостатки схемы блок-линия-трансформатор проистекали из-за отсутствия поперечной связи между двумя блоками, позволяющей осуществлять работу одной линии с двумя трансформаторами и двух линий с одним трансформатором. Давая такую поперечную связь, получим значительно более гибкую схему (фиг. XVI,28 а), называемую схемой „мостика" или схемой *Н*. Эта схема требует для своего выполнения на стороне высшего напряжения трех выключателей и отличается также большой простотой.

Рассмотрим работу схемы мостика при различных режимах:

Нормально все три выключателя замкнуты. При повреждении на линии, например $Л_1$, под действием релейной защиты отключится выключатель B_1 и станция сохранит связь с системой через оба трансформатора T_1 и T_2 и линию $Л_2$.

Более неблагоприятным будет случай выхода из работы одного из трансформаторов. При повреждении трансформатора T_2 последний должен быть полностью

отсоединен от установки, что может быть осуществлено при воздействии релейной защиты на выключатели B_2, B_3 и B_4. Анализируя схему, замечаем, что отключение выключателей B_2 и B_3 приводит не только к отключению трансформатора T_3, но и к одновременному отключению здоровой линии $Л_2$. Это обстоятельство является недостатком схемы мостика. Однако оно не может считаться существенным, поскольку повреждение трансформатора случается крайне редко.

Для включения линии $Л_2$ в работу нужно произвести следующие эксплоатационные переключения: отключить разъединители P_2, P_3 и тем самым отсоединить трансформатор T_2. После этого можно включить снова выключатели B_2 и B_3 и восстановить работу линии $Л_2$. Станция будет связана с системой через один трансформатор и обе линии.

Аналогичные условия будут и при повреждении трансформатора T_1.

Существенным недостатком рассматриваемой схемы мостика является сложность переключений, которые должны быть произведены при эксплоатационных отключениях одного из трансформаторов. Отключение трансформаторов может быть вызвано необходимостью производства их ревизий и ремонтов и для уменьшения в них потерь энергии. При малых нагрузках трансформаторов работа одним трансформатором приводит к меньшим потерям энергии, чем при работе двух трансформаторов[1].

Вывод в ревизию, например, трансформатора T_3 потребует сначала отключения выключателей B_2, B_3 и B_4, а затем отключения разъединителей P_2 и P_3. Эти операции приведут к временному выводу из работы и линии $Л_2$. Последующее включение выключателей B_2 и B_3 восстановит работу линии $Л_2$. Обратное включение трансформатора T_2 приведет снова к необходимости отключить выключатели B_2 и B_3, поскольку включение трансформатора не может быть произведено разъединителем P_2. Включение разъединителя P_2 после включения только выключателя B_4 также не может быть рекомендовано. Следовательно, операциями по вводу трансформатора T_2 в работу должны быть отключение выключателей B_2 и B_3 (B_4 предполагается уже отключенным), включение разъединителей P_2 и P_3, а затем включение всех трех выключателей B_2, B_3 и B_4.

Ревизии и ремонты трансформаторов происходят редко и потому некоторая сложность операций по вводу и выводу трансформаторов не может считаться дефектом схемы. Другое освещение этот недостаток схемы получает с точки зрения вывода одного трансформатора из работы для уменьшения потерь энергии. При резко неравномерном суточном графике нагрузок трансформаторов может оказаться, что ежесуточное отключение и включение одного из трансформаторов приведет к меньшим потерям электроэнергии, чем постоянная параллельная работа обоих трансформаторов. Ежедневное же двухкратное производство на станции достаточно сложных коммутационных переключений, связанных с выводом и вводом трансформаторов, рекомендовано быть не может.

Не следует, однако, забывать, что резко переменный график нагрузки трансформаторов наблюдается далеко не на всех станциях. Трансформаторы на станциях при комбинатах, работающих в три смены, на гидростанциях с нерегулируемым водотоком, имеют, как правило, достаточно равномерную суточную нагрузку трансформаторов.

Вопрос о применении схемы мостика не может решаться только на основании наивыгоднейшего режима трансформаторов. Схема мостика дает значительную экономию в затратах на оборудование. По сравнению с европейской схемой коммутации с двойной системой шин (фиг. XVI,28d) схема мостика требует меньше на две ячейки выключателей, а по сравнению со схемой четырехугольника (фиг. XVI,29) — меньше на одну ячейку. При стоимости одной ячейки выключателя 110 kV порядка 120—150 тыс. руб. суммарная экономия при схеме мостика определяется в 120 — 300 тыс. руб. Подчеркнем, что при этом сберегается и остро дефицитное в Союзе оборудование — выключатели, которые можно использовать на других стройках.

Кроме того схема H может быть модифицирована путем переноса выключателей B_1 и B_3 в цепи трансформаторов, как это показано на фиг. XVI,28b. Такое размещение выключателей позволяет проводить операции с трансформаторами без сложных переключений.

Сравнивая схемы фиг. XVI,28a и XVI,28b, можем сказать:

1. При аварии на линии в схеме фиг. XVI,28a отключается только одна линия. В другой схеме — два элемента, а именно трансформатор и линия.

2. При повреждении трансформатора в схеме фиг. XVI,28a выпадает из работы линия и трансформатор. В схеме фиг. XVI,28 — один трансформатор.

Поскольку вероятность повреждения линии значительно выше, чем трансформаторов, схема фиг. XVI,28a имеет преимущество в том, что в ней одновременный выход из работы двух элементов будет наблюдаться реже, чем в схеме с выключателями в цепях трансформаторов. В то же время схема фиг. XVI,28b дает более легкую возможность отключения и включения трансформаторов.

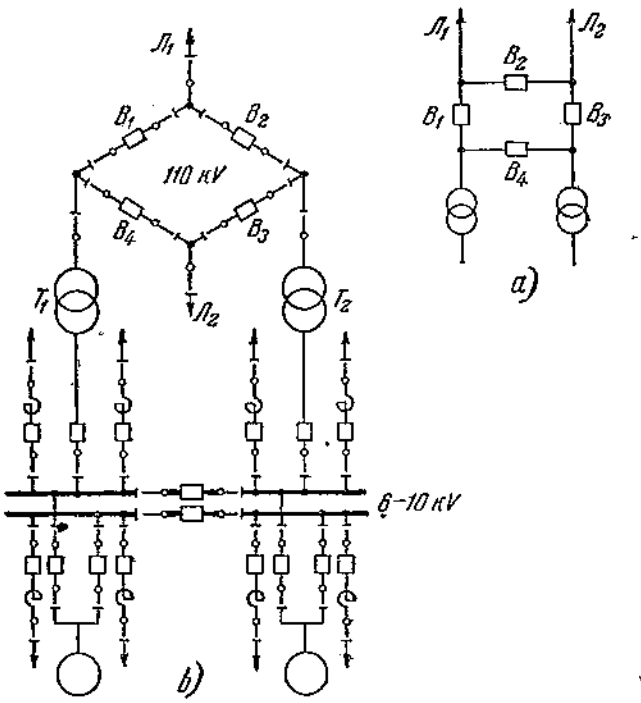
На основе произведенного анализа можно установить условия, при которых более рационально применение той или другой схемы. В случаях „тупикового" расположения станции, присоединения ее к системе относительно длинными линиями и при относительно ровном графике загрузки трансформаторов следует предпочесть схему фиг. XVI,28a.

При коротких соединительных линиях и колеблющемся графике нагрузок трансформаторов правильно остановиться на схеме фиг. XVI,28b. Эти же схемы должны выбираться и при включении станции в кольцевую сеть (подстанции C фиг. XVI,26). Последнее объясняется следующим.

[1] Подробнее см. XVI,17.

Ревизии и ремонты выключателей B_1, B_3 и B_3 в схеме фиг. XVI,28a обусловят в три раза чаще разрыв кольца, чем в схеме XVI,28b. Разрыв же кольца снижает надежность электроснабжения потребителей, поскольку они переходят с двухстороннего на одностороннее питание.

Для устранения разрыва кольца при работах на выключателе B_3 в схеме фиг. XVI,28b целесообразно дать вторую поперечную связь, установив два разъединителя P_1 и P_2 (фиг. XVI,28c). Эти разъединители нормально разомкнуты и включаются только при ревизиях и ремонтах выключателя B_3. Последовательное включение двух разъединителей P_1 и P_2 диктуется необходимостью их осмотров и ремонтов. При одном разъединителе в перемычке работы на нем были бы возможны только после отключения выключателей B_1 и B_2 и выключателей в трансформаторных цепях со стороны низшего напряжения, т. е. при полной остановке подстанции. При двух разъединителях можно поочередно проводить работы на них с отключением то одного, то другого трансформатора. При ремонтах разъединителей оба они должны быть разомкнуты.



Фиг. XVI,29

Учитывая, что схема мостика требует малое количество аппаратуры и обеспечивает высокую надежность работы, необходимо всегда проанализировать возможность ее применения. Отказ от применения этой схемы должен быть тщательно мотивирован.

Для повышения надежности и гибкости схемы фиг. XVI,28c в добавочную перемычку AC можно установить выключатель B_4 (фиг. XVI,29 a; разъединители не показаны). Однако добавка выключателя B_4 в этой схеме не исключает возможности выхода из работы всей подстанции. При аварии в выключателе B_2 или B_4 отключаются выключатели B_1 и B_3 и станция потеряет связь с системой. Значительное улучшение схемы фиг. XVI,29a получится, если произвести переключение линий и трансформаторов, присоединяя одноименные элементы не к смежным, а к противоположным вершинам квадрата, как это изображено на фиг. XVI,29b. Эта схема, получившая названия схемы „четырехугольника" или „квадрата", несмотря на относительно малую затрату аппаратуры, обеспечивает очень высокую надежность работы и имеет ряд преимуществ перед схемой с двойной системой шин, скоммутированной по европейскому принципу. Основным преимуществом является присоединение каждой станционной цепи через два выключателя, например, трансформатора T_1 через выключатели B_1 и B_4; наличие двух выключателей в цепи позволяет производить поочередные осмотры и ремонты выключателей без отключения цепи. В европейской схеме коммутации эти операции требуют использования шиносоединительного выключателя, большого количества переключений и временного отключения данной электрической цепи (см. § XVI,4).

Вторым существенным преимуществом схемы четырехугольника по сравнению с европейской схемой с двойной системой шин является уменьшение числа необходимых выключателей с пяти (фиг. XVI, 28d) до четырех (фиг. XVI,29b). При напряжении 110 kV это приводит к экономии порядка 120 — 150 тыс. руб., т. е. на сумму, соответствующую стоимости одной ячейки выключателя.

К недостаткам рассматриваемой схемы следует отнести возможность отключения двух цепей при повреждении одной из них. Последнее может произойти только при ревизии или ремонте одного из выключателей четырехугольника. Представим себе, что выключатель B_4 находится в ревизии; четырехугольник разомкнут и превращается в одиночную секционированную систему шин. Если в этот момент произойдет повреждение на линии $Л_1$, то под действием релейной защиты отключаются выключатели B_1 и B_2, в результате чего трансформатор T_1 будет отключен со стороны повышенного напряжения. Станция сохранит связь с системой через линию $Л_2$ и трансформатор T_2, что в большинстве случаев не повлечет за собой нарушения режима работы станции и потребителей. Приведенные соображения показывают, что даже при таком маловероятном совпадении, как ревизия выключателя и авария одного из элементов станции, нарушения режима работы не произойдет. При европейской схеме повреждение на шинах станции или в выключателе привело бы к полному отключению станции от системы.

Желание сохранить связь станции с системой при аварии одной цепи и отключенном на ревизию выключателе определяет также необходимость присоединения одинаковых элементов линий сети или трансформаторов, к противоположным вершинам четырехугольника. Если приключить одинаковые эле-

менты к соседним вершинам четырехугольника, то возможно одновременно отключение обеих линий или обоих трансформаторов.

Укажем, что схема квадрата была применена впервые в США на крупнейшей гидроэлектрической станции Boulder Dam, работающей при напряжении 287 kV.

На генераторном напряжении схемы фиг. XVI,29b показана одиночная секционированная система шин с присоединением генераторов станции к двум секциям. В целях сохранения связи станции с системой при ревизиях и ремонтах трансформаторов они приключены к различным секциям шин.

В шинах генераторного напряжения реакторы отсутствуют. Их установка рациональна только в случаях, когда реактирование шин станции позволяет облегчить станционную аппаратуру. Если облегчения аппаратуры не получается, то шинные реакторы ведут не к удешевлению, а к удорожанию станции; кроме того понижается надежность эксплоатации. Следовательно, целесообразность реактирования шин должна быть всегда тщательно проверена.

Из структуры схемы мостика видно, что она может существовать только при двух линиях и двух трансформаторах. В тех случаях, когда в перспективе возможен заход на данную станцию более двух линий или расширение станции, схему мостика следует использовать при первой очереди постройки. Развитие схемы мостика до схемы с одиночной системой шин осуществляется крайне просто. Перемычка AD (фиг. XVI,28a) путем удлинения превращается в одиночную секционированную систему шин. В существующие цепи добавляется два выключателя; в схеме фиг. XVI,28a — в цепи трансформаторов, а в схеме фиг. XVI,28b — в линии сети. Новые цепи присоединяются через выключатели и разъединители.

Развитие схемы мостика до схемы с двумя системами шин и правильное расположение аппаратов при этом показаны на фиг. XVI,28d.

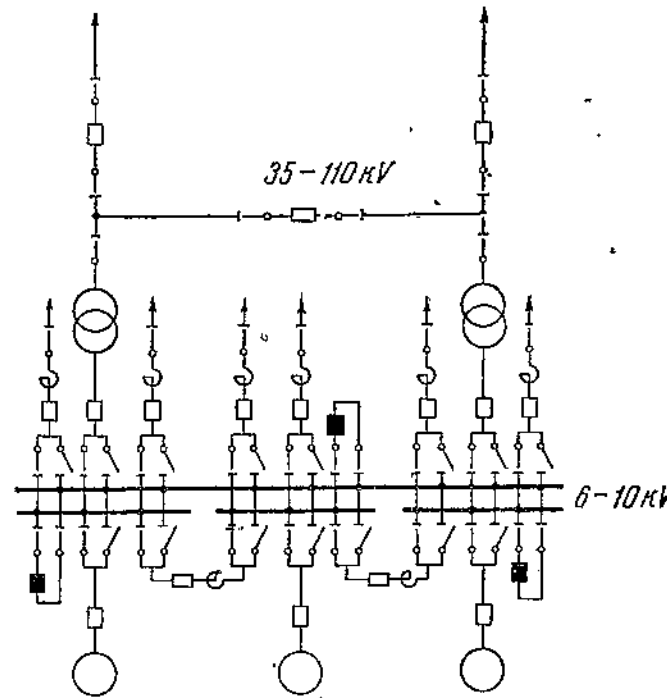
Из этого чертежа видно (первая очередь — мостик—сплошные линии, развитие — пунктир), что развитие схемы мостика получается за счет выполнения перемычки AD (фиг. XVI,28a) конструктивно в виде двух участков AB и CD (фиг. XVI, 28d) будущей двойной системы шин и установки выключателя мостика B_8 на месте будущего шиносоединительного выключателя.

Схемы с одиночной и двойной системами шин на повышенном напряжении здесь не приводятся, так как их выполнение ничем не отличается от такового же на генераторном напряжении.

Заканчивая на этом рассмотрение схем коммутации станций средней мощности, необходимо подчеркнуть, что в условиях военного и послевоенного времени должны применяться в основном схемы с повышенным использованием аппаратуры (блок линия-трансформатор, мостик, квадрат). Эти схемы дают большую экономию денежных средств и оборудования и позволяют значительно упростить строительную часть подстанций. Схемы с двойной системой шин могут потребоваться только в случаях, если данная станция является узловой точкой системы или проходной в цепочной схеме питания потребителей I группы, т. е. не допускающих длительных перерывов электроснабжения.

XVI,11. СХЕМА КОММУТАЦИИ МОЩНЫХ СТАНЦИЙ С ГЕНЕРАТОРНЫМ И ПОВЫШЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЯМИ

Одной из возможных схем крупной электростанции, имеющей генераторное и повышенное напряжения, является схема, изображенная на фиг. XVI, 30. На генераторном напряжении принята схема с прямолинейной системой шин без каких-либо изменений по сравнению со схемой станции, отдающей всю энергию на генераторном напряжении.



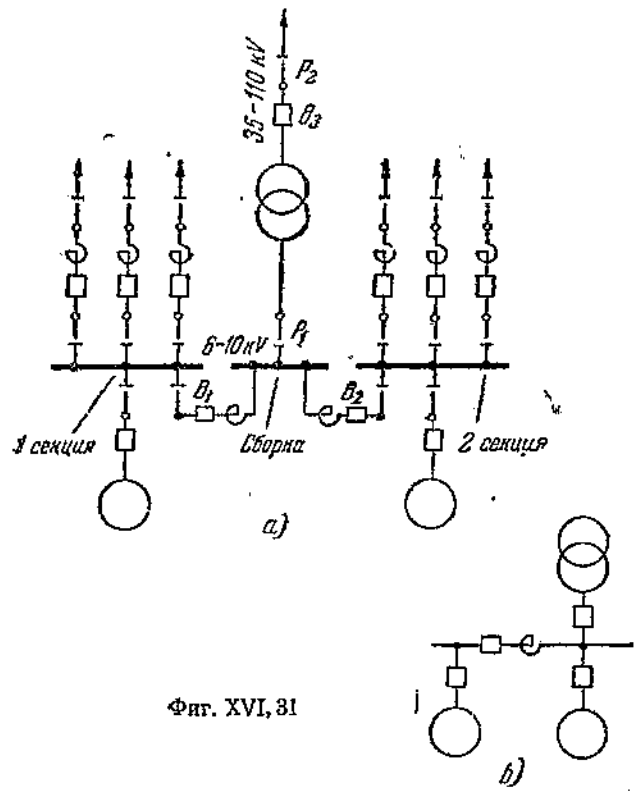
Фиг. XVI, 30.

Связь с электрической системой осуществляется двумя линиями и двумя трансформаторами, соединенными по схеме мостика.

При прямолинейной системе шин с тремя секциями трансформаторы всегда приключаются к крайним секциям станции. Приключение трансформаторов к двум соседним секциям привело бы к большим токам короткого замыкания, чем при схеме фиг. XVI,30. Присоединяя трансформаторы на крайние секции, разделяем их двумя последовательно включенными реакторами; включая трансформаторы на две соседние секции, получаем между ними только один реактор. Уменьшенные токи короткого замыкания позволяют иногда выбрать на станции более легкую аппаратуру и всегда приводят к более легким условиям работы аппаратуры.

Кроме того включение трансформаторов на крайние секции создает лучшие условия в отношении подпитки секций, обмена мощностей с системой и т. д., т. е. приводит к эксплоатационно более гибкой схеме.

Отметим отсутствие шунтирующих выключателей на схеме фиг. XVI,30, что объясняется следующими соображениями. Обмен мощностями между крайними секциями шин и системой происходит через повыси-



Фиг. XVI, 31

тельные трансформаторы помимо реакторов. При необходимости выдать или получить мощность на среднюю секцию она будет подаваться с двух сторон, т. е. через два реактора. Последнее значительно уменьшит потери мощности и напряжения. В особо трудных условиях переброски мощностей можно использовать трансферную систему шин и тем самым избежать перетекания сколько-нибудь значительных количеств мощности через реакторы.

В ряде случаев связь станции с системой осуществляется одним трансформатором и одной линией[1]. Возможная схема коммутации при этом варианте связи и наличии на станции двух крупных агрегатов представлена на фиг. XVI,31a. На генераторном напряжении ввиду наличия резервирования потребителей по сети предусмотрена одиночная система шин. Трансформатор присоединяется к специальной „сборке", которой осуществляется связь между обеими секциями шин станции. Выделение трансформатора на сборку преследует цель уменьшить токи короткого замыкания; при коротком замыкании на одной из секций шин ток короткого замыкания от системы будет ограничен одним, а от второго генератора двумя реакторами. Очевидно, что присоединение трансформатора по схеме фиг. XVI,31b приведет к большей величине токов короткого замыкания, в особенности на правой секции, чем при схеме фиг. XVI,31a.

Первая из этих схем применима, когда обмен мощностями между станцией и системой незначителен. В противном случае основные потоки мощности будут все время протекать через реакторы, вызывая потери мощности и энергии. Поставленным условиям удовлетворяют станции, у которых нагрузка на генераторном напряжении покрывается генераторами станции, а трансформатор служит резервом; значительные потоки мощности через реакторы будут только при аварийных и плановых остановках генераторов.

Если станция постоянно отдает относительно большую мощность в систему или обратно получает ее из системы, следует по соображениям, указанным выше, предпочесть схему фиг. XVI,31b.

На стороне низшего напряжения трансформатора (фиг. XVI,31a) выключатель отсутствует. При повреждении трансформатора под действием релейной защиты отключаются выключатели $B_1 — B_3$. Для включения на параллельную работу обеих секций шин необходимо будет одним из выключателей B_1 или B_2 подать напряжение на сборку, а другим после синхронизации генераторов соединить обе секции. При осмотрах и ремонтах выключателей $B_1 — B_2$ и реакторов обе секции шин будут работать раздельно. Нагрузка каждой секции покрывается генераторами, присоединенными к ним. Раздельная работа секций будет непродолжительной и потому является допустимой.

Очень часто на станциях требуется иметь не одно, а два повышенных напряжения, например, 35 и 110 kV. Первое из них используется для питания некрупных потребителей, находящихся в радиусе 3 — 30 km, а второе — для питания более отдаленных или мощных потребителей и для связи с системой. Необходимость того или иного напряжения на станции устанавливается соответствующими расчетами электрической сети.

Схема коммутации с двумя повышенными напряжениями и питанием части потребителей на генераторном напряжении в европейском выполнении представлена на фиг. XVI,32. Из схемы видно, что на генераторном напряжении применена схема с кольцевой системой шин.

Для получения двух повышенных напряжений устанавливаются трехобмоточные трансформаторы. Такое решение, если мощность этих трансформаторов и системы, в которой работает станция, не очень велики, является экономически более целесообразным. Стоимость трехобмоточных трансформаторов меньше, чем стоимость двойного комплекта двухобмоточных

[1] О выборе числа и мощности трансформаторов см. следующий параграф.

трансформаторов. Кроме того количество ячеек[1], необходимых для присоединения трехобмоточных трансформаторов со стороны генераторного напряжения, будет вдвое меньше, чем при двухобмоточных. Стоимость же каждой ячейки генераторного напряжения на крупных электростанциях определяется суммой 30—50 тыс. руб.

Необходимо отметить, что и на станциях средней мощности довольно часто приходится устанавливать трехобмоточные трансформаторы.

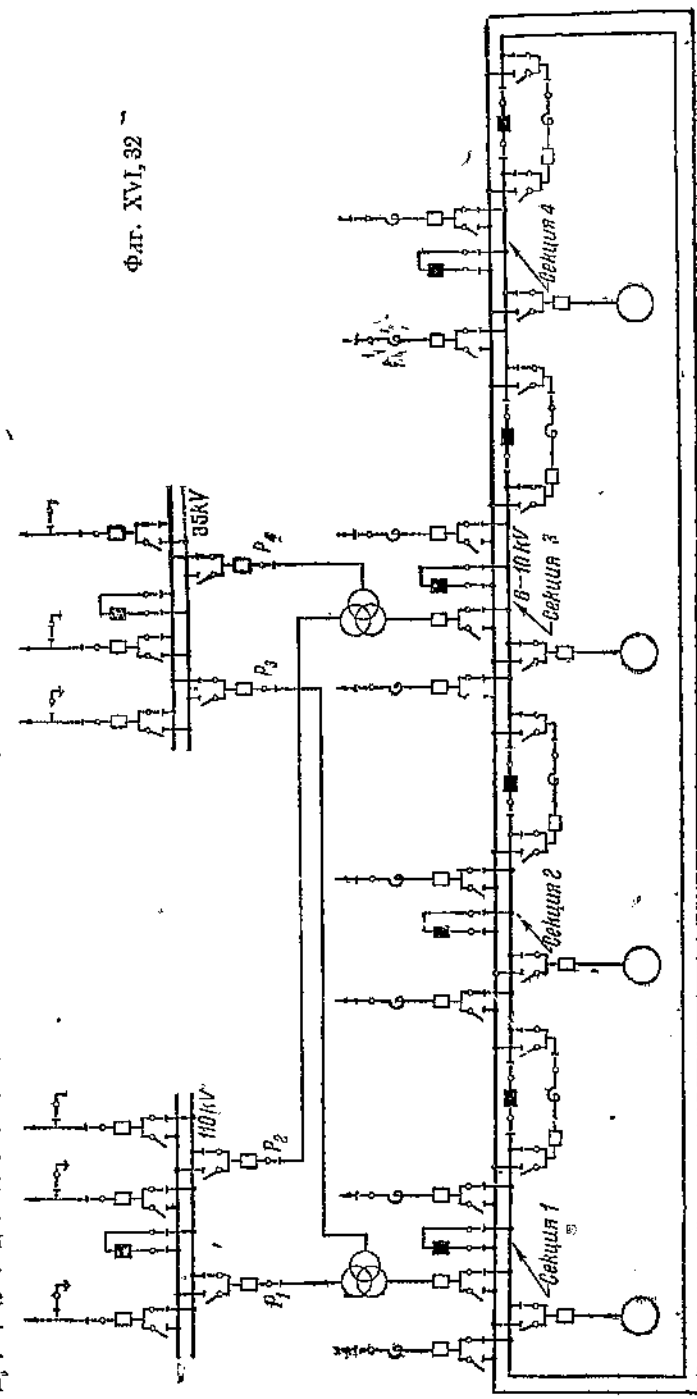
Остановимся на назначении разъединителей P_1—P_4. Выключатели должны проходить через периодический и внеплановый осмотр и ремонты. Внеплановые осмотры производятся после отключения выключателями коротких замыканий. При отсутствии разъединителей P_1—P_4 ревизия выключателей в цепях высшего напряжения трансформаторов была бы возможна только при отключении соответствующего трансформатора, так как иначе выключатель будет находиться под напряжением.

Отключение трансформатора для осмотров и ремонтов выключателя нежелательно, поскольку при этом в работе остается всего один трансформатор; снижается надежность питания потребителей, а в некоторых случаях и уменьшается мощность, отдаваемая станцией в сеть.

Установка разъединителей P_1—P_4 позволяет проводить ревизии выключателей без отключения трансформаторов. При осмотре одного из трансформаторных выключателей на стороне высшего напряжения и работе двух трансформаторов обмотки высшего напряжения последних загружаются неравномерно.

При кольцевой системе шин силовые трансформаторы по тем же соображениям, которые были указаны при рассмотрении схемы с прямолинейной системой шин, не включаются на соседние секции. Секции, не имеющие трансформаторов, загружаются потребителями, питаемыми на генераторном напряжении.

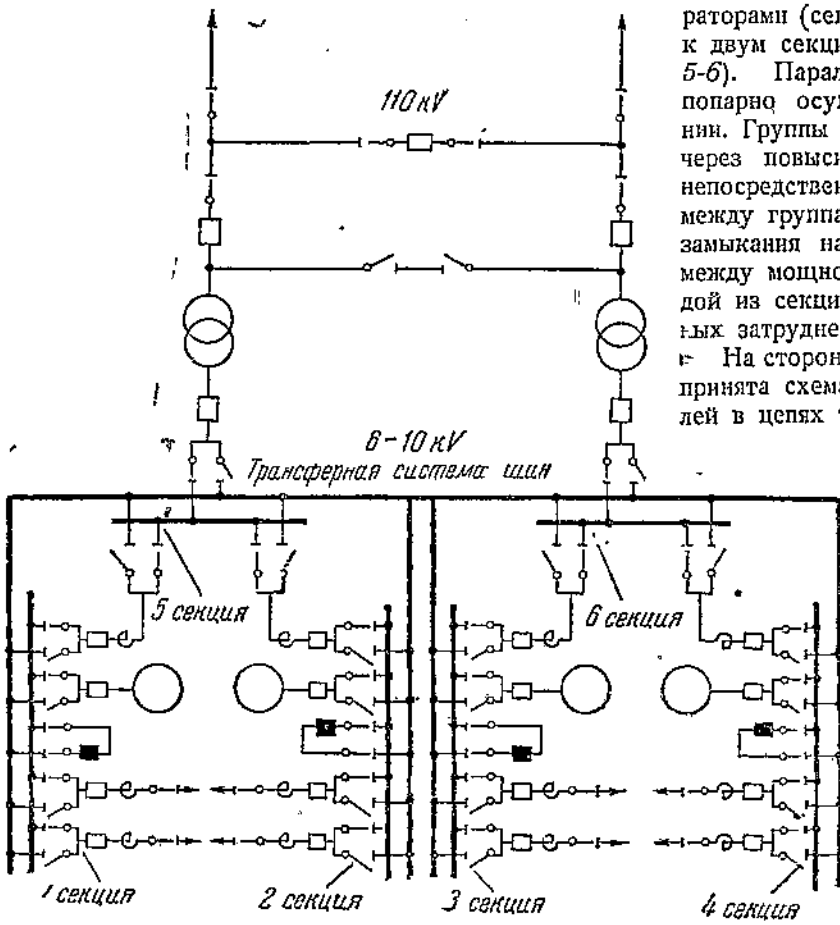
Когда мощность повысительных трансформаторов, устанавливаемых на станциях, должна быть очень большой (порядка 60 MVA), а на напряжении 35 kV отдается относительно небольшая мощность (5—10 MVA), применение трехобмоточных трансформаторов становится невыгодным. В этих случаях стоимость трехобмоточных трансформаторов будет выше, чем стоимость необходимого количества двухобмоточных. Последнее объясняется тем, что мощность вторичной и третичной обмоток (35 и 110 kV) в трехобмоточном трансформаторе по союзному стандарту не может быть взята меньшей, чем 66,67% от мощности первичной обмотки, например, в трансформаторе 60 MVA наименьшая мощность обмотки на 35 kV будет 40 MVA. В то же время, применяя раздельные трансформаторы для напряжений 35 и 110 kV при нагрузке на шинах 35 kV около 5—10 MVA, можно взять двухобмоточные трансформаторы с повышенным напряжением 35 kV, мощностью, соответствующей нагрузке, т. е. трансформаторы по 5—10 MVA каждый.



Установка менее мощных трансформаторов для питания шин 35 kV поведет к снижению на них токов короткого замыкания, что позволит взять на этом напряжении более легкую аппаратуру. Это также удешевит электрическую часть станции.

[1] Ячейкой называется комплекс, состоящий из выключателя, разъединителей соответствующей части сборных шин, здания и т. д., т. е. из всего, что необходимо для выполнения одной цепи схемы.

На схеме фиг. XVI,32 принята двойная система шин на обоих повышенных напряжениях. Двойная система шин на напряжениях 35—110 kV может потребоваться по следующим соображениям:



Фиг. XVI, 33

1. Шины данных подстанций являются узловыми точками системы или являются шинами проходных цепочечных подстанций. Как указывалось ранее, к таким точкам систем следует предъявлять высокие требования в отношении надежности работы.

2. Шины подстанций служат распределительным пунктом сети, т. е. с которых отходит большое количество линий сети.

3. Подстанции, выполненные с установкой всей аппаратуры на открытом воздухе, находятся в местах с загрязненным воздухом, что обусловит сильное загрязнение изоляции установки. В таких случаях при стечении неблагоприятных условий (загрязнение, туман) может потребоваться частая чистка шинной и другой изоляции. Двойная система шин позволяет вести очистку шин без перерыва в подаче электроэнергии.

Укажем, что при правильном проектировании коммутационной схемы системы необходимо всемерно избегать создания узловых точек системы и подстанций проходного, цепочечного типа.

На схеме фиг. XVI,33 представлена схема, разработанная Теплоэлектропроектом для мощных станций. Из этой схемы видно, что секции шин с генераторами (секции *1-4*) присоединяются через реакторы к двум секциям с трансформаторами связи (секции *5-6*). Параллельная работа секций *1-2* и *3-4* попарно осуществляется на генераторном напряжении. Группы секций *1-2* и *3-4* имеют связь только через повысительные трансформаторы. Отсутствие непосредственной связи на генераторном напряжении между группами секций уменьшает токи короткого замыкания на шинах станции и при соответствии между мощностями генераторов и нагрузками на каждой из секций шин не может вызвать эксплоатационных затруднений.

На стороне высшего напряжения схемы фиг. XVI,33 принята схема мостика с расположением выключателей в цепях трансформаторов и добавочной поперечной связью через разъединители. Эта схема, как было показано ранее, в наибольшей степени соответствует условиям работы станции в кольцевой сети.

В заключение отметим, что рассмотренными схемами не исчерпываются возможные к применению на мощных станциях. Правильное решение вопроса о рациональном типе схемы может быть получено только после тщательного учета соотношений между мощностями генераторов и нагрузками на данной станции, ее местоположения в сети, значения станции в системе и т. д. Шаблонный подход к выбору схемы станции без изучения всех местных условий недопустим, поскольку он ведет к неправильным решениям, усложняющим эксплоатацию станций и удорожающим их сооружение.

XVI,12. ВЫБОР РЕАКТОРОВ И ТРАНСФОРМАТОРОВ НА СТАНЦИЯХ, ОТДАЮЩИХ ЭНЕРГИЮ НА ГЕНЕРАТОРНОМ И ПОВЫШЕННОМ НАПРЯЖЕНИЯХ

Дать определенные указания относительно числа, пропускной способности и реактанса реакторов, а также относительно числа и мощности трансформаторов, необходимых для надежной и экономичной эксплоатации станции, не представляется возможным. Все эти величины обусловливаются целым рядом факторов, как-то: мощностью и числом машин, нагрузками на генераторном и повышенном напряжениях, режимами работы станции и т. д., и потому в дальнейшем указываются или средние величины или же намечаются пути к правильному разрешению вопросов.

Остановимся вначале на пропускной способности реакторов. В европейской схеме с прямолинейной системой шин пропускная способность реакторов

может быть взята несколько меньше мощности одного генератора. Последнее объясняется тем, что при выходе из работы генератора на одной из крайних секций на нее необходимо подать мощность, соответствующую нагрузке этой секции. Нагрузка же секции, как правило, меньше мощности генератора.

Указанное положение применимо и в случае приключения к каждой секции шин двух генераторов, так как вероятность одновременного выхода обоих генераторов ничтожно мала. Такой выбор реактора не обусловит прекращения питания потребителей даже при отключении двух генераторов секции. Потребуется включение выключателя, шунтирующего один из шинных реакторов, или перевод части фидеров с секции с больными генераторами на другие секции станции при помощи трансферной шины.

В схеме с прямолинейной системой шин при американском принципе коммутации нормальная работа протекает на двух системах шин. Суммарная пропускная способность двух параллельно включенных групп реакторов по соображениям, высказанным ранее, должна быть несколько меньше мощности генератора, а каждой из них, следовательно, меньше половины мощности генератора.

В схеме кольца, учитывая возможность подпитки любой секции шин с двух сторон, пропускная способность реакторов берется меньшей, чем в схеме с прямолинейной системой шин, а именно около 60% от мощности одного генератора. При американском выполнении схемы кольца пропускная способность реакторов в каждой из системы шин берется около 30—35% от мощности одного генератора. Это положение понятно из объяснений, приведенных при рассмотрении схемы с прямолинейной системой шин.

В схеме звезды вся недостающая мощность должна быть подана через один реактор, что и определяет его пропускную способность, равную примерно мощности генератора. Отметим, что в схеме звезды та же пропускная способность реактора должна быть и при американском принципе коммутации.

Все вышесказанное показывает, что пропускная способность реакторов определяется перетеканиями мощностей с одной секции шин на другую, которые ожидаются в эксплоатации. При установлении пропускной способности реакторов должны быть приняты во внимание не только нормальные режимы работы станции, но и режимы, связанные с ревизиями и аварийными выходами машин.

Величина реактанса шинных реакторов при выбранной пропускной способности их определяется, с одной стороны, токами короткого замыкания, возникающими при повреждениях на шинах, а с другой — допустимой разницей напряжений на секциях шин, получающейся при обмене мощностями между ними. Эти два условия противоречат друг другу. Ограничение токов короткого замыкания требует увеличения реактанса, а снижение разности напряжений на секциях шин — уменьшения реактанса реакторов.

В качестве средних значений для реактанса шинных реакторов при их пропускных мощностях, указанных выше, на станциях, работающих в крупных системах, могут быть приведены следующие величины:

1. Около 8—10% в схемах с прямолинейной и кольцевой системами шин.

2. Около 5—7% в схеме звезды.

Приведенные цифры относятся к случаю присоединения на каждую секцию шин станции по одному генератору. При двух генераторах на секциях и пропускной способности реакторов только на мощность одного генератора реактансы реакторов в случае необходимости могут быть соответственно снижены.

Указанные реактансы шинных реакторов при использовании наиболее мощной аппаратуры позволяют присоединять к каждой секции шин суммарную мощность генераторов 25—30 MW при 6 kV и порядка 50 MW при 10 kV.

При наиболее тяжелых условиях обмена мощностей между секциями (например, выдача секцией всей реактивной мощности приключенных к ней генераторов), которые не характерны для большинства станций, разница напряжений на секциях при приведенных выше реактансах реакторов составит около 4—5%, что является приемлемым.

Мощность и число трансформаторов, связывающих данную станцию с системой, определяются соотношением нагрузки на генераторном и повышенном напряжениях и значением данной станции в системе.

Если мощность генераторов значительно больше, чем нагрузка на генераторном напряжении, то суммарная мощность трансформаторов должна быть такова, чтобы всю свободную мощность станции можно было отдать в сеть системы. Свободная мощность генераторов станции определяется при этом, исходя не из максимума нагрузки на генераторном напряжении, а по величине, несколько меньшей. Такой выбор трансформаторов обусловливается условиями работы системы, и могут быть случаи, когда данная станция должна развивать полную мощность и в периоды некоторого снижения нагрузки на генераторном напряжении. Выбор трансформаторов, исходя из условий выпуска мощности в систему при минимуме нагрузки на генераторном напряжении, допустим только при дефиците мощности в системе, обусловливающем невозможность покрыть нагрузки при аварийных выходах машин, даже при значительных снижениях нагрузок.

Если установленная мощность машин на станции близка или немного больше нагрузки на генераторном напряжении, т. е. когда при аварийном выходе или ревизии одного из агрегатов оставшиеся не в состоянии покрыть нагрузку на генераторном напряжении, мощность трансформаторов определяется условиями резервирования генераторов станции. Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при остановке наиболее крупного агрегата из системы можно было получить недостающую мощность для питания потребителей на генераторном напряжении.

При крайних режимах нагрузки трансформаторов, а именно выдаче всей свободной мощности в систему

при минимуме нагрузок на генераторном напряжении и выходе из работы наиболее мощного агрегата станции, выбор мощности трансформаторов должен производиться с учетом возможной их перегрузки. В качестве ориентировочной величины перегрузки могут быть указаны цифры порядка 20—25%. При длительных перегрузках трансформаторов допускаемые величины перегрузок устанавливаются специальными расчетами.

Не имея возможности из-за объема книги подробно остановиться на выборе числа и мощности трансформаторов, отметим только следующие основные положения:

1. При отсутствии резерва в системе, когда перерыв в подаче энергии со станции недопустим, связь станции с системой рекомендуется осуществлять двумя трансформаторами. Такую же связь целесообразно предусматривать и в случаях, если трансформаторы необходимы для постоянной подпитки нагрузки на генераторном напряжении. При необходимости связь станции с системой может быть выполнена и одной группой однофазных трансформаторов с обязательной установкой резервной фазы.

2. В случаях, когда нагрузка генераторного напряжения покрывается мощностью машин, установленных на станции, и трансформатор служит для резервирования нагрузки, возможна установка одного трехфазного трансформатора или группы из трех однофазных трансформаторов без резервной фазы. Связь через один трансформатор может осуществляться и на станциях, имеющих избыточную мощность, если в системе имеется резервная мощность. Это положение вытекает из соображений, что повреждения трансформаторов крайне редки и их ревизии с выемкой сердечника проводятся один раз в 5 лет.

3. При мощностях 31,5 MVA и ниже применяются обычно трехфазные трансформаторы; при больших мощностях — однофазные.

4. При установке на станциях двух трехобмоточных трансформаторов мощность каждой обмотки 35 kV берется несколько больше суммарной нагрузки на этом напряжении. Такое решение обеспечивает резерв питания сети 35 kV. Последнее необходимо ввиду того, что для сети 35 kV станция обычно является единственным источником питания. Запас мощности в обмотке 35 kV дает возможность присоединения новых потребителей к сети 35 kV и развития существующих без переделок на станции.

Из рассмотрения условий работы станций мощность машин, на которых немного больше нагрузки на генераторном напряжении, вытекает, что в зависимости от режима работы станция или отдает мощность в сеть системы или получает ее из системы, т. е. трансформаторы работают р е в е р с и в н о. При отдаче мощности в систему падение напряжения в трансформаторах, связывающих станцию с системой, происходит в направлении от обмотки низшего к обмотке высшего напряжения, а при получении станцией мощности из сети — в обратном направлении. Кроме того при потреблении станцией мощности из сети на ее шинах повышенного напряжения напряжение снижается вследствие изменения направления потока мощности в сети системы. Все указанные факторы приводят к тому, что на шинах генераторного напряжения будут получаться очень большие отклонения напряжения, неприемлемые для работы потребителей.

Регулировать напряжение на шинах станции путем изменения реактивной мощности, отдаваемой станцией в систему, невозможно, поскольку это потребовало бы регулирования реактивной мощности в очень широких пределах. Установка вращающихся или статических компенсаторов реактивной мощности для этой цели явно нецелесообразна.

Рациональным решением вопросов регулирования напряжения, если реверсивная работа будет частым явлением, явится установка трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой. Правильно выбранные пределы регулирования напряжения на трансформаторах позволяют устанавливать на шинах станции нужные напряжения, определяемые условиями работы местной сети.

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой приходится применять также и на станциях, присоединяемых к сетям систем в точках, характеризующихся большими отклонениями напряжения. При отсутствии регулирования напряжения на трансформаторах на шинах генераторного напряжения будут получаться недопустимые отклонения напряжения.

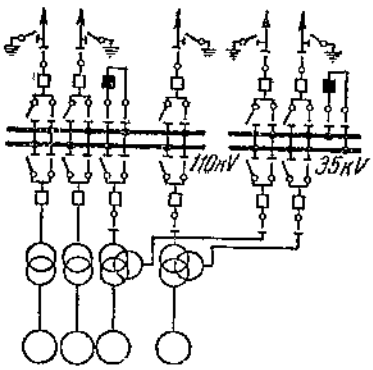
XVI, 13. СХЕМЫ СТАНЦИЙ, ОТДАЮЩИХ ВСЮ ЭНЕРГИЮ ПРИ ПОВЫШЕННОМ НАПРЯЖЕНИИ

Для электрификации СССР и других стран сооружается ряд электростанций, расположенных не в местах потребления электроэнергии, а в пунктах нахождения местных энергетических ресурсов, например, вблизи угольных шахт, торфяных массивов, на мощных реках. Эти станции, носящие название р а й о н н ы х, характеризуются обычно тем, что потребители расположены от станции довольно далеко и питание их на генераторном напряжении является экономически нецелесообразным. Вся энергия от этих станций отдается в сеть при повышенном напряжении.

Одной из схем районных станций, имеющей широкое распространение, является схема фиг. XVI,34. Как видно из этой схемы, генераторы соединяются непосредственно с трансформаторами. Генератор с трансформатором образуют „блок". Непосредственное соединение генератора с трансформатором обусловливает наиболее экономичное решение, поскольку при нем не требуется распределительного устройства на генераторном напряжении. На мощных станциях стоимость такого распределительного устройства исчислялась бы суммой в сотни тысяч рублей.

При отсутствии потребителей на генераторном напряжении назначение аппаратуры на этом напряже-

нии было бы чисто вспомогательное: имелась бы возможность производить переключения при особо тяжелых и очень редко встречающихся авариях на станции, например, при аварии с генератором и трансформатором в двух разных блоках. При всех основных эксплоатационных режимах работы станции распределительное устройство генераторного напряжения не использовалось бы.



Фиг. XVI, 34

В то же время наличие большого количества аппаратуры на станции вело бы к снижению надежности ее работы, так как каждый аппарат является слабым местом электрической установки. Отказ от системы блоков привел бы, следовательно, к удорожанию станции и к уменьшению надежности ее эксплоатации.

Поскольку потребители находятся на различных расстояниях от станции, часто приходится иметь на ней два напряжения 35 и 110 kV. Установка трехобмоточных трансформаторов в этом случае даст возможность получить наиболее дешевое решение. На станции достаточно бывает иметь два трехобмоточных трансформатора. Последнее объясняется тем, что при мощных генераторах на станциях нагрузка на шинах 35 kV бывает обычно меньше, чем мощность одного генератора; следовательно, два трансформатора обеспечивают питание сети 35 kV при нормальных и аварийных режимах.

Назначение всех аппаратов в этой схеме было разобрано ранее и потому здесь не рассматривается.

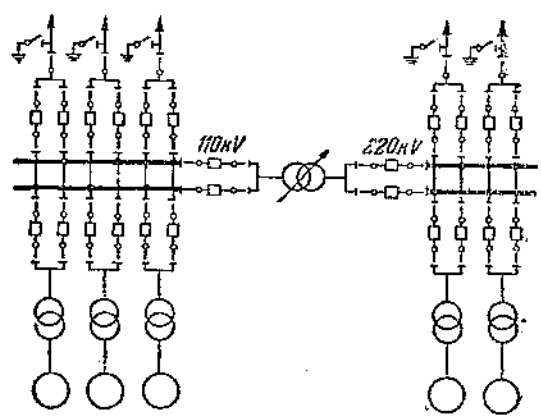
На станциях, работающих по схеме блоков, включение машин на параллельную работу производится выключателями на стороне повышенного напряжения. Для синхронизации используются трансформаторы напряжения, устанавливаемые на шинах повышенного напряжения и приключаемые к зажимам генераторов. Пускаемая машина синхронизируется с шинами станции.

Осуществление такой схемы синхронизации требует включения в цепь одного из трансформаторов напряжения добавочного измерительного трансформатора. Дело в том, что силовые трансформаторы имеют соединение треугольник-звезда, а измерительные — звезда-звезда или треугольник-треугольник. Следовательно, векторы напряжения на вторичных обмотках трансформаторов напряжения, одного, присоединенного к шинам повышенного напряжения, а другого — на генераторное напряжение, будут иметь сдвиг по фазе на 30°. Уничтожение этого сдвига и производится при помощи добавочного измерительного трансформатора с соединением звезда-треугольник.

Если выключатели, устанавливаемые на станциях, имеют пристроенные на втулках измерители напряжения, то использование их обеспечит наиболее надежную и простую синхронизацию машин на станции и станции с системой. При отсутствии измерителей напряжения на втулках выключателей синхронизация станции с системой требует следующих операций.

На одну систему шин приключаются линии сети, а на другую генераторы (трансформаторы) станции. Включение на параллельную работу осуществляется шиносоединительным выключателем. При американской схеме коммутации включение производится вторым выключателем любой цепи.

В тех случаях, когда на каждом из двух повышенных напряжений в сети системы должна отдаваться мощность большая, чем мощность одного генератора, применение схемы фиг. XVI, 34 было бы нерациональным. Потребовалась бы установка трех и более трехобмоточных трансформаторов, причем часть их обмоток по существу не использовалась бы. Более правильное решение при подобном соотношении будет коммутация станции по схеме, приведенной на фиг. XVI, 35; часть генераторов через соответствующие повысительные трансформаторы работают на шины одного напряжения, а остальные генераторы — на шины другого напряжения.



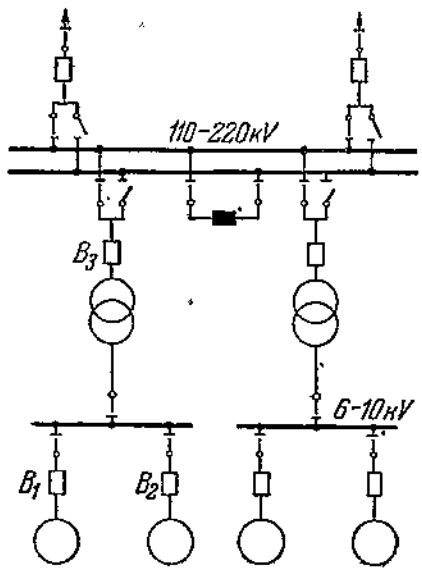
Фиг. XVI, 35

В целях взаимного резервирования и возможности обмена мощностями между шинами двух напряжений они соединяются специальным трансформатором. Этот трансформатор по указанным ранее соображениям берется мощностью, равной мощности одного генератора станции. Кроме того чтобы сделать обе сети не зависимыми друг от друга по режимам напряжений, соединительный трансформатор иногда снабжается регулированием напряжения под нагрузкой. Если сети обоих напряжений имеют соединения не в одной точке, т. е. образуют замкнутые контуры, то в некоторых случаях на соединительных трансформаторах целесообразно иметь и поперечное регулирование напряжения. Наличие на соединительном трансформаторе продольного и поперечного регулирования напряжения позволит устанавливать в сети принудительное

потокораспределение мощностей, соответствующее минимуму потерь энергии.

Наличие на схеме фиг. XVI, 35 двойной системы шин с присоединением цепей через два выключателя (американский принцип коммутации) показывает, что шины этой станции являются узловой точкой мощной электрической системы. Выход из работы такой узловой точки приведет к распаду всей системы и прекращению питания большого количества потребителей, т. е. обусловит громадные убытки для народного хозяйства.

На гидростанциях бывает, что мощность отдельных генераторов невелика, а энергия должна быть отдана при очень высоком напряжении; коммутация станции по схеме фиг. XVI, 34 требует значительных расходов на трансформаторы и аппаратуру повышенного напряжения. На такой станции целесообразно применить схему фиг. XVI, 36. Как видно из этой схемы, для уменьшения числа трансформаторов и аппаратуры повышенного напряжения к каждому трансформатору присоединяется по два генератора. Это присоединение осуществляется через небольшие участки одиночных сборных шин генераторного напряжения.

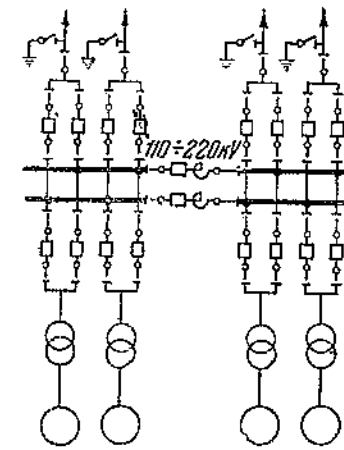


Фиг. XVI, 36

Наличие выключателей B_1 и B_2 позволяет: во-первых, осуществлять синхронизацию генераторов, а во-вторых, отключать при повреждении генератора только одну машину, сохраняя в работе вторую. При повреждении в трансформаторе релейная защита воздействует на все три выключателя B_1, B_2 и B_3, в результате чего теряется весь блок, состоящий из одного трансформатора и двух генераторов.

Несмотря на то, что аппаратуру повышенного напряжения гораздо легче выполнить для работы при больших мощностях короткого замыкания, чем аппаратуру генераторного напряжения, на очень мощных районных станциях также приходится прибегать к реактированию шин. Принципы, изложенные ранее, которые должны соблюдаться при реактировании шин генераторного напряжения, полностью приложимы и к реактированию шин повышенного напряжения.

Одна из возможных схем реактирования шин районной станции приведена на фиг. XVI, 37. Естественно, что с реактированием шин станции одновременно применяется и их секционирование, чем и обусловливается наличие выключателей в цепи реакторов. При двух повышенных напряжениях (фиг XVI, 35) роль реакторов выполняет соединительный трансформатор. На очень крупных станциях кроме соединительного трансформатора могут быть и реакторы в шинах того напряжения, на котором сосредоточена работа основной части машин.

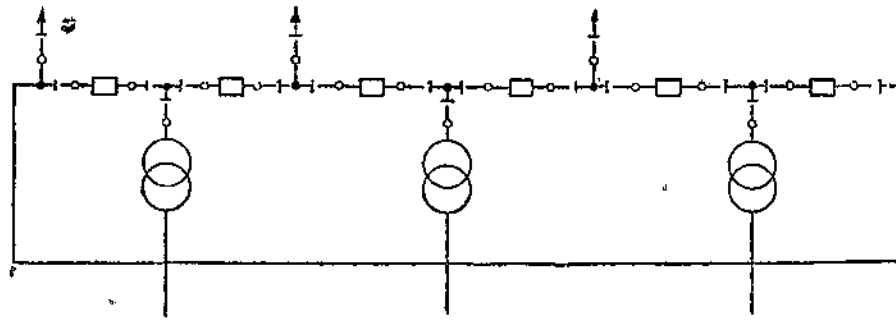


Фиг. XVI, 37

В отдельных случаях на мощных районных станциях применяются не только схема с прямолинейной системой шин, но и другие; например, на Днепрогэс на напряжении 154 kV выполнена схема звезды.

Современная аппаратура повышенного напряжения позволяет на станциях, работающих в мощных системах, сосредоточивать на каждую секцию шин 110—220 kV генераторную мощность порядка 150—200 MW.

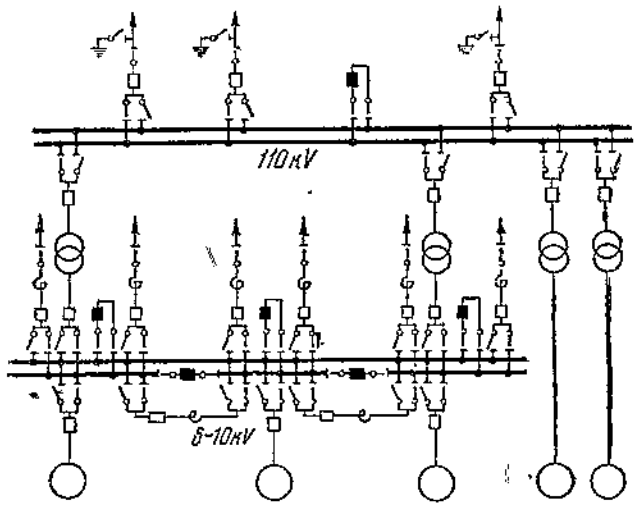
Рассмотренные схемы не исчерпывают всех возможных к применению на районных станциях. Например, на станции Boulder Dam в США при ее расширении от схемы квадрата перешли на схему многоугольника (фиг. XVI, 38). По идее эта схема близка к схеме квадрата, обладает большими пре-



Фиг. XVI, 38

имуществами и требует для своего выполнения малое количество аппаратуры.

Местные условия, а именно взаимное расположение нагрузок и станции заставляют иногда сооружать станции, которые могли бы отдавать большие мощности на генераторном и повышенном напряжениях. Схемы таких станций представляют собой соединения двух схем (фиг. XVI,39). Часть машин присоединяется к шинам генераторного напряжения, а последние соединяются трансформаторами с шинами повышенного напряжения. Остальные машины коммутируются по системе блока.



Фиг. XVI, 39.

XVI,14. ТРАНСФЕРНАЯ СИСТЕМА ШИН И БАЙПАСЫ НА ПОВЫШЕННОМ НАПРЯЖЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ[1]

Руководящие указания по проектированию электрических станций и подстанций, на основе опыта эксплоатации, рекомендуют устраивать на отходящих линиях повышенного напряжения байпасы, позволяющие производить осмотры и ремонты выключателей без отключения линий. Особую остроту приобрел этот вопрос после того, как в практике эксплоатации сетей был внедрен ремонт опор, включая и смену отдельных частей деревянных опор, под напряжением. Это нововведение привело к тому, что основной причиной отключения линий стали ремонты и осмотры выключателей.

В § XIV,4 при рассмотрении схемы станции с двойной системой шин было показано, какие сложные переключения должны быть произведены для вывода фидерного выключателя на ремонт. Для постановки временной перемычки („петлевание", „запетление") обязательно требуется отключение линий. Последнее является крайне нежелательным, а часто, в особенности в условиях военного времени, практически и недопустимым. Например, при питании потребителей одиночной линией получается относительно длительный перерыв электроснабжения и простой предприятий. В сильно загруженных сетях отключение одной из линий ведет к перегрузке остальных линий, с ухудшением качественных показателей электроэнергии, вызывая иногда необходимость отключения части потребителей.

Затруднения, связанные с отключением линий, приводят к тому, что качество эксплоатации выключателей резко снижается. Плановые и сверхплановые осмотры и ремонты выключателей задерживаются и не проводятся полностью. Последнее грозит крупными авариями с выключателями, последствиями которых будут выпадение из работы всей подстанции, а в некоторых случаях и разрушения выключателей.

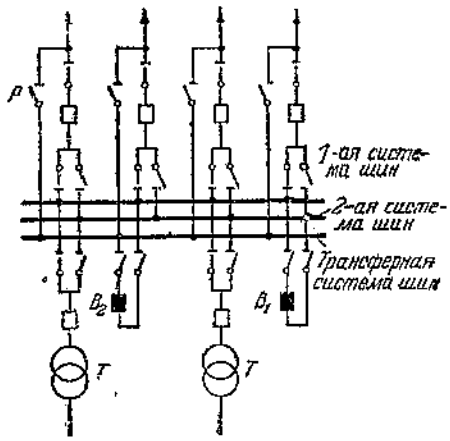
Приведенные соображения и заставили в руководящих указаниях рекомендовать устройство байпасов на повышенном напряжении станций. Выполнение байпасов на повышенном напряжении обеспечивает возможность ремонтов и осмотров выключателей на линиях 110—220 kV, питающих большое количество мощных потребителей. На генераторном напряжении байпасы дают меньший эффект, поскольку каждый фидер генераторного напряжения несет обычно относительно небольшую нагрузку. Кроме того выполнение байпаса на генераторном напряжении приводит к большим конструктивным затруднениям, чем на повышенных напряжениях, что объясняется следующим: аппаратура генераторного напряжения размещается в зданиях, а повышенного напряжения — на открытом воздухе. Вопрос о необходимости байпасов на напряжении 35 kV должен решаться в зависимости от резерва в сети и ответственности потребителей.

Рассмотрим теперь схему коммутации станций на повышенном напряжении при наличии байпасов. На фиг. XVI,40 представлена схема, примененная на некоторых европейских установках. К двум системам шин добавляется третья—трансферная, к которой и присоединяются байпасы с разъединителями P. Подача напряжения на трансферную систему шин осуществляется специальным выключателем B_2, который и будет заменять выключатель, выведенный в ремонт или осмотр. Последовательность операций по выводу и вводу линейного выключателя при этой схеме будет аналогичной, рассмотренной при изучении схемы фиг. XVI,8. Отметим, что наличие выключателя B_3 не исключает необходимости в шиносоединительном выключателе B_1.

Выполнение этой схемы из-за трех систем шин ведет к большому осложнению конструкции подстанции и потому более рациональной схемой можно считать представленную на фиг. XVI,41. Байпасы присоединяются к одной из систем шин, которая должна обычно находиться в резерве. Шиносоединительный выключатель используется для подачи напряжения на вторую систему шин и замены линейных выключателей.

[1] Байпас термин, заимствованный из американской литературы „By pass" — обход, обходный путь.

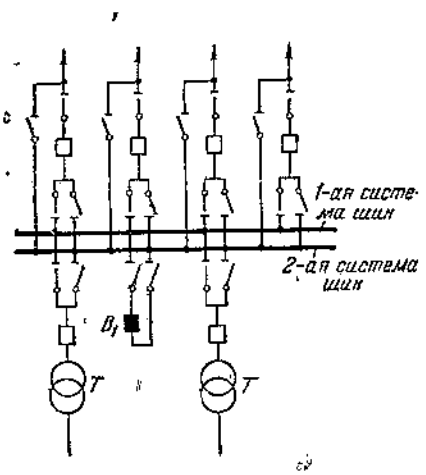
В некоторых случаях из-за конструктивных соображений целесообразно пойти на устройство байпаса по схеме фиг. XVI,42. Эта схема требует на каждую линию по одному добавочному разъедини-



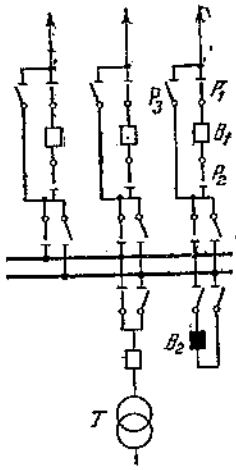
Фиг. XVI, 40.

тело P_3. Разъединители P_1 и P_2 при работе байпаса (разъединитель P_3 включен) должны быть отсоединены.

При одиночной системе шин байпасы выполняются по схеме фиг. XVI, 8.



Фиг. XVI, 41.



Фиг. XVI, 42.

Схемы с повышенным использованием аппаратуры „квадрата" (фиг. XVI,29b) и мостика (фиг. XVI,28c) не требуют устройства байпасов. В схеме квадрата вывод любого из выключателей не ведет к отключению какого-либо элемента подстанции. В схеме фиг. XVI,28c перемычка из разъединителей P_1 — P_2 и является байпасом для выключателя B_2.

Остановимся теперь на вопросе целесообразности устройства байпаса для выключателей, установленных в цепях трансформаторов. Необходимости в этом нет, что объясняется следующими соображениями. Отключение одного из трансформаторов для осмотров и ремонтов выключателя будет приводить только к ослаблению связи с системой. Если данная станция отдаёт электроэнергию в систему, то в это время нагрузка системы покрывается за счет ее резерва. Если данная станция постоянно получает энергию из системы, то в трансформаторах всегда имеется резерв и потому отключение одного из них не означает прекращения питания потребителей.

XVI,15. СХЕМЫ ПИТАНИЯ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Назначением понизительной подстанции является преобразование напряжения питающей сети (первичное напряжение) на более низкое (вторичное напряжение), при котором должна производиться передача электроэнергии потребителям, тяготеющим к данной подстанции. Понизительные подстанции выполняют кроме того функции распределительных пунктов, поскольку энергия, получаемая в одной точке питательной сети, распределяется по разным направлениям ряду потребителей. Местоположение подстанции и величина вторичного напряжения определяются проектами сетей.

Понизительные подстанции в соответствии с их положением в сети, назначением и первичным и вторичным напряжениями могут быть разделены на три основные группы.

1. Подстанции районного значения в электрических сетях 110 — 220 kV энергосистем, т. е. подстанции с первичным напряжением 110 — 220 kV. Эти подстанции предназначаются для электроснабжения обширных районов с целым рядом крупных промышленных и коммунальных потребителей. В качестве вторичного напряжения на районных подстанциях применяются 35 и 110 kV.

2. Подстанции местного значения в сетях 35 — 110 kV (первичное напряжение 35 — 110 kV), предназначенные для питания промышленных предприятий, городов и сельскохозяйственных районов при вторичном напряжении 3 — 10 kV.

3. Подстанции местного значения в сетях 3 — 35 kV (первичное напряжение 3 — 35 kV), предназначенные для непосредственного питания потребителей при вторичном напряжении 120 — 10 000 V. Примерами таких подстанций являются внутрицеховые подстанции промышленных предприятий, городские и сельскохозяйственные подстанции.

Понизительные подстанции в зависимости от их положения в сети, так же как и повысительные, делятся на следующие типы: узловые, проходные и тупиковые (фиг. XVI, 26).

Наиболее распространенные схемы питания понизительных подстанций изображены на фиг. XVI,43.

Одиночные подстанции обусловливают сооружение радиальных линий. Если потребители являются мощными и относятся по технологическому процессу к I категории, к каждой подстанции прокладываются две линии.

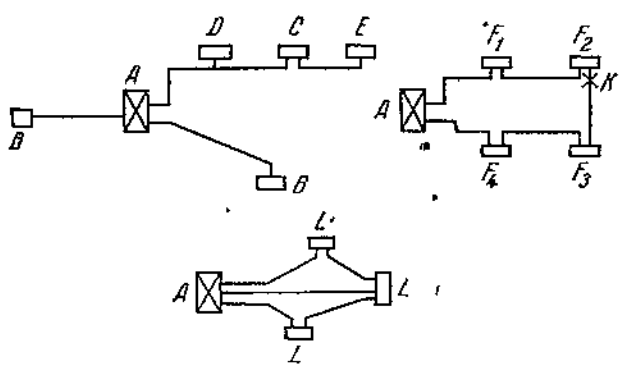
В случаях расположения нескольких подстанций в одном направлении питание выполняется по цепочной схеме (подстанция C), или присоединением подстанций D к проходящим линиям сети отпайками. Подстанции на отпайках, так же как и тупиковые E, имеют наиболее простые схемы коммутации. Поэтому всегда, когда представляется возможным, такому включению подстанций следует отдать предпочтение. Отметим, что присоединение подстанций отпайками может осуществляться на всех напряжениях до 110 kV включительно.

В ряде случаев для питания потребителей экономически целесообразно сооружение замкнутых сетей. Замкнутые сети районного назначения, как правило, имеют включенными все линии. В сетях местного значения часть линий замкнутой сети отключена; последние служат резервными связями. Размыкание сетей производится обычно в точках раздела потоков мощностей, поскольку такое деление сети соответствует условиям минимума потерь энергии. Следовательно, замкнутая местная сеть эксплоатируется при нормальных режимах как разомкнутая. При авариях включаются резервные связи, чем и восстанавливается питание потребителей. Например, в кольцевой сети фиг. XVI,43 размыкание может быть произведено в точке K. В случае повреждения на участке F_1—F_2 больной участок сети отключается, а сеть замыкается в точке K; подстанция F_1 будет получать питание непосредственно от точки A, а все остальные F_2—F_4 по другой (нижней) линии.

Целесообразность эксплоатации замкнутых местных сетей по схемам разомкнутых определяется в основном следующими факторами:

1. Размыкание части линий замкнутой сети уменьшает токи короткого замыкания на подстанции, в результате чего на них можно установить более легкую и дешевую аппаратуру.

2. В местных сетях малая длина отдельных участков сети при работе ее замкнутой не позволяет применить простые виды релейной защиты. Более слож-



Фиг. XVI, 43.

ные виды релейной защиты не могут быть оправданы ввиду значительного удорожания установки и усложнения ее эксплоатации.

В местных электрических сетях, работающих при напряжениях 3—10 kV, кроме подстанций устраиваются промежуточные звенья между станцией (или районной подстанцией) и местными подстанциями, носящие название — распределительные или фидерные пункты. Их назначение—распределить мощность, полученную от станции, ряду потребителей. Электроэнергия на них не претерпевает никаких трансформаций. Напомним, что целью сооружения распределительных пунктов является [1]:

1) сокращение числа фидеров с дорогим оборудованием, отходящих от шин станции;

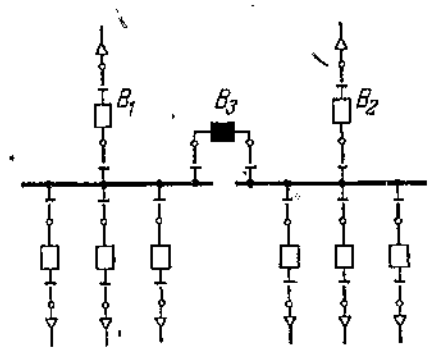
2) сокращение расходов на сооружение сети за счет уменьшения длины кабелей и частичного уменьшения сечения кабелей.

Когда электроэнергия должна быть распределена большому количеству маломощных потребителей, удаленных от источника питания (станция, подстанция), сооружение распределительных пунктов дает значительную экономию.

Необходимо, однако, отметить, что анализ выполненных установок с распределительными пунктами показывает в ряде случаев на нецелесообразность их устройства. Более правильное решение могло бы быть получено путем введения повышенного напряжения или применением иной схемы сети. Только что сказанное в равной мере относится и к фидерным пунктам городских сетей.

XVI,16. СХЕМЫ КОММУТАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ

Рассмотрим наиболее простую схему коммутации распределительного пункта, представленную на фиг. XVI,44. Распределительный пункт имеет одиночную, секционированную выключателем, систему шин. В нормальных условиях секционный выключатель разомкнут и каждый подходящий фидер питает свою секцию. При аварии с одним из фидеров питание обесточенной секции может быть восстановлено путем включения секционного выключателя.



Фиг. XVI, 44.

Раздельная работа секций шин и питающих фидеров в нормальных условиях диктуется следующими соображениями:

[1] Подробнее см. курсы электрических сетей.

1. При наличии на подходящих фидерах реакторов, установленных на станции (подстанции), раздельная работа фидеров значительно уменьшает токи короткого замыкания на шинах распределительного пункта и подстанциях потребителей, питаемых от этого распределительного пункта. Последнее позволяет установить на распределительном пункте и подстанциях более легкую и дешевую аппаратуру.

2. Параллельная работа фидеров требует применения более сложной и дорогой релейной защиты, как за счет усложнения защиты подходящих фидеров, так и за счет необходимости установки защиты, отключающей секционный выключатель при повреждении на одной из секций шин.

Раздельная работа секций шин, если не приняты специальные меры, приводит при повреждениях одного из фидеров к перерыву электроснабжения части потребителей на время, необходимое для включения секционного выключателя. Это время в условиях фабрично-заводских предприятий и городских сетей без автоматизации переключений исчисляется 10 — 30 мин.

Эксплоатационный персонал, прибыв на распределительный пункт, в первую очередь устанавливает место аварии — секция шин или фидер. Последнее может быть выявлено по положению выключателя, смонтированного на фидере, подходящем к распределительному пункту. Релейная защита каждого из фидеров осуществляется так, что при повреждении на секции шин отключается выключатель B_1 или B_3, находящиеся на пункте; при аварии на фидере отключается выключатель в начале фидера (установленный на станции или подстанции), а выключатель на распределительном пункте остается включенным. Произведя кроме того осмотр шин распределительного пункта, персонал, если авария произошла на фидере, отключает фидерный выключатель и разъединитель и восстанавливает питание обесточенной секции путем включения секционного выключателя. Приведенное показывает, что наличие выключателей на подходящих к распределительному пункту фидерах позволяет не только осуществлять необходимые эксплоатационные переключения, но и способствует более быстрому восстановлению электроснабжения при повреждениях в сети.

В случае повреждений на секциях шин перерыв в питании потребителей будет более длительным, а именно на время, необходимое для исправления повреждения.

В новейших установках для устранения перерывов в электроснабжении потребителей при повреждениях с фидерами предусматривается автоматическое включение секционного выключателя. Идея этого устройства состоит в том, что при исчезновении напряжения на одной из секций шин, под действием соответствующих реле, производится отключение выключателя на поврежденном фидере и включение секционного выключателя. Отключением выключателя на больном фидере преследуется цель предотвратить включение секционным выключателем здорового на поврежденный фидер, что привело бы к выпадению из работы всего распределительного пункта. При повреждении на секции автоматическое включение секционного выключателя не происходит. Автоматическое устройство предусматривает специальную блокировку с выключателями на подходящих фидерах. Если один из них отключился, что показывает наличие аварии на одной из секций шин, секционный выключатель не включается.

Рассмотренная схема может применяться только в случаях, когда от этого распределительного пункта питаются потребители I категории, технологический процесс которых требует возможно быстрого восстановления электроснабжения после аварий. Естественно, что автоматизация переключений на таких распределительных пунктах является крайне желательной.

При обслуживании распределительным пунктом потребителей II и III категорий его устройство следует несколько упростить. Последнее достигается тем, что выключатели $B_1 — B_3$ не устанавливаются. Присоединение фидеров и секционирование шин осуществляется разъединителями. Такое решение, как следует из приведенных выше рассуждений, обусловит более продолжительное восстановление питания потребителей при авариях с одним из фидеров.

Перерыв электроснабжения, исчисляемый десятками минут, учитывая относительно малую вероятность повреждения фидеров для потребителей указанных категорий, является допустимым.

XVI,17. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ТРАНСФОРМАТОРАХ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Первичное и вторичное напряжения трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях, определяются соответствующими проектами электрических сетей. При расширениях подстанций эти напряжения являются уже заданными существующими сетями.

На городских подстанциях, предназначенных для питания коммунальных нагрузок, сеть высокого напряжения выполняется обычно при напряжениях 3 — 10 kV, а распределительная сеть низкого напряжения 120 — 380 V. В целях экономии денежных средств и цветного металла в настоящее время преимущественное распространение получили для высоковольтной сети 6 — 10 kV, а для низковольтной 380 V.

На городских подстанциях основная масса трансформаторов имеет мощность 50 — 320 kV. При электрификации сельскохозяйственных районов на подстанциях приходится обычно устанавливать трансформаторы 10 — 100 kVA.

Подстанции, питающие коммунальные и мелкие промышленные нагрузки, носят название *трансформаторных пунктов*.

Фабрично-заводские подстанции, питающие отдельные цехи заводов и фабрик в качестве первич-

ного напряжения, также используют в основном 6 — 10 kV. В качестве вторичного напряжения для сети электродвигателей берется 380 — 500 V, а для сети освещения 220 — 380 V.

По существующим положениям применение напряжения 380 V для сети электродвигателей (силовой сети) допускается только в случаях, когда будет доказана рентабельность этого напряжения. Во всех остальных случаях должно быть использовано напряжение 500 V.

На очень крупных предприятиях, имеющих мощные электродвигатели, последние питаются непосредственно от сети 3 — 10 kV. Более мелкие электродвигатели снабжаются в этих случаях от отдельных подстанций с вторичным напряжением 380 — 500 V.

При осуществлении силовой сети при напряжении 500 V на фабрично-заводских подстанциях приходится предусматривать отдельные трансформаторы с напряжением 220 — 380 V, предназначенные для питания электрического освещения, поскольку источники света на напряжения более 220 V не изготовляются.

Независимые трансформаторы для осветительной сети устанавливаются иногда и при напряжении сети электродвигателей 380 V, т. е. когда источники света могли бы быть приключены на фазное напряжение к общей сети. Последнее объясняется следующими соображениями:

1. При осуществлении единой заводской сети на 380 V нулевые точки трансформаторов по Правилам и нормам должны быть заземлены. Это требование вытекает из необходимости выполнить осветительную сеть низковольтной, т. е. сделать ее доступной к обслуживанию лицами, не имеющими специальной квалификации. Заземления нулевых точек трансформаторов приводят к устройству з а н у л е н и я, т. е. к соединению металлическими проводниками корпусов машин и пусковой аппаратуры с нулевыми точками трансформаторов. Назначением зануления является также создание безопасности для лиц, соприкасающихся с электродвигателями и станками, если электродвигатели установлены непосредственно на станках. Устройство занулений вызывает дополнительные расходы.

2. Заземление нулевых точек трансформаторов ведет к более частым перерывам работы, поскольку каждое однополюсное замыкание на землю вызывает перегорание предохранителя. При незаземленной нейтрали однополюсное замыкание не означает немедленного прекращения электроснабжения. Вероятность однополюсных замыканий в фабрично-заводских сетях вследствие большой их протяженности и трудности надзора достаточно высока.

3. Влияние пусковых токов электродвигателей на источники света. При относительно малой мощности трансформаторов и крупных электродвигателях включения и отключения последних обусловливают мигание ламп накаливания.

Выбор напряжения заводской сети и вопрос о разделении трансформаторов решаются при проектировании сети. Необходимо отметить, что наличие отдельных трансформаторов для силовой и осветительной сетей очень усложняет и удорожает подстанции и потому является нежелательным. В США при напряжении сети электродвигателей 500 V и выше избегают установки отдельных трансформаторов на подстанциях. Для этого непосредственно в цехах заводов монтируются трансформаторы с вторичным напряжением 110 — 120 V, обслуживающие освещение. Первичная обмотка этих трансформаторов приключается к силовой сети. Трансформаторы берутся малой мощности и подвешиваются на колоннах или под потолками цехов. В целях устранения пожарной опасности они заполняются негорючей жидкостью — пиранолом.

Для уменьшения токов короткого замыкания и удешевления цеховых сетей на фабрично-заводских подстанциях избегают ставить трансформаторы со вторичным напряжением 525 V мощностью более 750 — 1 000 kVA.

На подстанциях в районных сетях используется вся шкала высоких напряжений. Первичные обмотки выполняются на 35 — 220 kV, а вторичные — на 3 — 110 kV.

Основная масса трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях, берется трехфазными; в отдельных случаях применяются однофазные трансформаторы[1]. При однофазных трансформаторах резерв осуществляется путем установки одной запасной фазы, а не целой группы. Для возможности быстрой замены поврежденной фазы в любой трансформаторной группе, установленной на подстанции, предусматривается устройство д ж е м п е р н о е в к л ю ч е н и е резервной фазы.

Схема джемперного включения резервной фазы на подстанции с двумя трансформаторными группами дана на фиг. XVI,45.

Первичные обмотки трансформаторных групп T_1 и T_2 соединены в звезду. Начала этих обмоток приключены к нулевой шине, а концы через выключатели B_1 к сборным шинам первичного напряжения. Нулевая шина глухо заземлена разъединителями *3* и *4*. Вторичные обмотки трансформаторов соединены в треугольник. Поскольку на выводах трансформаторов произвести соединение в треугольник невозможно, устраиваются специальные кабельные сборки, которые через выключатели B_2 и разъединители *13,14* приключаются к сборным шинам вторичного напряжения.

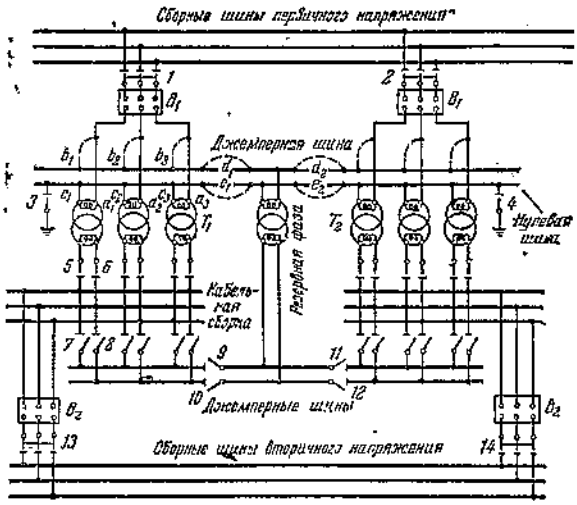
При нормальной работе, когда резервная фаза не включена, перемычки

$$b_1 — b_3,\quad d_1 — d_2 \text{ и } e_1 — e_2,$$

показанные пунктиром, отсутствуют, а разъединители *9-12* отключены.

[1] О выборе числа, мощности и типа трансформаторов см. § XVI, 19.

Предположим теперь, что требуется заменить левую фазу трансформаторной группы T_1 резервной. Для этого в первую очередь отключают выключатели B_1—B_2 данной группы, а затем и разъединители *1* и *13*. После этих операций ток через трансформатор не протекает; кроме того снято напряжение с выключателей и созданы видимые разрывы цепи на разъединителях *1* и *13*. Наложив заземления со стороны высшего и низшего напряжений, можно перейти к работам по замене фазы трансформатора резервной. На стороне первичного напряжения конец a_1 гибкого провода отсоединяется от вывода трансформатора и присоединяется к точке b_1 джемперной шины. Накладывая перемычку d_1, выполненную гибким проводом, приключаем конец обмотки резервной фазы также к джемперной шине. Отсоединяя в точке c_1 гибкий провод и накладывая перемычку



Фиг. XVI, 45.

e_1, получаем, что рабочая фаза группы T_1 со стороны первичного напряжения полностью отключена, а резервная — включена.

На стороне вторичного напряжения следует отключить разъединители *5-6* и включить *7-8* и *9-10*. Эти операции выводят из работы со стороны вторичного напряжения левую фазу группы трансформаторов T_1 и включают взамен ее резервную фазу. Сняв заземления, включив разъединители *1* и *13* и выключатели B_1 и B_2, введем в работу трансформаторную группу T_1, в которой левая фаза замещена резервной фазой.

Остановимся теперь несколько более подробно на назначении некоторых разъединителей и перемычек. Разъединители *9-10*, *11-12* и перемычки d_1 и d_2 устанавливаются для деления джемперных шин на части. Последнее необходимо из следующих соображений. Предположим, что резервная фаза заменяет одну из фаз группы T_1. При отсутствии указанных разъединителей джемперные шины будут под напряжением по всей своей длине, т. е. и в ячейке трансформатора группы T_3. В случае необходимости производства какого-либо ремонта в этих ячейках таковой произведен быть не может. Отметим, что при ревизиях трансформаторов (очистка масла, керна и т. д.) резервная фаза будет находиться в работе длительно.

Перемычки e_1 и e_2, находящиеся в нулевой шине, необходимы для перевода одной из групп на работу с незаземленной нейтралью; для этого должен быть дополнительно отключен разъединитель *3* или *4*. Перевод части трансформаторных групп на работу с незаземленной нейтралью производится в установках с глухозаземленной нейтралью для уменьшения токов на землю при однофазных коротких замыканиях. В установках с незаземленной нейтралью отсутствие перемычек e_1 и e_2 может привести к несчастным случаям с людьми. Человек, находящийся на заземленной части подстанции (опоры, кожух, трансформатор) и производящий работы с нулевой шиной, может оказаться под напряжением, равным в пределе фазному напряжению (при замыкании одной из фаз установки на землю). Перемычки e_1 и e_2 и дают возможность выделить тот участок нулевой шины, на котором будет производиться осмотр или ремонт.

Естественно, что в установках с незаземленной нейтралью разъединители *3* и *4* отсутствуют. При наличии дугогасящих аппаратов последние присоединяются к нулевой шине.

Перемычка из гибкого провода между точкой c_1 и началом обмотки трансформатора в установках с глухозаземленной нейтралью позволяет отключить больную группу трансформаторов, что необходимо для определения фазы, получившей повреждение. В системах с незаземленной нейтралью ее назначение то же самое, что и перемычек e_1 и e_2 и т. д., т. е. обезопасить персонал при работе на трансформаторах.

Из произведенного рассмотрения видно, что переключения резервной фазы со стороны вторичного напряжения осуществляются разъединителями, а на стороне первичного — перемычками из гибкого провода. Эти перемычки устраиваются таким образом, что они могут сниматься и ставиться на заранее заготовленные места сравнительно быстро. Различие в устройстве на первичном и вторичном напряжениях объясняется тем, что замена на первичном напряжении перемычек из гибкого провода разъединителями значительно удорожает установку и делает ее громоздкой. Размещение разъединителей на первичном напряжении вызовет усложнение конструкции и увеличение размеров подстанции. Замена разъединителей на вторичном напряжении накладками из шин нерациональна ввиду больших токов, протекающих по этим шинам. Получение хороших контактных поверхностей при наложении временных перемычек большого сечения потребует значительного количества времени, что и задержит включение резервной фазы.

При налаженной эксплоатации замена одной из фаз трансформаторной группы резервной занимает от 30 мин до 1 часа.

XVI,18. РЕЖИМ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Нагрузка подстанции изменяется в течение суток и года. Вследствие этого на подстанциях с несколькими трансформаторами для уменьшения потерь мощности и энергии экономически выгодно в зависимости от нагрузки подстанции иметь разное число включенных трансформаторов. При этом необходимо учитывать потери в трансформаторах не только активной, но и реактивной мощности и энергии.

Необходимость учета потерь активной мощности и энергии очевидна и не требует пояснений. Остановимся на вопросе учета потерь реактивной мощности.

Потери реактивной мощности в трансформаторах увеличивают потоки реактивной мощности в звеньях системы и потому вызывают в них добавочные потери активной мощности. Последнее становится ясным, если вспомнить, что потери активной и реактивной мощности в любом звене системы выражаются формулами

$$\Delta p = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \text{ и } \Delta q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X, \qquad \text{(XVI,6)}$$

где P и Q — активная и реактивная мощности, проходящие по звену системы;

R и X — активное и реактивное сопротивления звена системы.

Выработка реактивной мощности генераторами станций или специально установленными генераторами реактивной мощности (синхронные компенсаторы, статические конденсаторы) также связана с потерями активной мощности. Таким образом изменения потерь реактивной мощности в трансформаторах будут влиять на величину потерь активной мощности в системе и потому должны быть приняты во внимание при решении вопроса об оптимальном режиме трансформаторов.

Активные потери мощности в трансформаторах складываются из потерь в стали Δp_c и потерь в меди $\Delta p_м$. Обе эти величины для номинальной нагрузки трансформаторов берутся по заводским данным или по соответствующему ГОСТ.

Потери реактивной мощности в трансформаторах суммируются из потерь реактивной мощности на намагничивание Δq_c и потерь мощности в реактивном сопротивлении обмоток трансформатора $\Delta q_м$. Намагничивающая мощность находится по каталожным данным, а также в ГОСТ, в которых имеются сведения о величине намагничивающего тока. Процентная величина намагничивающей мощности при номинальной нагрузке трансформатора численно равна той же величине для намагничивающего тока. Процентная величина потерь реактивной мощности в обмотках трансформатора при номинальной загрузке его численно равна реактансу его обмоток.

Потери активной мощности в стали трансформаторов и намагничивающая их мощность от нагрузки не зависят. Остальные потери мощности изменяются пропорционально квадрату нагрузки трансформатора.

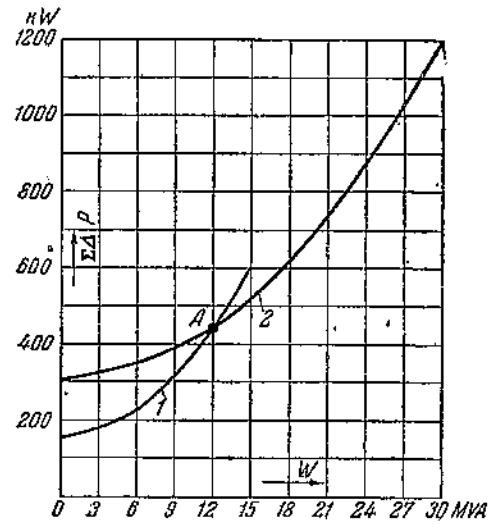
Потери активной мощности в системе связаны прямой зависимостью с перерасходом топлива (воды) на станциях и с уменьшением мощности, которая может быть отдана потребителям. Потери реактивной мощности связаны косвенно с этими величинами. Потеря 1 kVA в системе не равноценна потере 1 kWh[1]. Стоимость C_r единицы реактивной энергии в какой-либо точке системы может быть принята равной

$$C_r = kC_a, \qquad \text{(XVI,7)}$$

где C_a — стоимость 1 kWh активной энергии в рассматриваемом пункте системы;

k — экономический эквивалент выработки реактивной энергии.

Предварительные расчеты показывают, что коэфициент k колеблется в пределах 0,1—0,3. Низшая из этих величин относится к системам, имеющим значительные резервы реактивной мощности, и слабо загруженную сеть, а высшая — к системам с напряженным балансом по реактивной мощности и с загруженной сетью. Наиболее наглядное представление об изменении потерь энергии в трансформаторах и нагрузке, при которой следует переходить на работу с n на $(n-1)$ трансформатор, дают кривые типа фиг. XVI,46. По оси абсцисс откладываются полные нагрузки подстанции, а по оси ординат суммарные потери мощности; при этом потери реактивной мощности в трансформаторах учитываются как потери активной мощности, для чего потери реактивной мощ-



Фиг. XVI, 46.

[1] Гительсон С. М., Оптимальный режим работы трансформаторов, журн. „Электрические станции" № 8, 1939 г.
Эбин Л. Е., Проект руководящих указаний по определению экономического использования в эксплоатации электрического оборудования.

ности умножаются на экономический эквивалент k. Кривые фиг. XVI,46 построены для трансформаторов мощностью 15 MVA каждый, принимая экономический эквивалент $k=0{,}2$. Кривые *1* и *2* соответствуют одному и двум включенным трансформаторам.

Уравнение этих кривых при трансформаторах равной мощности будет иметь вид

$$\Sigma\Delta p = n\Delta p_c + n(k\Delta q_c) + \frac{1}{n}\Delta p_{мн}\left(\frac{W}{W_н}\right)^2 + \frac{1}{n}k\Delta q_{мн}\left(\frac{W}{W_н}\right)^2$$

или

$$\Sigma\Delta p = n(\Delta p_c + k\Delta q_c) + \frac{1}{n}(\Delta p_{мн} + k\Delta q_{мн})\left(\frac{W}{W_н}\right)^2, \qquad \text{(XVI, 8)}$$

где W — полная нагрузка подстанции, выраженная в MVA или в kVA;

$W_н$ — номинальная мощность каждого из трансформаторов;

n — число включенных трансформаторов.

Величины $\Delta p_{мн}$ и $\Delta q_{мн}$ отнесены к номинальной нагрузке одного трансформатора.

Точка A пересечения кривых *1* и *2* дает значение нагрузки W_A, при которой потери мощности при одном и двух включенных трансформаторах будут одинаковы. При увеличении нагрузки свыше W_A выгоднее работать двумя трансформаторами, а при снижении — с одним включенным трансформатором.

Нагрузка подстанции, при которой выгоден переход с n на $(n+1)$ включенный трансформатор, может быть найдена, исходя из соображений, что при этой нагрузке потери мощности при n и $(n+1)$ трансформаторах должны быть равны. Уравнение, удовлетворяющее поставленному условию, будет иметь вид

$$n(\Delta p_c + k\Delta q_c) + \frac{1}{n}(\Delta p_{мн} + k\Delta q_{мн})\left(\frac{W}{W_н}\right)^2 = (n+1)(\Delta p_c + k\Delta q_c) + \frac{1}{n+1}(\Delta p_{мн} + k\Delta q_{мн})\left(\frac{W}{W_н}\right)^2.$$

Решая это уравнение относительно W, получим

$$W = W_н\sqrt{n(n+1)\frac{\Delta p_c + k\Delta q_c}{\Delta p_{мн} + k\Delta q_{мн}}} \qquad \text{(XVI,9)}$$

или в относительных единицах (по отношению номинальной мощности одного трансформатора)

$$\frac{W}{W_н} = \sqrt{n(n+1)\frac{\Delta p_c + k\Delta q_c}{\Delta p_{мн} + k\Delta q_{мн}}}. \qquad \text{(XVI,10)}$$

Подставляя в формулу (XVI,9) величины, соответствующие трансформаторам мощностью 15 MVA (см. кривые фиг. XVI,46), найдем

$$W = 15000\sqrt{1\cdot 2\frac{50 + 0{,}2\cdot 525}{133 + 0{,}2\cdot 1\,575}} \approx 12\,500 \text{ kVA}.$$

При учете только потерь активной мощности в трансформаторах нагрузка, при которой следовало бы включить второй трансформатор, была бы больше подсчитанной. Эта нагрузка найдется по формуле (XVI,9), полагая в ней $k=0$, и составит 13 000 kVA.

При некотрых соотношениях между

$$\Delta p_c,\ \Delta q_c,\ \Delta p_{мн},\ \Delta q_{мн} \text{ и } k$$

учет потерь реактивной мощности приводит к обратному соотношению, а именно к тому, что включение следующего трансформатора должно производиться при нагрузках больших, чем подсчитанных с учетом только потерь активной мощности.

Иллюстрацией к сказанному могут служить цифры табл. XVI,1, заимствованные из упомянутой работы инж. Л. Е. Эбина и подсчитанные для трансформаторов 6/0,4 kV мощностью 560 kVA каждый.

Таблица XVI,1

Число включенных трансформаторов n	Включение следующего $(n+1)$ трансформатора экономически целесообразно при относительной нагрузке каждого из трансформаторов			
	Без учета потерь реактивной мощности	При учете потерь реактивной мощности и экономическом эквиваленте k, равном		
		0,05	0,15	0,25
1	0,728	0,872	1,035	1,13
2	0,630	0,756	0,897	0,975
3	0,594	0,712	0,845	0,920

Анализируя полученные цифры, замечаем, что увеличение экономического эквивалента k ведет к повышению экономически целесообразной нагрузки трансформаторов. Разница в относительных нагрузках трансформаторов достигает в некоторых случаях очень больших величин. Например, для случая включения третьего трансформатора кратность относительных нагрузок трансформаторов при $k=0$ и $k=0{,}25$ достигает 1,55.

XVI,19. ВЫБОР ЧИСЛА, ТИПА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Правильный выбор числа, типа и мощности трансформаторов на подстанциях должен, с одной стороны, обеспечить необходимую надежность электроснабжения, а с другой, соответствовать условиям народнохозяйственной экономики.

Выбор трансформаторов для мощных подстанций усложняется тем, что мощные трансформаторы выполняются двух типов: трехфазные и однофазные, предназначенные для соединения в трехфазные группы.

Общесоюзный стандарт на трансформаторы предусматривает изготовление трехфазных трансформаторов до мощности в 31,5 MVA включительно; при высшем напряжении 110 kV в Европе в настоящее время трехфазные трансформаторы строятся на мощность, значительно превосходящую указанную.

Однофазные трансформаторы при напряжении до 110 kV изготовляются у нас в Союзе для мощностей от 5 до 20 MVA в фазе (мощность группы 15—60 MVA).

Из приведенного ясно, что для подстанций с нагрузкой менее 15 MVA применимы только трехфазные трансформаторы; для подстанций с нагрузкой порядка 15 MVA и выше необходимо произвести выбор между однофазными и трехфазными трансформаторами.

Применение трехфазных трансформаторов за счет меньшего числа единиц дает экономию в занимаемой площади, а следовательно, и в строительных работах по сооружению подстанции, в особенности, если они выполняются закрытого типа (в здании). При одинаковом качестве резерва расходы на трехфазные трансформаторы меньше, чем при группах, составленных из однофазных трансформаторов.

Преимущество однофазных трансформаторов заключается в меньших габаритах и транспортном весе одной фазы по сравнению с трехфазным трансформатором. Это обстоятельство существенно отражается на размерах и стоимости мастерской для ремонта трансформаторов, сооружаемой на подстанции. При сооружении подстанции в трудно доступной местности меньший транспортный вес однофазных трансформаторов может сыграть решающее значение при выборе варианта.

Рассмотрим несколько более подробно варианты выполнения подстанций с трех-и однофазными трансформаторами.

1. Однофазные трансформаторы. При применении однофазных трансформаторов возможны следующие решения:

a) Устанавливаются две группы трансформаторов, каждая из которых рассчитана на покрытие всей нагрузки подстанции.

b) На подстанциях с нагрузкой W монтируется одна трансформаторная группа мощностью W и к ней резервная фаза. Установленная мощность трансформаторов при этом варианте будет $4.\frac{W}{3}=\frac{4}{3}W$.

c) Устанавливаются две трансформаторные группы мощностью по $\frac{W}{2}$ каждая и резервная фаза. Мощность трансформаторов на подстанции для этого варианта составит $7.\frac{W}{6}=\frac{7}{6}W$.

Первый вариант дает наибольшую надежность в снабжении потребителей, являясь и наиболее дорогим. При установке двух трансформаторов решение с двумя трёхфазными трансформаторами будет стоить дешевле. Указанные соображения заставляют считать этот вариант неприемлемым.

Второй вариант даже при применении джемперного устройства не гарантирует бесперебойности питания потребителей. При выходе из работы одной из фаз переключение на джемпере для ввода резервной фазы потребует около 1 часа. Исходя из этого, рассматриваемый вариант не может быть рекомендован для питания потребителей I категории, но заслуживает серьезного рассмотрения при потребителях II и III категории. Подчеркнем, что однотрансформаторная подстанция в большинстве случаев позволит применить простую схему коммутации.

При третьем варианте повреждение одной из фаз приведет к временному сбросу части нагрузки. Если повреждение произойдет в период максимума нагрузки, то в работе можно будет удержать около 70—75% суммарной нагрузки. Последнее объясняется тем, что установленная мощность трансформаторов на подстанциях обычно несколько превышает мощность нагрузки. Кроме того на период ввода резервной фазы должна быть использована перегрузочная способность трансформаторов. Быстрота ввода резервной фазы обеспечивается устройством джемперного включения. Этот вариант заслуживает подробного рассмотрения при наличии на подстанции крупной нагрузки, состоящей преимущественно из потребителей I категории.

При нагрузках порядка 15 MVA и выше необходимо провести сравнение между трехфазными и однофазными трансформаторами. Для этого устанавливаются наиболее целесообразные варианты сначала с трехфазными, а затем с однофазными трансформаторами. Окончательное решение принимается на основе сравнения этих двух вариантов, причем оцениваются не только экономические показатели, но и надежность питания.

2. Трехфазные трансформаторы. При трехфазных трансформаторах на подстанции может быть установлено от одной до трех единиц; встречаются подстанции и с большим числом трансформаторов.

В варианте с одним трансформатором резерв на подстанции отсутствует. Любое повреждение трансформатора ведет к перерыву электроснабжения. Перерывы питания будут наступать и при ревизиях и ремонтах трансформаторов[1]. Из сказанного следует:

a) Однотрансформаторные подстанции для питания потребителей I категории, перерыв электроснабжения которых вызывает нарушение технологического процесса, брак продукции и т. д., применяться не могут.

b) Питание потребителей II и III категории от подстанций с одним трехфазным трансформатором может осуществляться только в случаях принятия специальных мер, рассмотренных ниже.

В целях сокращения времени простоя при повреждениях и ревизиях трансформаторов на однотрансформаторных подстанциях больные и подлежащие ревизии заменяются резервными. Трансформаторный резерв должен быть в мобильном состоянии, с тем чтобы он мог быть использован в возможно более короткий срок. В коммунальных сетях трансформатор, полностью подготовленный к включению, устанавливается на автомобиль. Крупные трансформаторы монтируются на специальных железнодорожных платформах и держатся в точках системы, из которых они могут быть быстро доставлены на любую подстанцию. Трансформатор, доставленный на подстанцию, оставаясь на платформе, включается в работу взамен выбывшего.

[1] По „ПТЭ" текущие ремонты трансформаторов с отключением от сети проводятся 1—2 раза в год; капитальные ремонты с выемкой сердечника — один раз в 5 лет.

Если мощность трансформаторов невелика и территория, на которой расположены подстанции, ограничена (коммунальные и фабрично-заводские установки), то при хорошо организованной эксплоатации смена трансформатора занимает 2—3 часа. Подвоз и включение трансформатора на районной подстанции потребует нескольких часов, в отдельных случаях до суток.

Отметим, что при необходимости ревизии трансформатора смена его всегда производится ночью, т. е. в период спада нагрузки. При однотрансформаторных подстанциях иногда предусматривается возможность переключения сети вторичного напряжения, питаемой от данной подстанции, на другую. Это мероприятие позвбляет сократить время простоя при повреждениях трансформаторов, поскольку переключения в сети могут быть произведены быстрее, чем смена трансформатора. В некоторых случаях наличие перемычек в сети вторичного напряжения дает возможность при ревизиях трансформаторов практически избежать перерывов электроснабжения; переключения в сети могут быть подготовлены заранее. Переключения в сети вторичного напряжения осуществляются в коммунальных и иногда в фабрично-заводских установках. В районных сетях, когда подстанции расположены друг от друга на несколько километров, а иногда и десятки километров, устройство перемычек не может быть оправдано.

Однотрансформаторные подстанции имеют широкое распространение в городах и сельских поселениях, что объясняется большим количеством подстанций, потребных для электрификации этих объектов. Установка на самих подстанциях трансформаторного резерва привела бы к значительному удорожанию подстанций.

При двух трансформаторах стоимость подстанции была бы почти вдвое больше, чем при одном. Кроме того установка второго трансформатора не привела бы к полноценному резерву. Эти подстанции не обслуживаются постоянно персоналом; так что при отключении одного из трансформаторов второй может быть включен только после приезда дежурного монтера. Устройство селективной защиты, которая бы при повреждении одного из двух параллельно работающих трансформаторов отключала бы больной трансформатор, оставляя второй в работе, чрезвычайно усложнило и удорожило бы подстанцию, что неприемлемо. Вариант раздельной работы каждого трансформатора на половину нагрузки и включение всей нагрузки на один трансформатор в случае повреждения трансформатора тоже неприемлем. Этот вариант не дает полноценного резерва и в то же время характеризуется очень большими потерями энергии в трансформаторах.

Учитывая только что приведенные соображения, малую вероятность повреждения трансформаторов, небольшое количество и малую ответственность потребителей, затрагиваемых аварией, и быстроту восстановления электроснабжения, приходится констатировать, что однотрансформаторные подстанции в таких случаях дают наиболее правильное решение с точки зрения народнохозяйственной экономики.

Подстанции с одним трансформатором применяются и на фабрично-заводских предприятиях для питания цехов, перерыв в работе которых не может отозваться на общем производственном процессе предприятия.

Во всех случаях, когда подстанция питает цехи завода или целые крупные предприятия, относящиеся к I категории потребителей, сооружение однотрансформаторных подстанций является недопустимым. На самой подстанции должен быть предусмотрен готовый трансформаторный резерв, который в случае необходимости можно использовать немедленно.

Трансформаторный резерв может быть осуществлен путем установки двух или трех трансформаторов. При двухтрансформаторном варианте мощность каждого из них, учитывая допускаемую перегрузку трансформатора, должна быть равна или больше нагрузки потребителей I категории. В случае выхода одного из трансформаторов ответственные потребители получают питание от оставшегося в работе; потребители II и III категорий резервируются передвижным трансформаторным резервом. При трехтрансформаторном варианте суммарная мощность двух трансформаторов должна обеспечить покрытие нагрузок потребителей I категории.

На крупных районных подстанциях, питающих потребителей II и III категорий при трехфазных трансформаторах, следует также предпочесть установку двух трансформаторов, а не одного. При одном трансформаторе выход его из работы приведет к остановке предприятий и к замиранию общественной и частной жизни на относительно длительный срок, что вряд ли может считаться приемлемым.

Сравнивая между собой варианты с установкой двух или трех трансформаторов на одной подстанции, можем установить следующее:

1. Трехтрансформаторный вариант позволяет постепенное вложение денежных и материальных затрат. Поскольку в первые годы нагрузка подстанции всегда ниже расчетной, при трехтрансформаторном варианте можно сначала ограничиться установкой двух трансформаторов. Третий трансформатор монтируется по мере роста нагрузки.

2. Двухтрансформаторные подстанции позволяют осуществить более простую схему коммутации, чем трехтрансформаторные, что значительно снижает капитальные затраты при сооружении подстанции.

3. Эксплоатация двухтрансформаторных подстанций проще, чем трехтрансформаторных благодаря меньшему количеству трансформаторов и аппаратуры.

4. На шинах вторичного напряжения трехтрансформаторных подстанций из-за меньшей мощности трансформаторов токи короткого замыкания получаются меньшими, чем при двух трансформаторах. Последнее обусловливает более легкие условия работы аппаратуры при аварийных режимах, а в редких случаях приводит к облегчению и удешевлению аппаратуры на вторичном напряжении подстанции. Отметим,

что получающееся при этом удешевление аппаратуры незначительно.

Выбор варианта резервирования нельзя основывать только на общих соображениях, необходимо обосновать его и технико-экономическими расчетами. Покажем экономическое сравнение вариантов на следующем примере.

Расчетная нагрузка подстанции 25 MVA, из которых 17 MVA берут потребители II категории, а остальное — потребители III категории. Подстанция находится в кольце 110 kV. Вторичное напряжение подстанции 10 kV.

Возможны два варианта решения. Первый — установка двух трансформаторов по 15 MVA. При выходе из работы одного трансформтора нагрузки II категории могут быть покрыты полностью за счет перегрузки оставшегося трансформатора. В зимнее время за счет перегрузки одним трансформатором можно питать потребителей II и частично III категории. Установка двух трансформаторов на подстанции, находящейся в кольце, позволит применить на ней схему мостика. На стороне 110 kV потребуется, следовательно, три ячейки простого конструктивного оформления. Стоимость каждой такой ячейки оценивается суммой 125 тыс. руб. Для присоединения трансформаторов на стороне 10 kV потребуется две ячейки стоимостью по 30 тыс. руб.

Второй возможный вариант решения — монтаж трех трансформаторов по 10 MVA. При этом варианте придется принять на стороне 110 kV схему с одиночной или двойной системой шин, с шестью выключателями; два — на линиях сети, три — в цепях трансформаторов и один шиносоединительный выключатель. Конструктивное выполнение этих ячеек будет сложнее, чем при схеме мостика, и потому стоимость каждой из них оценивается в 150 тыс. руб. На стороне 10 kV потребуется три ячейки стоимостью по 30 тыс. руб.

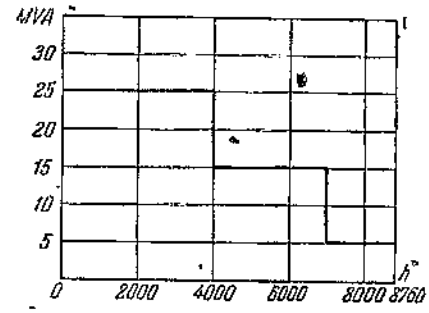
Переходя к экономическому сравнению вариантов, определим сначала расходы, связанные с амортизацией и ремонтом оборудования (табл. XVI,2).

Таблица XVI, 2

Наименование расходов	Вариант I	Вариант II
Стоимость трансформаторов с маслом с учетом накладных расходов на транспорт и монтаж . . . . . руб.	310 000	380 000
Оборудование ячеек распределительного устройства 10 и 110-kV подстанций . . . . . руб.	435 000	990 000
Суммарные расходы на оборудование подстанции . . . . . руб.	745 000	1 370 000
Ежегодные расходы на амортизацию и ремонт, считая по 8% от стоимости оборудования . . . . . руб.	59 600	109 600

Из этой таблицы видим, что суммарные ежегодные расходы на амортизацию и ремонт при втором варианте больше на 50 000 руб.

Для определения потерь энергии в трансформаторах необходим годовой график нагрузок подстанции. Предположим, что он имеет вид, представленный на фиг. XVI,47. Для выяснения экономически целесообразных режимов работы трансформаторов произведем некоторые подсчеты.



Фиг. XVI, 47.

Потери мощности в трансформаторах при номинальной нагрузке для рассматриваемого примера приведены в табл. XVI,3. Потери активной мощности, эквивалентные потерям реактивной мощности, определялись при этом, принимая коэфициент $k = 0{,}2$.

Таблица XVI,3

Мощность трансформатора	Δp_c	Δq_c	Δq_c	Δp_m	Δq_m	$k\Delta q_m$
MVA	kW	kVA	kW	kW	kVA	kW
10	38,5	350	70	92	1 050	210
15	50,0	525	105	133	1 575	315

Определяя по формуле, приведенной в предыдущем параграфе, нагрузку, при которой в первом варианте следует иметь включенными два трансформатора, получим (см. подсчет в § XVI,17) $W = 13$ MVA.

Таким образом с точки зрения наименьших потерь энергии при данном графике нагрузок следует работать 7 000 час. с двумя включенными трансформаторами, а 1 760 час. — с одним трансформатором.

Для второго варианта подобным же образом получим, что второй трансформатор следует включать при нагрузке 8,46 MVA, а третий — при 14 700 kVA. Исходя из этого расчета, 7 000 час. следует работать с тремя трансформаторами и 1 760 — с одним.

Пользуясь графиком нагрузок и графиком включения трансформаторов, можем найти ежегодные потери энергии в них по формуле

$$\Delta A = \Sigma \left[n(\Delta p_c + k \cdot \Delta q_c) + \frac{1}{n}(\Delta p_{мн} + k\Delta q_{мн}) \left(\frac{W}{W_н}\right)^2 \right] T, \qquad \text{(XVI,11)}$$

где T — время работы подстанции с данной нагрузкой.

Результаты подсчетов сведены в табл. XVI, 4.

Таблица XVI,4

Наименование потерь	Вариант I	Вариант II
Потери активной энергии в железе в течение года в kWh	$788 \cdot 10^3$	$877 \cdot 10^3$
Потери активной энергии, эквивалентные потерям реактивной энергии на намагничивание трансформаторов в течение года . . . . . в kWh	$1\,655 \cdot 10^3$	$1\,593 \cdot 10^3$
Потери активной энергии в меди в течение года . . в kWh	$1\,032 \cdot 10^3$	$1\,096 \cdot 10^3$
Потери активной энергии, эквивалентные потерям реактивной энергии в обмотках трансформаторов в течение года . . . . . в kWh	$2\,440 \cdot 10^3$	$2\,500 \cdot 10^3$
Суммарные потери активной энергии в течение года . . .	$5\,915 \cdot 10^3$	$6\,066 \cdot 10^3$
Ежегодная стоимость потерянной энергии в трансформаторах при цене 6 коп. за 1 kWh . . . . . руб.	354 900	363 960

Приведенные расчеты показывают, что ежегодные суммарные эксплоатационные расходы при втором варианте превышают на $50\,000 + 9\,060 = 59\,060$ руб. Кроме того второй вариант требует для своего выполнения больше аппаратуры и трансформаторных единиц. Совершенно очевидна целесообразность принятия первого варианта, т. е. установка двух трансформаторов со схемой мостика на стороне 110 kV.

Анализируя результаты расчетов, можем сделать следующие выводы:

1. Во всех случаях, когда двухтрансформаторный вариант позволяет применить более простую схему коммутации, ему следует отдать предпочтение. Последнее основывается на большой разнице в стоимости и количестве оборудования при трех-и двухтрансформаторных вариантах (см. табл. XVI,2).

При менее высоком первичном напряжении эта разница относительно уменьшится.

2. Принятый график нагрузок имеет высокую продолжительность использования максимума нагрузки. При менее заполненном годовом графике потери энергии в трехтрансформаторном варианте могут быть меньше, чем при двухтрансформаторном.

3. В случаях, когда переход на трехтрансформаторный вариант не ведет к усложнению схемы коммутации и график нагрузки имеет относительно малое заполнение, трехтрансформаторный вариант может оказаться по эксплоатационным расходам дешевле двухтрансформаторного.

Однако трехтрансформаторный вариант может быть принят только, если разница в ежегодных эксплоатационных расходах будет составлять значительную величину. При малой разнице предпочтение должно быть отдано двухтрансформаторному варианту, как требующему меньших капитальных вложений и меньшего количества аппаратуры. Отметим, что целесообразность применения трехтрансформаторного варианта крайне редка.

Трехтрансформаторный вариант подстанции может возникнуть и по другим соображениям. Например, желание иметь каждый из трансформаторов мощностью, не превышающей 20—30 MVA, на уникальных мощных подстанциях.

XVI, 20. СХЕМЫ КОММУТАЦИИ ОДНОТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Простейшими однотрансформаторными подстанциями являются необслуживаемые подстанции местного значения, носящие название трансформаторных пунктов. Они предназначаются для питания осветительной и мелкомоторной нагрузки в городах и сельских местностях и имеют напряжение на вторичной стороне 380/220 или 220/127 V. Питающая сеть в большинстве случаев работает при напряжениях 6 — 10 kV. Мощность отдельных трансформаторов на таких подстанциях колеблется в пределах 10 — 320 kVA.

Схема тупиковой подстанции с одной питающей линией показана на фиг. XVI,48а. Присоединение на стороне высшего напряжения выполнено через разъединитель и высоковольтные предохранители, предназначенные для отключения трансформатора в случаях его повреждения. Рассмотренный способ включения трансформатора наиболее дешев и прост, но его распространение ограничено следующими факторами:

1. Отключение трансформатора от сети для осмотров, ревизий и т. д. При отсутствии выключателя на стороне высокого напряжения отключение трансформатора должно начинаться с отключения рубильника, смонтированного между шинами низкого напряжения и трансформатором. Эта операция обусловливается необходимостью уменьшить ток, который будет разрывать разъединитель. При отключенном рубильнике через разъединитель будет проходить только ток холостого хода трансформатора; в противном случае разъединителем пришлось бы прервать рабочий ток, что недопустимо. На основании опытов, произведенных ВЭИ, постановлением Технического совета НКЭС допускается включение и отключение холостого хода силовых трансформаторов мощностью не свыше 320 kVA при напряжениях до 10 kV включительно, 560 kVA—при 22 kV, 1 000 kVA—при 35 kV и 3 200 kVA—при 110 kV.

Таким образом применение рассматриваемой схемы ограничивается подстанциями, имеющими трансформаторы с мощностями, не превышающими указанных выше.

2. Разрывная мощность предохранителей. Нормальные высоковольтные трубчатые предохранители, выпускаемые союзными заводами, могут разрывать мощность порядка 15 — 30 MVA. Путем некоторого улучшения их конструкции эта величина может быть повышена до 50 — 200 MVA и более. Эти цифры показывают, что применение схемы фиг. XVI, 48а ограничено также и мощностью токов короткого замыкания в сети, к которой присоединяются трансформаторные пункты. При токах короткого замыкания, превосходящих разрывную мощность предохранителей,

применение их недопустимо. Возникающая дуга не будет погашена предохранителями, что вызовет повреждение отдельных элементов подстанции и отключение сети, питающей данную и ряд других подстанций.

На фиг. XVI,48a показана схема с вторичным напряжением 380/220 V, при котором нулевая точка трансформатора заземлена. Трансформатор присоединяется к шинам низкого напряжения через рубильник, назначение которого было уже рассмотрено, и плавкий предохранитель. Плавкие предохранители устанавливаются для защиты трансформатора от значительных перегрузок. Предохранители, смонтированные на высоковольтной стороне трансформаторов, не защищают его от перегрузок. Они выбираются на ток примерно в два раза больший номинального тока трансформаторов и служат только для отключения трансформаторов при их повреждениях. Указанное завышение номинальной силы тока высоковольтных предохранителей диктуется необходимостью селективной работы предохранителей при замыканиях во вторичных цепях.

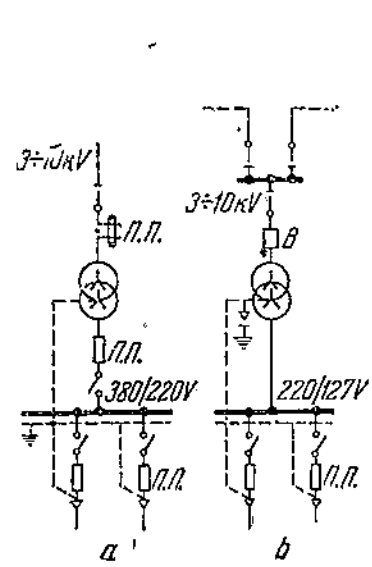
Отходящие линии низкого напряжения присоединяются через рубильники и предохранители.

При трансформаторах мощностью выше 320 — 3 200 kVA или больших токах короткого замыкания присоединение трансформаторов осуществляется при помощи выключателей (XVI,48b). Последние снабжаются релейной защитой, отключающей трансформаторы при перегрузках и при повреждениях в них. Релейная защита, действующая при перегрузках трансформатора, позволяет отказаться от установки предохранителей на стороне низкого напряжения. Если сеть низкого напряжения, присоединенная к данному трансформаторному пункту, не имеет соединений с участками сетей низкого напряжения других трансформаторных пунктов, то можно отказаться и от установки рубильника на вторичной стороне трансформатора. Эксплоатационные отключения и включения трансформатора будут производиться выключателем.

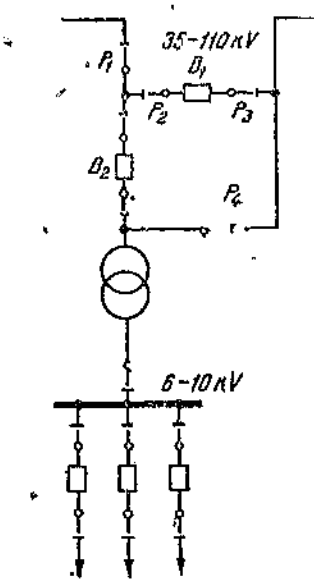
На схеме фиг. XVI,48b предположено, что вторичное напряжение составляет 220/127 V. В нейтрали трансформатора в этом случае устанавливается пробивной предохранитель. Последний пробивается и заземляет нулевую точку трансформатора в случаях пробоя с обмотки высокого на обмотку низкого напряжения.

Современная заграничная практика для присоединения трансформаторов со стороны высшего напряжения широко использует разъединители и разъединители мощности совместно с усовершенствованными типами предохранителей. Разъединители мощности, которые могут разрывать рабочие токи крупных трансформаторов, используются для их эксплоатационных отключений и включений. Мощные плавкие предохранители (фибровые, с засыпкой и т. д.) отключают трансформаторы при повреждениях. При небольших токах короткого замыкания (разрывная мощность не выше 100 MVA) на некоторых западно-европейских подстанциях применены только разъединители мощности с простейшей релейной защитой.

При массовом изготовлении разъединителей мощности и усовершенствованных предохранителей комбинация из этих двух элементов стоит дешевле, чем выключатель с релейной защитой, и потому описан-



Фиг. XVI, 48.



Фиг. XVI, 49.

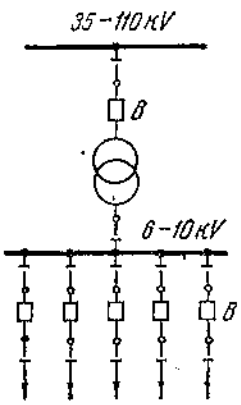
ная схема заслуживает внедрения на установках Советского Союза. К сожалению, союзные заводы не приступили еще к массовому выпуску разъединителей мощности и усовершенствованных предохранителей.

На фиг. XVI,48b показана подстанция, врезанная в кольцевую сеть. Обе линии, приходящие на подстанцию, присоединяются к шинам высшего напряжения через разъединители. При кольцевых линиях 35 — 110 kV заход линий на шины подстанции с присоединением их через разъединители не может считаться рациональным. Такое выполнение будет приводить при авариях на линиях к выходу из работы целого ряда подстанций, питающих многочисленных потребителей. Необходимо кольцевую сеть секционировать выключателями, позволяющими при авариях ее ограничиться отключением только больного участка сети без прекращения питания потребителей.

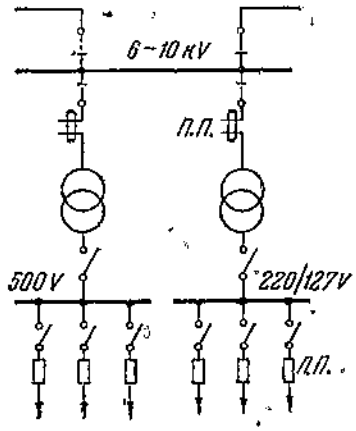
Удовлетворяющая поставленным требованиям схема однотрансформаторной подстанции изображена на фиг. XVI,49. В случае повреждения в сети отключается выключатель B_1. После установления места аварии, например, в левой части сети, отключается разъединитель P_1 и включается выключатель B_1 — электроснабжение подстанции восстанавливается. При аварии в правой части отключается выключатель B_1 и перерыва в питании потребителей не произойдет. Для ремонтных работ на линии нужно будет отключить разъединитель P_3 (разъединитель P_4 разомкнут). Для возможности проведения осмотров

и ремонтов выключателя B_1 предусмотрен „байпас“ с разъединителем P_4.

При радиальных, разомкнутых линиях и в кольцевых сетях для неответственных потребителей более целесообразно в ряде случаев присоединение подстанции на отпайке (фиг. XVI,50). Такое присоединение требует наименьшего количества аппаратуры и исключает наличие в линиях сети разъединителей и выключателей, требующих осмотров и ремонтов.



Фиг. XVI, 50.



Фиг. XVI, 51.

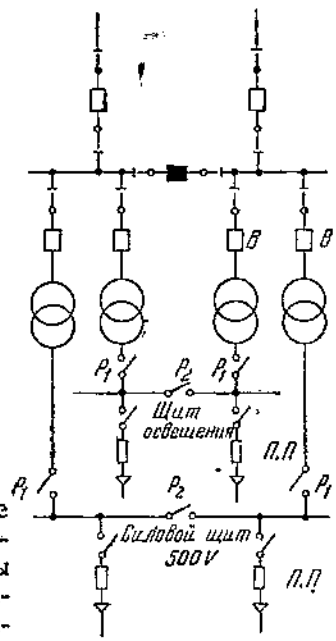
XVI,21. СХЕМЫ КОММУТАЦИИ МЕСТНЫХ ПОДСТАНЦИЙ С НЕСКОЛЬКИМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Несколько более сложным типом трансформаторных подстанций является подстанция с двумя трансформаторами, из которых один предназначен для питания электродвигателей, а другой — осветительной нагрузки (фиг. XVI,51). Подобная схема может иметь место на цеховой подстанции при разных напряжениях силовой и осветительной сетей или на городском трансформаторном пункте, питающем промышленное предприятие и прилегающие коммунальные нагрузки. Трансформаторы на этой подстанции не резервированы. При повреждениях трансформатора производится его замена.

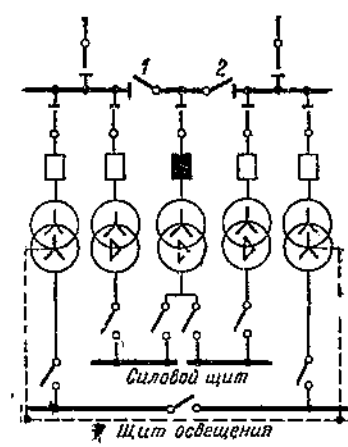
К подстанции подходят две линии, присоединенные разъединителями, что показывает на положение ее в кольцевой или замкнутой сети. Тупиковая подстанция такого типа (потребители II и III категории) питались бы одиночной линией.

К шинам вторичного напряжения трансформаторы приключаются рубильниками. При ревизиях трансформаторов, сеть и шины вторичного напряжения этой подстанции могут находиться под напряжением вследствие переключения на соседние участки сети, питаемые от других трансформаторов. Установка рубильников и разъединителей на стороне первичного напряжения позволяет полностью снять напряжение с трансформаторов и производить ремонтные работы.

Крупные заводские подстанции, питающие потребителей I категории, часто коммутируются по схеме фиг. XVI,52. Подходящие линии приключены через выключатели. Шины высшего напряжения секционируются также выключателем. Наличие этих выключателей позволит получить при нормальных и аварийных режимах преимущества, которые были рассмотрены при изучении схемы коммутации распределительных пунктов (быстрота отыскания поврежденного элемента, автоматизация переключений и т. д.).



Фиг. XVI, 52.



Фиг. XVI, 53.

На таких подстанциях предусматривается трансформаторный резерв. Мощность каждого из трансформаторов берется как минимум равной мощности нагрузок I категории с тем, чтобы при выходе из работы одного из трансформаторов другой с перегрузкой обеспечил питание всех ответственных потребителей.

Нормально включены оба трансформатора на каждом из напряжений. На стороне низшего напряжения трансформаторы работают на разные секции шин (рубильники P_3 разомкнуты). Раздельная работа трансформаторов диктуется следующими соображениями:

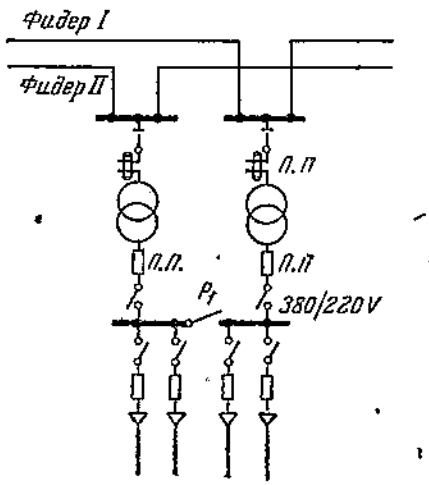
1. Увеличение надежности питания. При работе на разные секции повреждение трансформатора, шин и т. д. приведет к выходу из работы не всей, а половины подстанции.

2. Уменьшение токов короткого замыкания на шинах вторичных напряжений подстанции. Этот фактор имеет очень большое значение ввиду ограниченности величин гарантированной устойчивости аппаратуры при коротких замыканиях на напряжения до 1 000 V.

В случае повреждения одного из трансформаторов он отключается, обе секции шин соответствующего вторичного напряжения соединяются рубильником P_2, чем восстанавливается питание всех потребителей.

На фабрично-заводских подстанциях применяется иногда схема с тремя силовыми трансформаторами (фиг. XVI,53), из которых один является резервным. В этом случае шины первичного напряжения секционируются на три части. К двум крайним секциям присоединены питающие линии и рабочие трансформаторы.

К средней секции присоединен резервный силовой трансформатор. В условиях нормальной эксплоа-



Фиг. XVI,54.

тации оба секционных разъединителя отключены. При аварии или ревизии одной секции шин первичного напряжения или одного из рабочих трансформаторов резервный трансформатор подключается к здоровой секции шин первичного напряжения путем включения одного из секционных разъединителей (*1* или *2*) и выключателя. Со стороны вторичного напряжения резервный трансформатор может быть подключен рубильником к любой из секций шин.

Схема подстанции со сквозными фидерами, представленная на фиг. XVI,54, резко отличается по принципу построения от рассмотренных ранее. Подстанция не имеет шин высшего напряжения. Каждый из трансформаторов присоединен к одному из двух фидеров, проложенных от станции (подстанция, распределительный пункт) к ряду подстанций; последние скоммутированы также по схеме фиг. XVI,51. Нормально включены оба трансформатора, причем на стороне низшего напряжения по причинам, указанным ранее, они работают раздельно.

Повреждение одного из фидеров вызовет отключение выключателя на станции, что и приведет к выпадению из работы всех трансформаторов, присоединенных к фидеру с больным элементом. Питание потребителей будет осуществляться по второму фидеру и через другие группы трансформаторов. Пропускная мощность каждого из сквозных фидеров и мощность каждого из трансформаторов на подстанциях выбирается обычно так, чтобы включением секционных рубильников P_1 восстанавливалось полное питание потребителей I категории.

Схемы подстанций со сквозными фидерами получили в последнее время широкое распространение, поскольку они требуют наименьшего количества аппаратуры на стороне высшего напряжения по сравнению с любыми другими схемами. При сквозных фидерах может быть обеспечена высокая надежность питания потребителей.

Отметим, что при достаточно большой мощности трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях, скоммутированных по схеме фиг. XVI,54, последние присоединяются к сквозным фидерам не при помощи разъединителей, а через выключатели.

В случае выполнения фидеров воздушными линиями трансформаторы присоединяются не к сборкам, а непосредственно к линиям отпайками.

XVI,22. СХЕМЫ КОММУТАЦИИ ПОДСТАНЦИЙ С ПЕРВИЧНЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ 35—220 kV

Принципы построения схем коммутации понизительных подстанций в сетях 35—220 kV те же, что и для повысительных подстанций на электростанциях. Это объясняется тем, что работа понизительных и повысительных подстанций не имеет принципиальных отличий. Разница состоит лишь в том, что на повысительных подстанциях происходит, как это следует из самого названия, повышение напряжения, а на понизительных — обратно. Шины повышенного напряжения обоих видов подстанций являются, если они находятся в узловых точках сети, коммутационными узлами системы. В тех случаях, когда станция или понизительная подстанция находится в „тупике", в кольцевой сети и т. д., коммутационные схемы понизительных и повысительных подстанций на стороне высшего напряжения должны быть построены по одному и тому же принципу, поскольку их назначение одинаково — соединить подстанции с подходящими линиями сети. Шины низшего напряжения у обоих видов подстанции служат для одной и той же цели, а именно распределить энергию между фидерами, отходящими на этом напряжении.

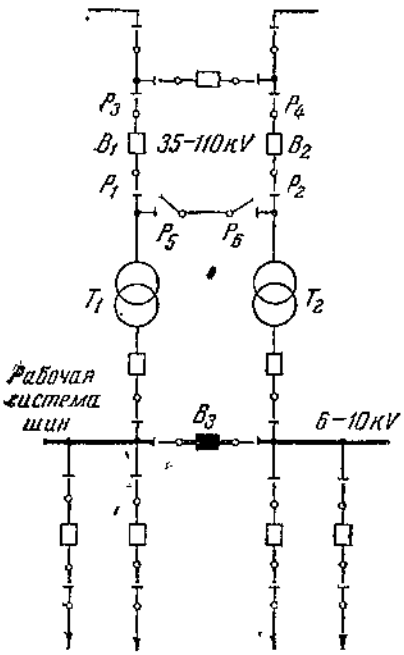
Напомним, что в некоторых случаях подстанции при станциях работают в реверсивном режиме. При избытке мощности на станции энергия отдается в сеть системы, а при недостатке — нагрузка на шинах низшего напряжения частично получает питание из системы. Подстанция, следовательно, работает часть времени как повысительная, а часть—как понизительная. Это положение также показывает на необходимость однотипного построения схем повысительных и понизительных подстанций.

Изложенное выше позволяет при изучении схем понизительных подстанций отказаться от их подробного рассмотрения.

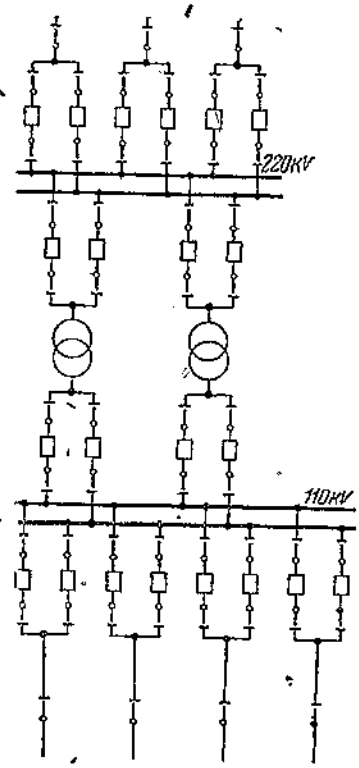
На тупиковых понизительных подстанциях применяются схемы: блок линия—трансформатор, мостика и т. д.

Проходные подстанции на стороне высшего напряжения коммутируются по схемам: мостика (фиг. XVI,55), четырехугольника и с двойной системой шин.

Сравнивая схему мостика понизительной подстанции (фиг. XVI,55) с такой же схемой для повысительной подстанции (фиг. XVI,28c), замечаем добавочные разъединители P_1—P_3 у выключателей B_1—B_2. Необходимость этих разъединителей на понизительных подстанциях объясняется желанием оставить в работе, например, трансформатор T_1 при осмотрах и ревизиях выключателя B_1. Для этого сначала включаются разъединители P_5 и P_6, отключается выключатель B_1, а затем и разъединители P_1 и P_3. В случае отсутствия разъединителя P_1 при работах с выключателем B_1 включение разъединителей P_5 и P_6 было бы невозможно и подстанция получала бы питание от одного трансформатора T_2. Последнее может привести к необходимости отключения части потребителей.



Фиг. XVI, 55.



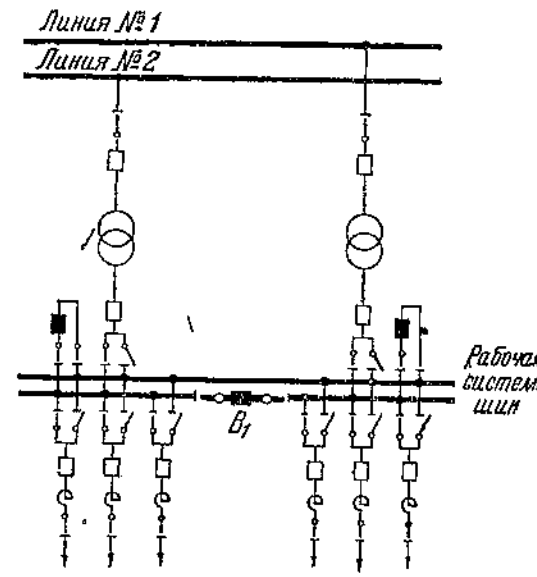
Фиг. XVI, 56.

На повысительных подстанциях, работающих в системе, отключение одного из трансформаторов при ревизиях и ремонтах выключателей обычно является возможным. В трансформаторах повысительных подстанций обычно имеется разрыв мощности и кроме того в случае необходимости недостающая мощность может быть подана от других электростанций системы. Понизительная же подстанция служит единственной питающей точкой данного района.

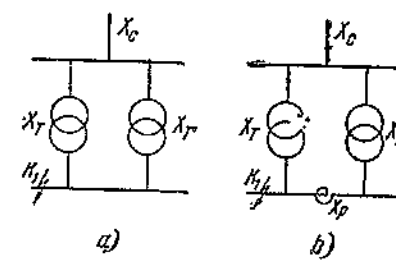
Узловые подстанции должны иметь двойную систему шин, а при большой их ответственности могут коммутироваться по американскому принципу, т. е. с присоединением каждой цепи к шинам через два выключателя (фиг. XVI,56).

Все эти схемы будут иметь преимущества и недостатки, отмеченные ранее при рассмотрении их применительно к повысительным подстанциям.

В ряде случаев является целесообразным присоединение трансформаторов отпайками к двум параллельным линиям сети (фиг. XVI,57), что соответствует схеме сквозных фидеров. Эта схема требует наименьшего количества аппаратуры и поэтому должна применяться во всех случаях, когда это возможно.



Фиг. XVI, 57.



Фиг. XVI, 58.

Остановимся теперь на вопросе коммутации подстанций на вторичном напряжении. На схемах фиг. XVI,55 и XVI,57 рабочая система шин показана секционированной выключателями, нормально отключенными. Это мероприятие вызывается следующими соображениями:

1. Уменьшение токов короткого замыкания на шинах подстанции и связанная с этим возможность выбора более легкой и дешевой аппаратуры.

2. Большее остаточное напряжение на одной из секций шин при авариях на другой секции или приключенных к ней фидерах. Последнее имеет особо большое значение, если отходящие фидеры не реактированы.

Недостатком раздельной работы секций шин являются несколько большие потери энергии в трансформаторах, чем при их параллельной работе. При раздельной работе трансформаторы будут нагружены неодинаково; наименьшие же потери энергии при трансформаторах равной мощности будут при одинаковой нагрузке обоих трансформаторов.

Секционирование шин подстанции можно осуществить не выключателем, а разъединителем. Наличие выключателя делает схему значительно более гибкой, а именно: 1) допускает эксплоатационно простое отключение и включение одного из трансформаторов для уменьшения потерь энергии в них при колебаниях графика нагрузок; 2) позволяет осуществить автоматическое подключение второй секции шин в случае аварийного выхода одного из трансформаторов. Принцип устройства автоматического включения второй секции шин тот же, что был рассмотрен при описании схемы распределительного пункта.

Из приведенного выше следует, что для уменьшения токов короткого замыкания на подстанциях применяется „жесткое" секционирование шин, а не их реактирование, как на станциях. Реактирование шин подстанции, как правило, дает очень малый эффект, что может быть показано на сравнении схем фиг. XVI,58a и b. При замыкании в точке k_1 суммарный реактанс до места короткого замыкания составит:

1. В схеме без реактирования шин

$$x_{\Sigma}=x_c+\frac{x_m}{2}.$$

2. В схеме с реактированием шин

$$x'_{\Sigma}=x_c+\frac{x_m(x_m+x_p)}{2x_m+x_p}.$$

Реакторы в шинах подстанций пришлось бы брать с реактивным сопротивлением, близким к реактивному сопротивлению трансформатора. Принимая

$$x_p=x_m,$$

получим

$$x_{\Sigma}=x_c+0{,}5\,x_m,$$

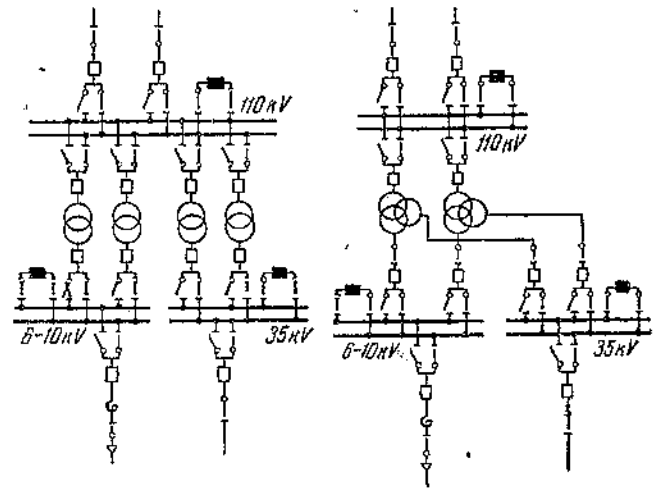
$$x'_{\Sigma}=x_c+0{,}63\,x_m,$$

т. е. приведенный реактанс до точки короткого замыкания при реактировании шин увеличивается незначительно. Установка же реакторов удорожает и усложняет подстанцию.

На отходящих кабельных фидерах мощных подстанций устанавливаются реакторы. Мотивы, вызывающие их установку, те же, что и на станциях. Ввиду значительной электрической удаленности шин вторичного напряжения подстанций от генераторов необходимость в реакторах на подстанциях встречается реже, чем на станциях.

Очень часто условия района, питаемого подстанцией, обусловливают необходимость иметь два вторичных напряжения: одно 6 – 10 kV для близлежащих потребителей и второе 35 — 110 kV для более удаленных. Эти напряжения могут быть получены двумя путями: 1) установкой отдельных понизительных трансформаторов на каждое вторичное напряжение (фиг. XVI,59) и 2) установкой трехобмоточных трансформаторов (фиг. XVI,60).

Сравнение этих вариантов по первоначальным материальным и капитальным затратам показывает, что



Фиг. XVI, 59 и 60.

первый вариант значительно менее выгоден чем второй, в основном из-за удвоенного количества аппаратуры первичного напряжения. Стоимость ячеек выключателей на первичном напряжении очень высока (при 110 kV порядка 125 — 150 тыс. руб., при 220 kV — 400—500 тыс. руб.). Кроме того вариант с трехобмоточными трансформаторами имеет и эксплоатационные преимущества вследствие меньшего числа трансформаторов и выключателей.

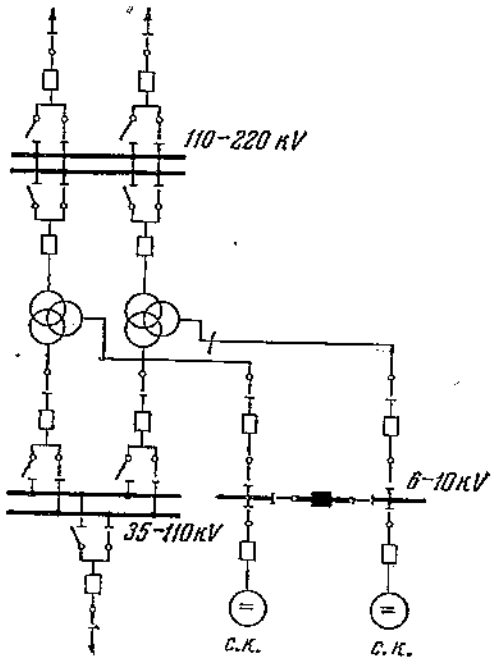
Особенностью схемы с трехобмоточными трансформаторами является только наличие дополнительных разъединителей между вторичными и третичными обмотками трансформаторов и соответствующими выключателями. Назначение этих разъединителей было уже рассмотрено в § XVI,11 „Схемы коммутации мощных станций с генераторным и повышенным напряжениями".

Для повышения надежности работы подстанций применяются те же самые мероприятия, что и на электростанциях, а именно: секционирование шин вторичного напряжения, работа на двух системах шин с включенным шиносоединительным выключателем и американский принцип коммутации.

Питание собственных нужд подстанций (освещение, мастерские, вентиляция, масляное хозяйство и т. д.) осуществляется от специальных трансформаторов мощностью 50 100 kVA, имеющих вторичное напряжение 380 220 V или 220/127 V. Присоединение трансформаторов выполняется через выключатели или через разъединители и плавкие предохранители. Ввиду малой мощности трансформаторов собственных нужд никаких затруднений с отключением их холостого тока разъединителями не будет.

XVI,23. СХЕМЫ КОММУТАЦИИ ПОДСТАНЦИЙ С СИНХРОННЫМИ КОМПЕНСАТОРАМИ

Дефицит реактивной мощности в энергосистемах и необходимость регулирования напряжения заставляет генерировать реактивную мощность в некоторых узловых точках сети системы. Для этой цели могут быть применены вращающиеся компенсаторы или статические конденсаторы.



Фиг. XVI, 61.

Синхронные компенсаторы присоединяются к шинам 6—10 kV понизительных подстанций.

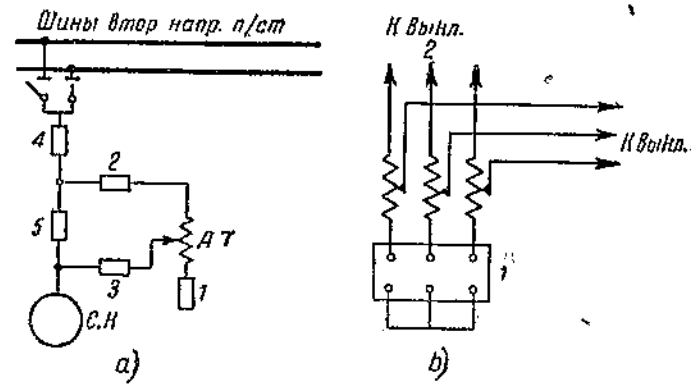
Если подстанция, на которой должны быть установлены синхронные компенсаторы, не имеет по условиям питания потребителей напряжения, необходимого для присоединения компенсаторов (вторичное напряжение на подстанции 110 или 35 kV), то для включения их целесообразно установить трехобмоточные трансформаторы с соответствующим напряжением третьей обмотки. Такое решение не требует установки добавочной аппаратуры на стороне первичного напряжения подстанции и не вызывает увеличения мощности трансформаторов. Включение синхронных компенсаторов, выполненное по такому способу, изображено на фиг. XVI,61.

Распространенным способом пуска синхронных компенсаторов является асинхронный пуск при помощи автотрансформатора (схема Корнодорфера) с одной промежуточной ступенью напряжения в 25—30% от полного (фиг. XVI,62a). Для компенсаторов 35—50 MVA применяют автотрансформаторы с двумя ступенями, причем вторая ступень дает около 40% напряжения.

На схеме фиг. XVI,62a выключатель *1* служит для замыкания нулевой точки автотрансформатора, что и показано в трехлинейном изображении на фиг. XVI,62b.

Процесс пуска состоит из следующих операций:

1. При замкнутой через сопротивление цепи возбуждения включаются последовательно выключатели *1*, *2*, *3* и *4*, благодаря чему к компенсатору подводится пониженное автотрансформатором напряжение. Компенсатор начинает развертываться как асинхронный двигатель.



Фиг. XVI, 62.

2. Компенсатору дается частичное возбуждение (соответствующее пониженному напряжению на его зажимах) и он входит в синхронизм.

3. Размыкается выключатель *1*, и автотрансформатор начинает работать как реактор, поглощающий часть подводимого напряжения.

4. Включается выключатель *5*, шунтирующий автотрансформатор, и машине дается полное возбуждение, соответствующее холостому ходу.

5. Процесс пуска заканчивается отключением выключателей *2* и *3*.

Рассмотренная схема требует установки пяти выключателей. Из них выключатели *4* и *5* включены во время нормальной работы компенсатора, а выключатели *1*, *2* и *3* работают только во время пуска. Выключатель *4* снабжается защитой, действующей на его отключение при повреждении в цепи синхронного компенсатора, и потому должен выбираться по всем параметрам токов короткого замыкания, т. е. по сквозному току короткого замыкания и по предельному отключаемому току. Выключатель *5* не производит аварийных отключений, но при работе компенсатора включен в основную цепь и, следовательно, должен проверяться по условиям сквозного короткого замыкания.

Выключатели *2* и *3*, хотя и могут подвергнуться воздействию сквозного короткого замыкания во время пуска, но ввиду кратковременности процесса пуска по этим условиям обычно не проверяются. Выключатель *1*, расположенный за автотрансформатором, находится в облегченных условиях работы и также может не проверяться по токам короткого замыкания.

Для пуска больших компенсаторов часто применяют разгонные асинхронные двигатели. Схема с разгонным двигателем имеет то преимущество, что позволяет использовать синхронный компенсатор в качестве генератора для испытания линий, трансформаторов и оборудования подстанций при помощи подъема напряжения с нуля.

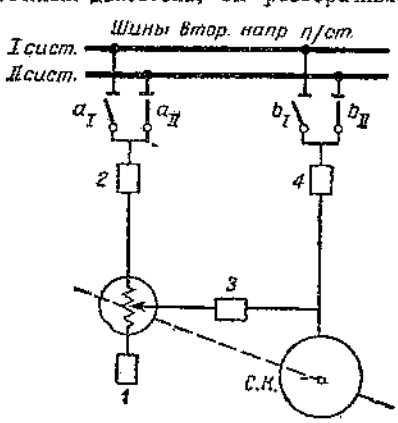
Принципиальная схема пуска компенсатора при помощи асинхронного двигателя, сидящего на одном

валу с компенсатором, разработанная ХТГЗ, изображена на фиг. XVI,63.

При пуске компенсатора роль автотрансформатора в этой схеме выполняет разгонный двигатель, для чего обмотки его статора должны иметь отпайки и выведенные нулевые концы.

Процесс пуска синхронного компенсатора состоит из следующих операций:

1. Включением выключателей *1* и *2* запускается разгонный двигатель, он разворачивает ротор синхронной машины до асинхронного числа оборотов. Возбуждение компенсатора отключено.



Фиг. XVI, 63

2. Замыкается выключатель *3*, чем от статора двигателя (как от автотрансформатора) к компенсатору подводится пониженное напряжение (порядка 20%).

3. Компенсатору дается первая ступень возбуждения, соответствующая напряжению его на зажимах, и он входит в синхронизм.

4. Отключается выключатель *1* (двигатель начинает работать как дроссель) и компенсатору дается вторая ступень возбуждения, соответствующая холостому ходу.

5. Включением выключателя *4* компенсатор присоединяется к шинам подстанции непосредственно.

6. Процесс пуска компенсатора заканчивается отключением выключателей *2* и *3*.

При необходимости произвести испытание линии или какого-либо другого объекта путем подъема напряжения с нуля компенсатор и испытуемый объект должны быть выделены на отдельную систему шин. Для этого перед процессом пуска двигатель и компенсатор приключаются разъединителями на разные системы шин: двигатель — на рабочую, компенсатор и испытуемый объект — на резервную.

Самый пуск синхронной машины генератором производится в следующем порядке:

1. Включаются выключатели *1* и *2* и разгонный двигатель механически связанный с компенсатором, доводит его ротор до асинхронного числа оборотов.

2. Выключением выключателя *4* компенсатор подключается к объекту испытания.

3. Возбуждение компенсатора, а следовательно, и напряжение статорной обмотки поднимаются с нуля до номинальной величины.

После этих операций компенсатор работает как генератор, но с несколько сниженной по сравнению с номинальной частотой.

Необходимо отметить, что при использовании компенсатора для испытания линий мощность пускового двигателя должна быть выбрана с учетом активных потерь в компенсаторе, трансформаторе и линии.

В тех случаях, когда подстанция, на которой устанавливается компенсатор, не имеет напряжения 3÷6 kV, присоединение двигателя к шинам подстанции осуществляется через особый трансформатор.

XVI,24. СТАТИЧЕСКИЕ КОНДЕНСАТОРЫ НА ПОДСТАНЦИЯХ МЕСТНОГО И РАЙОННОГО ЗНАЧЕНИЙ

За последнее десятилетие в распределительных сетях Союза и за границей получили большое распространение статические конденсаторы, используемые для генерирования реактивной мощности.

Главными достоинствами статических конденсаторов являются: малые потери мощности, простота эксплоатации и удобство расширения установки.

К недостаткам статических конденсаторов следует отнести значительные токи включения и наличие остаточного напряжения на конденсаторах после их отключения от сети.

Применение статических конденсаторов в зависимости от места их установки может давать различный эффект. При установке их на шинах первичного напряжения подстанций они улучшают коэфициент мощности только в сети, питающей подстанцию, не влияя на уменьшение потерь энергии и мощности в трансформаторах и во вторичной сети. Теоретически более выгодным представляется установка статических конденсаторов ближе к потребителю, т. е. на вторичной стороне местных подстанций или еще лучше непосредственно у двигателей. Практически последний способ применим только в частных случаях ввиду того, что разрозненная установка большого количества мелких конденсаторов удорожает схему и понижает ее эксплоатационные качества. Что касается групповой установки конденсаторов на шинах низкого напряжения (220÷500 V), то и этот способ ввиду своей большой стоимости также не может быть рекомендован.

Дело в том, что стоимость конденсаторов низкого напряжения значительно выше стоимости конденсаторов высокого напряжения; например, конденсаторы на напряжение 6 600 V стоят 55 руб. за 1 kVAr, а на напряжение 220 V они стоят 350 руб. за 1 kVAr.

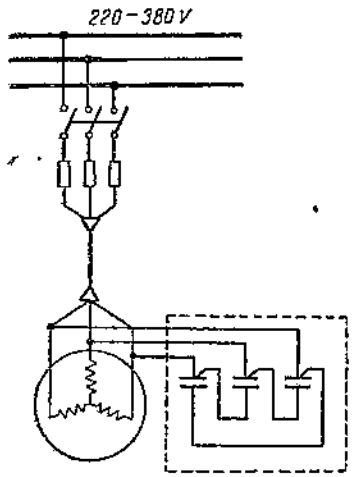
Особенностью схемы включения статических конденсаторов является наличие специальных разрядных сопротивлений, присоединяемых к ним параллельно во всех случаях, когда нет естественной разрядной цепи (например, обмотки двигателя). Согласно требованиям норм величина разрядного сопротивления должна быть такова, чтобы через 1 мин. после отключения конденсаторной установки от сети остаточное напряжение на ее зажимах не превосходило 50—65 V.

В установках низкого напряжения в качестве разрядных сопротивлений обычно применяются сопротивления, а в установках высокого напряжения — трансформаторы напряжения.

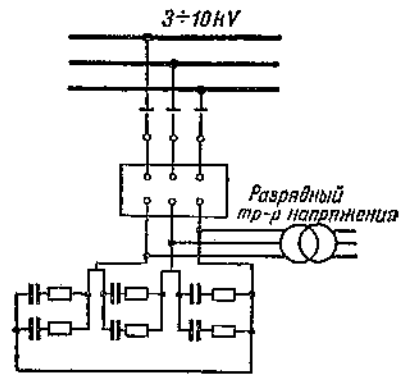
Схема глухого приключения трех статических конденсаторов низкого напряжения, соединенных в треугольник, к цепи двигателя изображена на фиг. XVI,64. В данном случае специальных разрядных сопротивлений не требуется, так как при отключении двигателя конденсатор разряжается на обмотку двигателя.

На фиг. XVI,65 изображено включение конден-

саторных батарей к сборным шинам высокого напряжения (3÷10 kV). Включение осуществлено через выключатель. Каждый из конденсаторов батарен снабжен своим предохранителем. При такой схеме

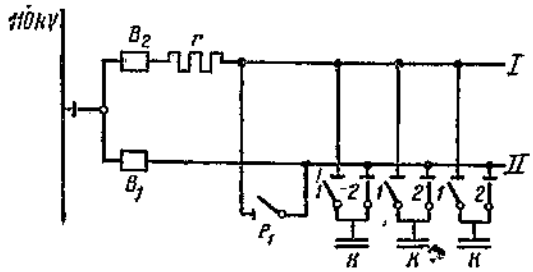


Фиг. XVI, 64.



Фиг. XVI, 65.

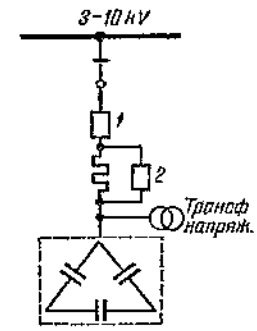
перегорание одного предохранителя выводит из работы только одну из банок конденсаторной батарен. Учитывая наличие повышенного тока при включении конденсаторов, плавкие вставки предохранителей следует брать инертные. В качестве разрядного сопротивления использован трансформатор напряжения, глухо присоединенный к конденсаторной установке.



Фиг. XVI. 67

Практика эксплоатирующих организаций показала, что при мощности конденсаторной батарен до 1 000 kVAr можно не применять специальных приспособлений для ограничения тока включения конденсаторов. При мощностях батарей более 1 000 kVAr их включение следует производить через пусковые, нормально зашунтированные, сопротивления. На фиг. XVI,66 дана принципиальная схема такого присоединения конденсаторной батарен высокого напряжения. При пуске включается выключатель *1* (при отключенном выключателе *2*) и пусковой ток ограничивается сопротивлением. По окончании процесса пуска пусковое сопротивление шунтируется выключателем *2*.

В последние годы в заграничной практике начинают получать распространение высоковольтные статические конденсаторы, собираемые в мощные батареи, успешно конкурирующие с вращающимися компенсаторами. Преимуществом статических конденсаторов по сравнению с вращающимися компенсаторами кроме малых потерь и простоты эксплоатации является возможность их непосредственного включения на высокое напряжение (35—110 kV и выше) в любой точке сети. Из-за необходимости регулировать величину реактивной мощности, генерируемой конденсаторами, в соответствии с режимом сети, конденсаторные установки выполняются в виде ряда батарей, снабженных отключающими приспособлениями.



Фиг. XVI, 66.

Принципиальная схема крупной (15 MVAr) регулируемой конденсаторной установки, приключенной к шинам 110 kV, приведена фиг. XVI,67. Как видно из этой схемы, конденсаторная установка присоединена к шинам 110 kV, через разъединитель и вилку из двух выключателей B_1 и B_2, из которых один B_2 снабжен последовательно включенным сопротивлением r.

Выключатель B_2 предназначен для производства операций по включению и отключению отдельных конденсаторных батарей. Выключатель B_1 таких операций не выполняет и служит для соединения батарей с сетью помимо сопротивления r.

Через эти выключатели, нормально включенные, подается напряжение к двум системам шин: переключательной I и рабочей II. Конденсаторная установка состоит из ряда батарей, связанных с обеими системами шин через вилки из разъединителей. Правые разъединители *2* нормально включены.

Включение любой батарен производится в следующем порядке: при отключенном выключателе B_2 замыкается разъединитель *1* соответствующей батареи. Включением выключателя B_2 батарея присоединяется к сети, причем ток включения ограничивается добавочным сопротивлением r. Затем включается разъединитель *2* (через него потечет небольшой уравнительный ток, обусловленный паденнем напряжения в сопротивлении r), и отключается разъединитель *1*; батарея оказывается приключенной к сети через разъединитель *2* и выключатель B_1.

Процесс отключения любой батарен производится в обратном порядке: включают разъединитель *1* и отключают разъединитель *2*; батарея оказывается приключенной к сети через оперативный выключатель B_2 и сопротивление r. Отключением этого выключателя батарея отсоединяется от сети.

Шиносоединительный разъединитель P_1 служит для производства быстрого отключения всей конденсаторной установки. Это отключение производится при включенном разъединителе P_1 путем последовательного отключения выключателей B_1 и B_2.

ГЛАВА XVII

СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

XVII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В установку собственных нужд входят механизмы, машины и аппараты, работой которых обеспечивается эксплоатация агрегатов станции или подстанции как в нормальных, так и в аварийных условиях.

Для привода механизмов собственных нужд в настоящее время применяются почти исключительно электрические двигатели. Паровой привод находит применение на тепловых электростанциях только в качестве резервного для тех механизмов, остановка которых грозит полным прекращением работы станции или может повлечь разрушение оборудования.

Расход энергии на собственные нужды электростанций колеблется в широких пределах: Наименьшее количество вспомогательного оборудования и наименьший расход энергии на собственные нужды имеют гидроэлектрические станции, где он составляет от 0,5 до 1% от общей выработки энергии.

Расход энергии на собственные нужды тепловых электростанций значительно больше гидроэлектрических и равен в среднем от 4 до 8% для конденсационных, достигая 12—13% на теплоцентралях.

Вопросу снижения расхода на собственные нужды электростанций уделяется самое серьезное внимание. В результате борьбы за снижение расхода и развития стахановского движения на электростанциях в системе НКЭС удалось достичь снижения расхода энергии с 7% в 1936 г. до 6,8% в 1939 г.

Несмотря на эти результаты, расход энергии на собственные нужды все еще велик по сравнению с передовыми станциями Европы и Америки и должен быть снижен еще.

Механизмы собственных нужд по своему значению для работы станций могут быть разделены на ответственные и неответственные. К первым из них относятся механизмы, прекращение работы которых даже на короткий срок вызывает остановку станции (агрегата) или приводит к необходимости снижения нагрузки станции (сброс нагрузки). Среди ответственных механизмов имеются и такие, остановка которых приводит к порче основного оборудования станции или даже к его разрушению (например, прекращение подачи воды в котлы приводит к взрыву некоторых типов котлов).

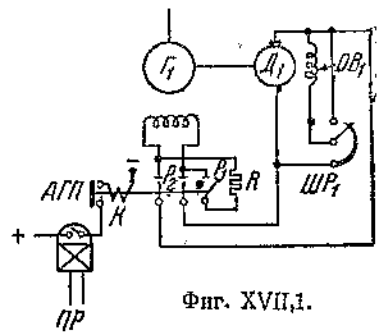
К неответственным механизмам относятся те из них, прекращение работы которых на относительно короткий срок не вызывает ни остановки станции, ни снижения ее нагрузки.

В зависимости от того, к какой из групп принадлежат механизмы собственных нужд, к электродвигателям этих механизмов и к схемам их питания предъявляются различные требования. Электродвигатели ответственных механизмов собственных нужд и схемы их питания должны в максимальной степени обеспечить надежность работы этих механизмов.

XVII,2. МЕХАНИЗМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Тепловые станции представляют сложный комплекс, имеющий большое количество механизмов собственных нужд.

Одним из наиболее ответственных элементов собственных нужд электростанций является возбуждение генераторов. На тепловых станциях, агрегаты которых имеют большое число оборотов, возбудители устанавливаются на одном валу с генератором. В этом случае применяется система непосредственного возбуждения. Возбудитель $Д_1$ (фиг. XVII,1) соединяется с обмоткой возбуждения генератора $Г_1$, причем между возбудителем и генератором не устанавливается ни одного коммутационного аппарата кроме автомата гашения поля (*АГП*). Непосредственное соединение возбудителя с генератором преследует цель сделать возможно более надежной эту цепь. В огромном большинстве случаев в качестве возбудителя берется шунтовая динамомашина, в цепь возбуждения которой включается реостат $ШР_1$. Регулируя этим реостатом ток возбуждения возбудителя и тем самым ток возбуждения генератора, можно обеспечить необходимую плавность регулирования напряжения на зажимах генератора.



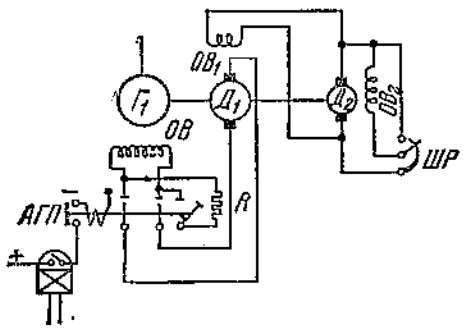
Фиг. XVII,1.

На некоторых старых установках имеется добавочный реостат в цепи возбуждения генератора, так называемый магнитный регулятор. Регулирование напряжения генератора в этих случаях ведется при помощи обоих реостатов. Поскольку реостаты в цепи возбуждения генератора обусловливают значительные потери энергии, а плавное регулирование может быть получено без них, от установки этих реостатов теперь отказываются.

Все современные генераторы снабжаются автоматами гашения поля, назначением которых является погасить магнитное поле генератора при повреждениях в последних. Отключение генератора от внешней сети при внутренних его повреждениях недостаточно, так как ток короткого замыкания продолжает поддерживаться возбуждением вращающегося генератора и производит разрушение обмоток и

стали статора. Для прекращения тока короткого замыкания необходимо снять возбуждение генератора, или, как говорят, погасить поле. Для уменьшения повреждений в генераторе чрезвычайно важно, чтобы процесс гашения поля происходил быстро.

В момент короткого замыкания в цепи возбуждения имеется запас электромагнитной энергии. Простой разрыв цепи возбуждения поэтому недопустим, так как возникающее при этом перенапряжение может привести к пробою изоляции цепи возбуждения. Если же для гашения поля генератора просто



Фиг. XVII, 2.

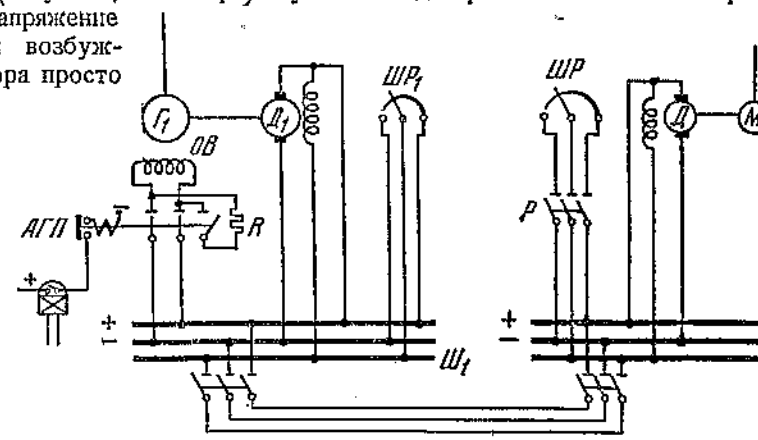
закоротить его обмотку возбуждения, то запасенная энергия будет расходоваться в относительно малом активном сопротивлении цепи возбуждения и процесс гашения поля будет продолжительным. Существует ряд способов, имеющих своей целью ускорение процесса гашения поля. В СССР наиболее распространенным является следующий.

При коротком замыкании в генераторе релейная защита подает импульс на промежуточное реле $ПР$ (фиг. XVII,1), которое, замыкая свои контакты, подает ток на катушку $К$. Последняя приводит в действие автомат гашения поля. В первую очередь замыкается рубильник $Р_1$ в цепи сопротивления R, шунтирующего обмотку возбуждения генератора, после чего двухполюсный рубильник $Р_2$ размыкает цепь возбудителя. В результате этих операций обмотка возбуждения замыкается на сопротивление R, в котором происходит поглощение запасенной электромагнитной энергии, а возбудитель отсоединяется от обмотки возбуждения. Напряжение на зажимах генератора в течение нескольких секунд спадает до величины остаточного напряжения. Период спадания напряжения зависит от постоянных обмотки возбуждения и величины сопротивления R.

Отметим, что при обратном включении автомата гашения поля сначала замыкается цепь возбуждения, а после этого происходит размыкание рубильника в цепи сопротивления R.

Для повышения устойчивости параллельной работы генераторов применяются различные мероприятия, в том числе быстродействующее возбуждение, обусловливающее быстрое повышение их э. д. с. Это достигается установкой на общем валу главного генератора $Г_1$ (фиг. XVII,2) возбудителя $Д_1$ с подвозбудителем $Д_2$. Последний берется шунтового типа и питает непосредственно обмотку возбуждения OB_1 возбудителя $Д_1$. Автомат гашения поля и в этом случае включается в цепь возбуждения генератора.

Опыт эксплоатации станций показывает, что неисправности возбудителя (например, искрение на коллекторе) служат иногда причиной остановки агрегата.



Фиг. XVII, 3.

Для устранения остановок генераторов в таких случаях в последнее время на станциях стали устанавливаться резервные возбудители (фиг. XVII,3).

Резервный возбудитель $Д$, приводимый в движение асинхронным двигателем $М$, присоединяется перемычками к шинам $Ш_1$ соответствующих генераторов. К шинам $Ш_1$ присоединяется и возбудитель $Д_1$. Схема фиг. XVII,3 допускает использование шунтового реостата генератора $ШР_1$ и при работе резервного возбудителя (шунтовой реостат последнего $ШР$ отключается при этом рубильником $Р$). Это очень удобно в эксплоатации, поскольку все управление генератором $Г_1$ остается сосредоточенным на том же пульте и при работе резервного возбудителя.

Шунтовой реостат $ШР$, устанавливаемый на отдельной панели, вводится в работу только при неисправности основного шунтового реостата $ШР_1$.

Механизмы собственных нужд тепловых электростанций могут быть разделены на следующие основные группы:

1. Механизмы для доставки и погрузки топлива на склад или для перегрузки со склада и транспортировки топлива в котельную. Двигатели этой группы обслуживают механизмы преимущественно транспортного типа, как-то: ленточные транспортеры, разгрузочные краны, грейферы и пр. К этой же группе механизмов следует отнести приспособления для предварительной подготовки топлива: дробилки, грохоты и пр.

На станциях, работающих на торфе, топливо часто доставляется с болот непосредственно в надбункерное помещение котельной без пропуска через склад. В этих случаях для транспортировки топлива применяются электровозы или канатные дороги.

Механизмы этой группы не являются ответственными, так как кратковременная остановка их не приводит к прекращению работы станции или снижению нагрузки. Во избежание же длительной остановки механизмов рассматриваемой группы механизмы и приводы к ним дублируются.

2. Механизмы для переработки топлива применяются на станциях с сжиганием топлива в пылевидном состоянии. Для этого уголь пропускается через специальные мельницы, где размалывается в пыль. Угольная пыль извлекается из мельниц вентиляторами (эксгаустерами) в виде аэропыли и поступает или непосредственно в форсунки топок котлов или в промежуточные бункеры пыли. В последнем случае аэропыль пропускается предварительно через сепараторы (виндзихтер, циклон), для того чтобы выделить пыль из смеси ее с воздухом.

Кроме двигателей этих основных механизмов в системе пылеприготовления имеется ряд мелких двигателей к вспомогательным механизмам, как-то: автоматические весы, питатели угля и др.

Эта группа механизмов является ответственной только в системах без промежуточного бункера, где эксгаустер используется одновременно и для подачи пыли в топку.

Расход энергии на пылеприготовление достигает 30% (по данным за 1939 г.) от общего расхода на собственные нужды.

3. Механизмы системы сжигания топлива. Минимальную мощность имеют двигатели этой группы на станциях, работающих на жидком и газообразном топливе. В первом случае применяются только перекачивающие насосы, а во втором газ поступает в топку под естественным давлением и потому нужны лишь механизмы для регулирования притока газов.

Кусковое топливо (уголь или торф) сжигается на решетках и потому требуются лишь двигатели для привода решеток.

Пылевидное топливо сжигается в форсунках. Аэропыль подается мельничными вентиляторами непосредственно из мельниц или получается из угольной пыли, хранящейся в бункерах. Пыль подается шнеками или кинионами в струе воздуха вентилятора первичного воздуха или мельничного вентилятора. Дозировка пыли в аэросмеси осуществляется пи ателями пыли.

Все механизмы системы сжигания топлива весьма ответственны и требуют кроме того регулирования их производительности. Прекращение работы механизмов этой группы приводит к необходимости остановки котла, а поэтому питание этих двигателей должно быть весьма надежным.

4. Механизмы тягового и дутьевого устройств котлов. Для поддержания и регулирования процесса горения в топках котлов устанавливаются дутьевые вентиляторы и дымососы. Эти механизмы очень ответственны, так ка пкрекращение работы их ведет к остановке котла. Только небольшие котлы могут работать при остановленных дымососах и вентиляторах на самотяге со сниженной производительностью. Механизмы эти требуют устройств, допускающих регулирование их производительности.

5. Механизмы питания котлов водой. Вода подается в котел питательными насосами. Последние являются наиболее ответственными механизмами станции, и поэтому обеспеченность их работы должна быть максимально надежной, а сами насосы должны быть резервированы. На современных электростанциях питательные насосы приводятся в движение электродвигателями, но кроме того предусматриваются резервные насосы с паровым приводом.

6. Механизмы для конденсирования пара и откачки конденсата. Для откачки конденсата обычно устанавливаются два насоса на турбину, каждый из которых выбирается с производительностью, достаточной для удаления всего конденсата одной турбины. Охлаждающая вода подается циркуляционными насосами. При индивидуальных насосах турбина имеет два циркуляционных насоса, каждый из которых обеспечивает работу турбины с полной нагрузкой, хотя бы при ухудшенном вакууме. При центральной системе подачи охлаждающей воды число и мощность рабочих и резервных насосов выбирается в соответствии с общей мощностью станции, температурой охлаждающей воды и пр. Эти механизмы очень ответственны. Остановка конденсатных насосов приводит к заполнению трубок конденсатора конденсатом, а остановка циркуляционных насосов — к срыву вакуума. В обоих случаях турбина должна быть остановлена. Только турбины небольшой мощности до 4—6 MW могут в аварийных случаях кратковременно работать с пониженной мощностью без конденсации на выхлоп, т. е. с выпуском пара в атмосферу. Отметим, что некоторые типы турбин мощностью до 4—5 MW имеют конденсатные и циркуляционные насосы с механическим приводом от вала турбины. В последнем случае насосы останавливаются только при повреждении турбины и потому не нуждаются в резервных приводах.

Для турбин большой мощности, имеющих насосы с электрическим приводом, в ряде случаев предусматривают резервные паровые приводы к насосам, автоматически вступающие в работу при прекращении работы электродвигателей.

7. Механизмы бойлерной установки. Бойлерные установки имеют питательные насосы, служащие для подачи подогреваемой воды, и конденсатные насосы для откачки сконденсированного пара. Эти приемники не являются ответственными, поскольку их остановка ведет только к временному прекращению подачи теплой воды потребителям. Схемы питания электродвигателей этих насосов не требуют повышенной надежности.

8. Механизмы вспомогательного оборудования станций. Кроме перечисленных основных механизмов на станции имеются механизмы, приводимые в движение электродвигателями, необходимые для выполнения вспомогательных процессов, как-то: приготовление химически чистой воды, удаление золы из котельной (багерные и смывные насосы) и т. д.

К этой группе могут быть отнесены и устройства, обеспечивающие нормальные условия работы эксплоатационного персонала, как-то: вентиляция помещений, лифты, электрическое освещение и т. п.

Все механизмы этой группы допускают кратковременные перерывы в работе. Исключением является освещение станции, часть которого, так называемое аварийное освещение должно быть обеспечено при всех условиях, даже при аварийной остановке всей станции. Последнее предопределяет необходимость иметь для аварийного освещения независимый резервный источник питания, для которого обычно применяется аккумуляторная батарея.

9. Механизмы, обслуживающие вспомогательные цехи станции. В эту группу входят механизмы электротехнических и механических мастерских, лабораторий и т. д., допускающие длительные перерывы в работе.

В табл. XVII,1 сведены основные механизмы собственных нужд тепловых станций с разделением их на ответственные и неответственные.

Таблица XVII,1

Ответственные механизмы	Неответственные механизмы
1. Питательные, циркуляционные и конденсатные насосы	1. Мельницы в системах с промежуточным бункером
2. Дымососы и дутьевые вентиляторы	2. Мельничные вентиляторы в системах с промежуточным бункером
3. Вентиляторы первичного воздуха в системах с промежуточным бункером	3. Сетевые насосы
4. Мельничные вентиляторы в системах без промежуточного бункера	4. Механизмы топливоподачи
5. Питатели пыли и топочные решетки	5. То же, золоудаления
6. Мельницы в системах без промежуточных бункеров	6. То же, химической очистки воды
7. Масляные насосы турбин	7. То же, масляного хозяйства
8. Вентиляторы для обдувки трансформаторов	8. Вентиляция помещений
9. Электрическое освещение	

Из табл. XVII,1 видно, что некоторые механизмы, например, мельницы для размола угля, могут быть в зависимости от особенностей установки ответственными или неответственными механизмами.

Средние величины расхода электроэнергии по отдельным группам механизмов собственных нужд, отнесенные к суммарному расходу для всей станции, приведены в табл. XVII,2

Из этой таблицы видно, что на конденсационных станциях наиболее энергоемкими группами являются тяга и дутье, циркуляционные и питательные насосы и пылеприготовление. На теплофикационных станциях к энергоемким группам добавляются теплофикационные устройства.

Таблица XVII,2

Группа механизмов собственных нужд	Конденсационные станции				Теплоэлектроцентр.	
	мазут	торф	уголь кусковой	уголь пылевидный	уголь кусковой	уголь пылевидный
Хранение топлива	0,4	3,0	1,4	1,3	1,3	0,8
Приготовление топлива	—	2,0	2,8	29,8	1,7	28,0
Тяга и дутье	17,1	41,5	20,2	19,7	32,0	21,2
Питание котлов	38,2	16,8	8,4	14,0	13,1	9,5
Циркуляционные насосы	40,8	23,5	45,1	22,2	16,4	19,9
Теплофикационные насосы	—	—	—	—	26,6	8,5
Прочие	3,5	13,2	22,1	13,0	8,9	12,1
Итого	100	100	100	100	100	100

XVII,3. МЕХАНИЗМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Отсутствие транспортировки, приготовления и сжигания топлива, а также и других процессов, свойственных тепловым станциям, обусловливает значительно меньшие мощность и расход электроэнергии на собственные нужды гидростанций.

Весьма ответственным элементом собственных нужд гидростанций является возбуждение главных генераторов. Быстроходные генераторы гидростанций имеют возбудители и подвозбудители, сидящие на главном валу основного агрегата (непосредственное возбуждение). В этих случаях коммутационные схемы возбуждения гидростанций не отличаются от таковых для тепловых станций.

Для тихоходных гидрогенераторов с числом оборотов 100—120 в минуту и ниже часто применяется так называемое косвенное возбуждение, выполняемое обычно следующим образом: на вал главного генератора насаживаются добавочный домашний генератор переменного тока и его возбудитель. К сборным шинам домашнего генератора приключается мотор-генератор. Генератор постоянного тока этого агрегата служит возбудителем главного гидрогенератора.

Целесообразность применения косвенного возбуждения мотивируется тем, что выполнить надежно работающий тихоходный возбудитель, насаженный на вал турбины и имеющий вертикально стоящий коллектор большого диаметра, представляет большие трудности. Система косвенного возбуждения, схема которого будет разобрана ниже, дает большую надежность, чем применение возбудителя на одном валу с тихоходным гидрогенератором.

Отметим, что в последние годы ряд гидростанций США и с тихоходными машинами выполнен с возбудителями, сидящими на валу главных машин. По утверждениям фирм США современное положение машиностроения позволяет создать возбудители таких машин вполне надежными. Если дальнейший

опыт эксплоатации покажет правильность этих утверждений, то системе непосредственного возбуждения должно быть отдано предпочтение во всех случаях. Эта система имеет значительно меньше элементов (машин, аппаратов и соединений) и потому является более надежной по сравнению с косвенным возбуждением.

Большая надежность непосредственного возбуждения определяется также и тем, что остановка возбудителя при этой системе может последовать только в случаях остановки главного генератора, в то время как при косвенной системе возбуждения отключение мотор-генератора может быть вызвано также и причинами, не зависящими от главного агрегата. Потеря же возбуждения приводит к остановке главного генератора.

Механизмы собственных нужд гидростанций могут быть разделены на следующие основные группы:

1. **Крановые и подъемные механизмы, обслуживающие плотину, напорный бассейн, головной узел, машинный зал и прочие сооружения гидростанции.** К этой группе можно отнести и насосы для откачки воды из турбинных камер.

Все эти механизмы работают периодически и кратковременно. Несмотря на это, питание их двигателей должно быть надежным как в нормальных, так и аварийных режимах работы станции.

2. **Механизмы, обслуживающие непосредственно турбины и генераторы.** Наиболее ответственными из них являются двигатели для привода масляных насосов системы регулирования агрегата, смазки и охлаждения подшипников турбины и двигатели для привода возбудителей генераторов при косвенной системе возбуждения. Все эти механизмы длительно находятся в работе, а при остановке работы их приводов гидрогенераторы также должны быть остановлены.

Регулирование скорости турбин Френсиса и нагрузки их генераторов осуществляется воздействием регулятора скорости на масляный сервомотор, воздействующий в свою очередь на механизм поворота лопаток направляющего аппарата турбины. Для обеспечения надежного действия регулирующего устройства необходимо держать в нем масло под постоянным давлением, для чего применяются непрерывно вращающиеся масляные насосы и напорные масляные баки или резервуары сжатого воздуха (воздушные колпаки).

Регулирование скорости вращения турбин Каплана осуществляется не только поворотом направляющих лопаток, но и поворотом лопаток рабочего колеса. Поэтому количество масла в системе регулирования турбин Каплана много больше турбин Френсиса и поддержание давления масла в системе регулирования приобретает еще большее значение.

Для обеспечения надежности работы системы регулирования каждая турбина снабжается двумя насосами одинаковой производительности, из которых один непрерывно вращается. При аварийном отключении одного из них второй автоматически включается в работу.

Масляные насосы системы смазки подшипников агрегата также являются весьма ответственными механизмами, так как прекращение их работы приводит к остановке турбины. На тепловых электростанциях масляные насосы системы регулирования и смазки подшипников имеют непосредственный привод от вала турбины, а резервируются насосами с паровым приводом. Масляные же насосы гидротурбин приводятся в движение электродвигателями ввиду трудности выполнения непосредственного привода их от вала турбин и отсутствия на гидростанциях других источников энергии. Лишь для турбин небольшой мощности применяется ременная (цепная) передача от вала турбины.

Необходимая надежность работы системы смазки достигается применением резервных насосов и выбором надежной схемы питания их электроприводов.

3. **Группа механизмов, обслуживающих вспомогательные хозяйства станции,** аналогична такой же группе для тепловых станций и включает: вентиляцию, механические мастерские, освещение и т. д.

4. **Электрический обогрев.** На гидроэлектрических станциях, расположенных в северных районах, применяется электрический обогрев решеток и направляющих затворов, имеющий целью предупредить обмерзание решеток, препятствующее входу воды в турбинные камеры, и обмерзание направляющих затворов, препятствующее подъему и спуску щитов. Эта группа не требует повышенной надежности питания.

XVII,4. ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕХАНИЗМОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Для выявления условий работы электродвигателей в системе собственных нужд станций и требований, предъявляемых к ним, необходимо знать: характеристики механизмов, приводимых этими электродвигателями, условиях их пуска и требования в отношении надежности работы механизмов.

Рассмотрим сначала характеристики механизмов собственных нужд и электромеханические характеристики электродвигателей.

Противодействующий момент механизма, приложенный к валу электродвигателя, приводящего его в движение, зависит от числа оборотов двигателя. Эта зависимость для механизмов, применяемых на станциях, может быть выражена уравнением

$$M = A n^{\alpha},$$

где A — постоянный коэфициент;

n — число оборотов двигателя в минуту;

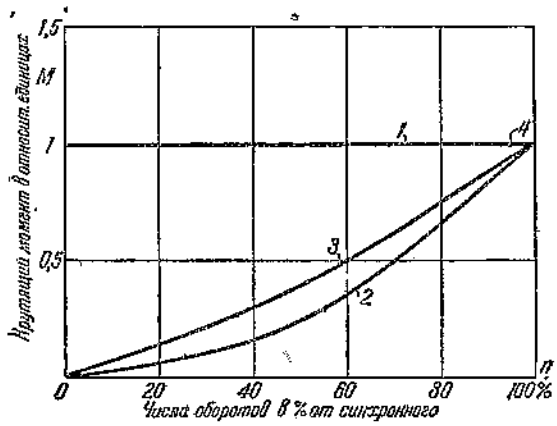
α — коэфициент, зависящий от характера механизма.

При $\alpha = 0$ противодействующий момент остается постоянным, не зависящим от числа оборотов. К этому типу механизмов на электростанциях относятся краны, транспортеры, мельницы для размола угля,

дробилки угля, решетки для сжигания топлива, питатели пыли и т. п.

При $\alpha=2$ противодействующий момент изменяется пропорционально квадрату числа оборотов двигателя. К механизмам этого типа относятся вентиляторы и дымососы.

При $0<\alpha<2$ противодействующий момент изменяется в зависимости от числа оборотов в степени α.



Фиг. XVII,4.

К механизмам этого типа относятся центробежные насосы.

Кривые противодействующих моментов всех рассмотренных трех типов механизмов представлены на фиг. XVII,4, из них кривая *1* — для механизмов с постоянным противодействующим моментом, *2* — для механизмов вентиляторного типа и *3* — для центробежных насосов. На фиг. XVII,4 по оси ординат отложены крутящие моменты в относительных единицах, а по оси абсцисс — числа оборотов в процентах от синхронного.

Кривая крутящих моментов нормального короткозамкнутого асинхронного двигателя при номинальном напряжении на его зажимах в функции от числа оборотов изображена на фиг. XVII,5 и отмечена цифрой *1*.

На той же фигуре нанесена характеристика механизма с постоянным противодействующим моментом в виде прямой, обозначенной цифрой *4*.

Из сопоставления кривой *1* и прямой *4* видно, что крутящий момент двигателя M_m в течение всего времени разгона двигателя больше противодействующего статического момента механизма M_s.

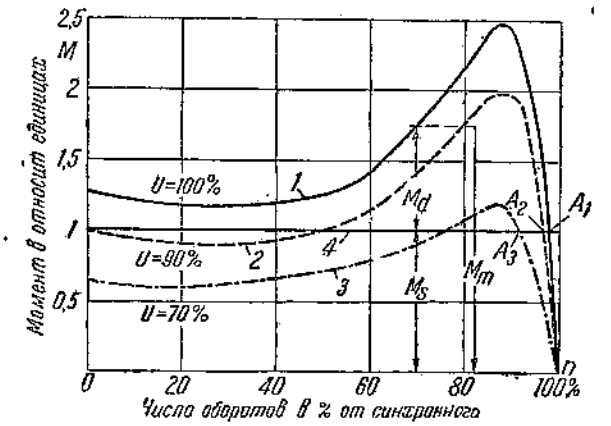
Поскольку пусковой момент двигателя больше начального противодействующего момента механизма, двигатель возьмет с места при включении его на сеть и развернется до нормального числа оборотов (точка A_1). В этой точке момент, развиваемый двигателем, уравновешивается противодействующим моментом механизма. Часть момента M_d двигателя носит название динамического момента и определяет скорость разгона двигателя; чем больше M_d, тем скорее двигатель достигнет нормального числа оборотов.

Если напряжение на зажимах двигателя понизится (например, при коротком замыкании в сети), то крутящий момент, развиваемый двигателем, снизится. Зная величину понижения напряжения и пользуясь известным соотношением между напряжением и крутящим моментом для асинхронного двигателя (крутящий момент прямо пропорционален квадрату напряжения), можно построить характеристики двигателя для напряжений 90 и 70% от номинального (кривые *2* и *3*). Как видно из этой диаграммы, при понижении напряжения на 10% и более двигатель уже не может взять с места, поскольку развиваемый им момент будет меньше противодействующего момента механизма. Но если двигатель вращался с полными оборотами, то при посадке напряжения даже на 30% двигатель не остановится. В это время он будет вращаться с пониженным числом оборотов, характеризуемым точкой A_3. При более глубоком снижении напряжения кривая моментов двигателя будет располагаться ниже прямой противодействующего момента и двигатель остановится.

Из рассмотрения кривых, приведенных на фиг. XVII,5, следует, что нормальный короткозамкнутый двигатель, примененный для привода механизма с постоянным противодействующим моментом, будет останавливаться при коротких замыканиях в сети, сопровождающихся глубокой посадкой напряжения.

Разгон двигателей после отключения короткого замыкания будет замедлен из-за перегрузки источника питания собственных нужд пусковыми токами разгоняющихся двигателей.

Рассмотрим теперь условия работы двигателей привода механизмов, противодействующий момент которых изменяется пропорционально квадрату числа оборотов, т. е. механизмов вентиляторного типа.

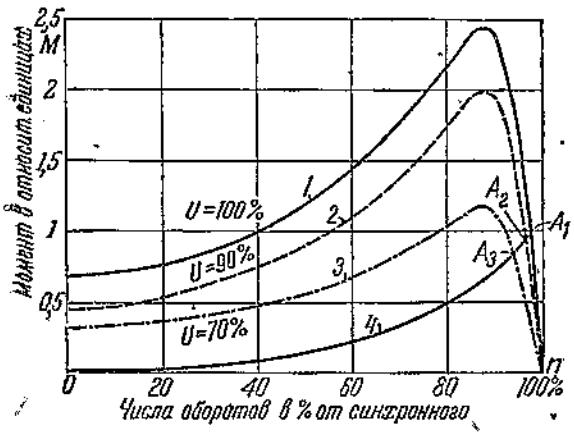


Фиг. XVII,5.

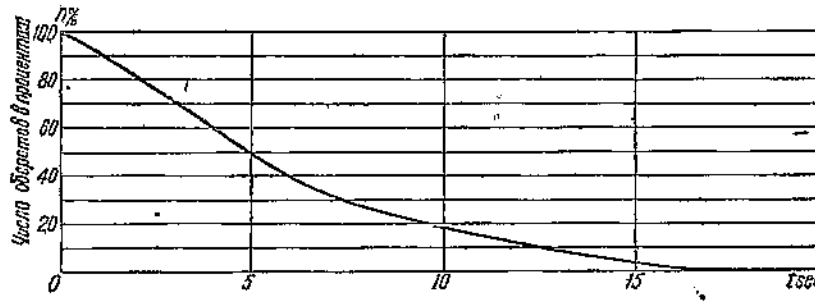
Совмещение кривых крутящих моментов нормального асинхронного короткозамкнутого двигателя и противодействующего момента механизма (фиг. XVII,6) показывает, что крутящий момент двигателя (кривая *1*) все время превосходит противодействующий момент механизма (кривая *4*). Такая же картина будет наблюдаться и при понижении напряжения (кривые *2* и *3*)

даже до очень глубоких посадок напряжения, но число оборотов двигателя будет ниже номинального. Двигатель остановится лишь при полном исчезновении напряжения.

К сказанному необходимо добавить, что от момента исчезновения напряжения до момента останов-



Фиг. XVII, 6.



Фиг. XVII, 7.

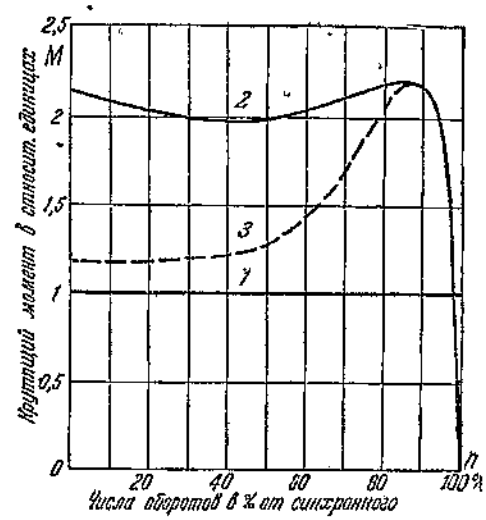
ки двигателя механизма с вентиляторной характеристикой протекает не менее 5 — 7 сек., а иногда и десятки секунд. Для иллюстрации последнего на фиг. XVII, 7 представлена кривая выбега двигателя дымососа. Это обстоятельство чрезвычайно благоприятно, если учесть, что повреждения в электрических сетях отключаются быстро. До момента отключения аварийного участка сети двигатели механизмов вентиляторного типа в большинстве случаев не успеют остановиться, а только снизят обороты, что облегчает быстрый разгон их до нормальных оборотов по отключении повреждения в сети.

Если сравнить характеристики короткозамкнутого асинхронного двигателя и механизма типа центробежного насоса, то можно сделать вывод, что эти механизмы по условиям своей работы при нормальном и сниженных напряжениях близки к механизмам вентиляторного типа.

Все изложенное выше относилось к нормальным асинхронным короткозамкнутым двигателям; эти двигатели имеют пусковые токи, превышающие номинальные в шесть—восемь раз.

Применение для механизмов собственных нужд специальных типов электродвигателей Бушеро или с глубоким пазом увеличивает надежность их работы. Сопоставляя характеристику двигателя Бушеро (кривая 2 фиг. XVII,8) с характеристикой механизма с постоянным противодействующим моментом (кривая *1*), видим, что условия пуска и разгона механизма как при нормальном режиме, так и при посадках напряжения при коротких замыканиях в сети будут значительно более легкими, чем при обычных двигателях (кривая *3*).

Кроме того у двигателей Бушеро и с глубоким пазом пусковые токи ограничены до четырех-пятикратной величины номинального тока. Последнее предопределяет меньшие потери напряжения во всех звеньях от источника энергии до двигателя и меньшее размагничивающее действие пусковых токов на генераторы, питающие двигатели собственных нужд (пусковые токи содержат большую реактивную составляющую). Вследствие указанного восстановление напряжения на зажимах двигателей собственных



Фиг. XVII, 8.

нужд после посадок напряжения, вызванных короткими замыканиями в сети, будет итти быстрее при применении специальных типов двигателей. Следовательно, и разгон механизмов до нормального числа оборотов после аварий также будет происходить быстрее.

Рассмотрим теперь возможность применения для механизмов собственных нужд электродвигателей с фазным ротором, для которых соответствующим подбором пускового реостата можно получить желаемую величину пускового тока и необходимую характеристику пускового момента. В нормальных условиях работы станции такие двигатели обеспечивают надежную работу механизмов собственных нужд. При аварийных же режимах, связанных с глубокими посадками напряжения, эти двигатели, как это будет видно в дальнейшем, уже не могут обеспечить необходимую надежность работы механизмов собственных нужд, что может привести в некоторых случаях к остановке всей станции. По этой причине на вновь со-

оружаемых станциях этот тип двигателя не должен применяться для привода ответственных механизмов собственных нужд.

При глубокой посадке напряжения, когда двигатель значительно снизит число оборотов или даже остановится, ротор двигателя будет закорочен, так как пусковой реостат был выведен. Если этот двигатель служит для привода механизма с постоянным противодействующим моментом, то при сколько-нибудь значительном снижении напряжения двигатель и механизм остановятся (кривая момента двигателя с фазным ротором при выведенном реостате проходит ниже кривой противодействующего момента). Чтобы избежать повреждения двигателя при восстановлении напряжения в этом случае должен быть введен реостат или двигатель должен быть отключен от сети релейной защитой, действующей при снижении напряжения. Необходимость отключения двигателя релейной защитой определяется тем, что во время аварии персонал станции не сможет ввести реостаты таких двигателей, расположенных в различных частях станции, ранее чем восстановится напряжение. В целях сохранения механизма в работе при кратковременных посадках напряжения реле снабжается выдержкой времени, в течение которого число оборотов двигателя еще сохраняется достаточно большим, чтобы он мог снова разогнать механизм по восстановлении напряжения. Это время очень невелико (порядка до 1 сек.) и потому глубокие посадки напряжения, связанные с относительно большим временем восстановления напряжения (порядка нескольких секунд), всегда будут приводить к выходу из работы механизмов с постоянным противодействующим моментом, если применены двигатели с фазным ротором.

Если двигатель с фазным ротором взят для механизма вентиляторного типа, то условия работы этого двигателя при аварийных режимах будут более легкими, чем для механизмов с постоянным противодействующим моментом. Но и в этом случае условия работы двигателя при посадках напряжения (снижение числа оборотов) будут иногда столь тяжелыми, что двигатель также должен быть отключен.

При пуске двигателя с фазным ротором при выведенном реостате пусковые токи достигают очень больших величин, а для разгона механизма, в особенности при пониженном напряжении, требуется продолжительное время. Оба эти фактора приводят к сильному перегреву обмоток двигателя. Кроме того большие пусковые токи предопределяют и большие электродинамические воздействия между частями обмоток двигателя.

Эти обстоятельства могут привести при частых или длительных посадках напряжения к повреждению двигателя, почему и приходится отключать его от сети. Отключение двигателя при посадке напряжения может производиться не мгновенно, а с выдержкой времени, продолжительность которой может быть определена расчетом.

В целях избежания отключения двигателя с фазным ротором, возможно устройство автоматического введения реостата в цепь ротора при понижении напряжения, а при повышении напряжения автоматического вывода реостата ступенями по мере разгона двигателя. Такое устройство получается громоздким и дорогим и потому редко применяется.

Резюмируя все сказанное выше, можем сделать следующие выводы:

1. Ко всем ответственным механизмам следует применять короткозамкнутые двигатели типа Бушеро или с глубоким пазом. Эти двигатели не должны отключаться при посадках напряжения. Большие пусковые моменты и относительно небольшие пусковые токи этих двигателей обеспечат быстрое восстановление работы механизмов собственных нужд после ликвидации аварий, сопровождавшихся глубокими посадками напряжения.

2. Для неответственных механизмов собственных нужд может применяться любой тип двигателя. При глубоких и длительных посадках напряжения эти двигатели должны отключаться под действием релейной защиты. Отключение этой части двигателей обеспечит более быстрое восстановление напряжения на шинах собственных нужд электростанций и тем самым улучшит условия для разгона остальных неотключенных электродвигателей.

XVII,5. ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Одним из основных условий, обеспечивающих надежность работы механизмов собственных нужд, является правильный выбор источников их питания. В качестве источников питания могут быть использованы главные генераторы станции или специально устанавливаемые машины (агрегат турбина-генератор, добавочный генератор на валу основных машин). Питание от главных генераторов имеет те преимущества, что стоимость установки и стоимость электроэнергии для собственных нужд получаются наиболее дешевыми, а схема питания собственных нужд наиболее простой. Недостатком этой схемы является наличие непосредственной электрической связи собственных нужд со всей основной установкой и ее сетью, в результате чего повреждения в последних отзываются на работе собственных нужд. Так, например, короткие замыкания в основной сети, приводящие к глубоким посадкам напряжения, будут вызывать торможение электродвигателей собственных нужд, а в некоторых исключительно неблагоприятных случаях могут привести к их остановке.

Специальные источники питания собственных нужд на станциях характеризуются более высокой стоимостью установки и большей стоимостью электроэнергии для собственных нужд; преимуществом их является независимость от основной части станции и внешней сети.

В настоящее время наиболее распространенным является питание собственных нужд от главных генераторов станции.

Очень большое значение для надежности работы механизмов собственных нужд имеет мощность источников питания. При коротких замыканиях в системе, сопровождающихся посадкой напряжения, электродвигатели снижают обороты. Последнее обусловливает увеличенное потребление тока двигателями. Возросшие токи двигателей вызывают увеличенную потерю напряжения в элементах установки, расположенных между источниками энергии и двигателями, например, в трансформаторах собственных нужд, и одновременно размагничивают генераторы. Эти факторы приводят к еще большему понижению напряжения на шинах собственных нужд и дальнейшему снижению оборотов двигателей.

Рассмотренный процесс может закончиться полной остановкой двигателей, если снижение напряжения на шинах собственных нужд было очень глубоким, мощность источников энергии (генераторов) недостаточно большой, а короткое замыкание длительным. Если же мощность питающих генераторов велика относительно мощности двигателей собственных нужд, а продолжительность короткого замыкания недлительна, то двигатели хотя и снижают обороты, но после отключения короткого замыкания снова разгоняются до нормального числа оборотов. Сказанное хорошо иллюстрируется следующими двумя испытаниями, проведенными на союзных электростанциях:

1. Генератор мощностью 10 MW при $\cos\varphi = 0{,}8$ районной станции нес нагрузку собственных нужд, питаемую через трансформаторы, равную примерно 65% мощности генератора (1,4 kA при напряжении 3 kV).

На шинах собственных нужд было произведено искусственное трехфазное короткое замыкание, отключенное через 2,5 sec. Через 12 sec. после отключения короткого замыкания напряжение генератора поднялось всего до величины 31% от номинального, а ток упал до 1,3 kA. Испытание было прекращено отключением генератора персоналом станции. Необходимо отметить, что утяжеляющим обстоятельством для восстановления напряжения было то, что часть механизмов собственных нужд имела двигатели с фазным ротором.

2. На районной электростанции, работающей в мощной системе, было установлено ко времени испытаний три генератора мощностью по 50 MW. Питание собственных нужд производилось от этих генераторов через три трансформатора по 7500 kVA, присоединенных в „отпайку" к каждому из генераторов. Генераторы работали параллельно через повысительные трансформаторы, на шины 110 и 35 kV.

При первом испытании было создано искусственное короткое замыкание на шинах 35 kV этой станции, отключенное через 3,28 sec. Напряжение на шинах собственных нужд упало к моменту отключения короткого замыкания до величины около 50% от номинального и через 3 sec. после этого восстановилось до 90%, а через 9 sec. — до номинального. Двигатели собственных нужд, преимущественно короткозамкнутые, остались в работе и подняли свои обороты до нормальной величины.

Вторая серия испытаний заключалась в том, что трансформатор собственных нужд отключался и затем снова включался через промежутки времени от 1,13 до 30 sec. Нагрузка трансформатора до отключения составляла около 60% от его мощности. Во всех случаях двигатели быстро достигали нормального числа оборотов, несмотря на то, что при отсутствии напряжения в течение 30 sec. все они останавливались.

Напряжение на зажимах генераторов при разгоне двигателей понижалось незначительно.

Произведенные испытания ясно показывают, что надежное питание собственных нужд может быть обеспечено только при наличии мощных генераторов или мощной электрической системы. Одновременно с этим можно сделать вывод, что для скорейшего восстановления работы механизмов собственных нужд необходимо отключать при глубоких посадках напряжения двигатели неответственных механизмов. Восстановление напряжения будет более быстрое при наличии на генераторах автоматических регуляторов напряжения.

Надежность работы собственных нужд требует, чтобы питание их производилось не от одного, а от нескольких источников энергии. При одном источнике питания выход его из работы приводил бы к остановке всех механизмов собственных нужд. При нескольких источниках выход из работы одного из них будет обусловливать потерю только части собственных нужд. Для повышения надежности необходимо кроме того предусматривать резервирование источников питания. Поврежденный источник питания должен быть быстро заменен резервным с тем, чтобы простой даже части механизмов собственных нужд был непродолжительным. Наилучшим решением является автоматический ввод резерва; в этом случае при правильном осуществлении автоматического устройства механизмы собственных нужд только затормозятся, но не успеют остановиться. Отметим, что резервирование источников энергии не означает обязательно наличия отдельного резервного ненагруженного источника. В качестве резерва может быть использован один из работающих источников энергии, если он имеет соответствующий запас мощности.

Резервированию по тем же соображениям подлежат не только сами источники питания, но и элементы, связывающие их с шинами собственных нужд (трансформаторы и т. п.).

Вторым фактором, повышающим надежность работы собственных нужд, является секционирование установки. Шины собственных нужд должны секционироваться, а источники питания должны присоединяться к различным секциям сборных шин. Секционирование установки собственных нужд позволяет при повреждении одной из секций сохранить в работе механизмы собственных нужд, приключенные к остальным секциям.

С увеличением числа секций надежность работы повышается, так как повреждение одной из секций в этих случаях обусловливает выпадение из работы лишь небольшой части собственных нужд. Секционирование шин собственных нужд чаще всего осуществляется „по-агрегатно", например, к одной секции шин присоединяются все механизмы одного-двух котлов, одной турбины и т. д. Более глубокое секционирование нерационально, поскольку выход хотя бы одной части механизмов собственных нужд данного агрегата обычно приводит или к его немедленной остановке или к необходимости остановки его через некоторое непродолжительное время.

Исключительно большое влияние на надежность работы механизмов собственных нужд, как было показано ранее, имеет выбор типа электродвигателей. Короткозамкнутые двигатели обеспечивают наибольшую надежность, поскольку они при посадках напряжения не отключаются от сети и при восстановлении напряжения автоматически доводят механизмы до нормального числа оборотов.

Очень существенное влияние на работу собственных нужд оказывает система релейной защиты установки. При надежной, селективно работающей и быстродействующей защите обеспеченность питания собственных нужд резко повышается. Повреждение во внешней сети или другой части установки, сопровождающееся глубокой посадкой напряжения, вызывает торможение электродвигателей собственных нужд. Если поврежденный участок будет быстро и селективно отключен, то, хотя во время аварии напряжение может снизиться и глубоко, но двигатели успеют лишь незначительно снизить число оборотов и не остановятся. При затяжке отключения короткого замыкания электродвигатели остановятся или настолько снизят число оборотов, что производительность механизмов будет недостаточной, чтобы обеспечить работу станции. Вследствие этого восстановление напряжения после отключения повреждения будет более медленным и разгон механизмов собственных нужд будет замедленным.

Электростанции прежнего времени были небольшой мощности, с сжиганием кускового топлива на неподвижных решетках, с дымовыми трубами, обеспечивающими самотягу, с возможностью пуска машин на „выхлоп", поэтому не предъявляли каких-либо серьезных требований к питанию собственных нужд, и последние всегда питались от главных генераторов этих станций.

Серьезные затруднения в отношении обеспечения надежности работы собственных нужд стали испытывать электростанции с увеличением их мощности и развитием питаемых ими сетей. Применение на станциях повышенных напряжений 35 и 110 kV привело к тому, что к их шинам стали приключаться десятки и сотни километров сетей, выполненных воздушными линиями. В то время аварийность этих линий из-за недостаточного знания условий их работы (перенапряжения, малые расстояния между проводами и т. д.) была очень высокой, а короткие замыкания вследствие несовершенства релейной защиты отключались через промежутки времени, исчисляемые секундами — 8—10 sec., а иногда и более длительно. Для привода механизмов собственных нужд применялись электродвигатели с фазным ротором, отключавшиеся релейной защитой при снижениях напряжения. Все указанное приводило к тому, что питание собственных нужд относительно часто прерывалось, и станции резко сбрасывали нагрузку. Особенно напряженное состояние создавалось при авариях на самих станциях.

По мере роста мощности станций, применения сжигания угля в пылевидном состоянии, перехода на искусственную тягу (дымососы) и укрупнения агрегатов эти затруднения все возрастали, что и потребовало применения иных решений в отношении питания собственных нужд, обеспечивающих бесперебойность их работы. Отметим при этом, что в то время станции работали преимущественно изолированно, т. е. для восстановления работы станции нельзя было получить энергию от других станций.

Наиболее ранним решением, дававшим значительно лучшие условия питания собственных нужд, явилась установка для этих целей отдельных агрегатов. Эти агрегаты работали только на собственные нужды и не были связаны с общей сетью системы, благодаря чему все аварии в сети станции не отзывались на их работе. Однако отдельные агрегаты, как это выявилось в дальнейшем, давали все же недостаточно надежное и в то же время очень дорогое решение. Действительно, при установке лишь одного агрегата его повреждение приводило к остановке всей станции, а установка двух или более агрегатов вызывала добавочные капиталовложения и эксплоатационные расходы (подробнее см. ниже).

Отмеченные недостатки обусловили необходимость некоторого изменения этих схем питания собственных нужд, а именно: генераторы собственных нужд стали включаться в работу параллельно с главными машинами, или они принимали на себя нагрузку собственных нужд только в аварийных режимах. Одновременно с изменением схем питания собственных нужд шло развитие и улучшение релейной защиты, аппаратостроения, сооружения воздушных линий, а также изучение вопросов поведения механизмов собственных нужд при посадках напряжения. Релейная защита стала выполняться быстродействующей, селективно отключающей повреждение в доли секунды, в пределе до 1 сек. Аварийность воздушных линий благодаря защите их от перенапряжений и улучшению конструкций сильно снизилась. Аппараты, устанавливаемые на электростанциях и подстанциях, стали несравненно надежнее, что снизило их повреждаемость. Анализ поведений механизмов собственных нужд показал, что наиболее обеспечивающими бесперебойность их работы являются короткозамкнутые двигатели. Кроме того к этому времени большинство электростанций объединилось по районам на параллельную работу, т. е. стали образовываться электрические системы. Все это позволило отказаться от

применения независимых источников и снова вернуться к питанию собственных нужд от главных генераторов. Однако эти современные схемы собственных нужд построены на принципиально отличных основаниях от схем, применявшихся ранее.

XVII,6. ПИТАНИЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ОТ ДОМАШНИХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Из анализа условий работы электродвигателей механизмов собственных нужд следует, что посадки напряжения резко влияют на их работу. Глубокие, хотя и кратковременные, посадки напряжения вызывают кратковременное снижение производительности механизмов, приводимых в движение короткозамкнутыми двигателями, и имеют следствием отключение двигателей с фазным ротором. При длительных глубоких посадках напряжения происходит остановка всех механизмов, а следовательно, и всей станции.

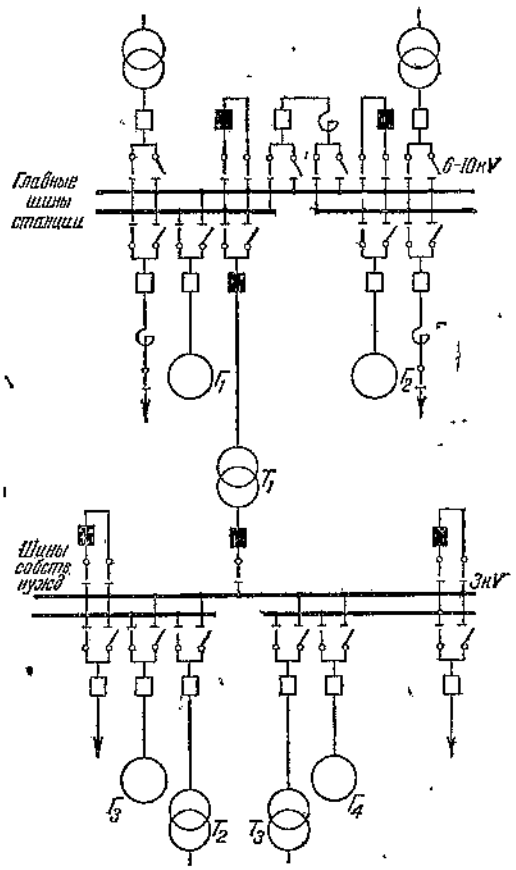
Снижения напряжения обусловливаются короткими замыканиями в сети, на самой станции и в системе собственных нужд.

Если проанализировать аварии, связанные с посадками напряжения, то можно убедиться в том, что подавляющая масса их происходит из-за повреждений во внешней сети. Несравненно меньше аварий вызывается повреждениями на самой станции и в частности в системе собственных нужд. Этот фактор с очевидностью показывает, что основной причиной, могущей повлечь за собой перебои в работе собственных нужд, являются повреждения во внешней сети и потому естественной является мысль сделать систему собственных нужд независимой от самой станции и всей системы в целом. Последнее предопределяет необходимость иметь независимые агрегаты, так называемые *домашние турбогенераторы*, предназначенные исключительно для питания собственных нужд.

Рассмотрим в начале схему питания собственных нужд применительно к тепловой станции, генераторы которой $Г_1$ и $Г_2$ включены на две секции сборных шин. Домашние генераторы $Г_3$ и $Г_4$ (фиг. XVII,9) присоединяются к секционированным сборным шинам напряжением 3 kV. Каждый из генераторов работает на свою секцию, но может быть переключен на резервную систему шин. К резервной системе шин 3 kV приключается резервный трансформатор T_1, назначением которого является питание любой рабочей секции шин при ревизиях или авариях с одним из домашних турбогенераторов. Трансформатор T_1 питается от главных шин станции и может быть присоединен к любой из секций шин собственных нужд при помощи соответствующих шиносоединительных выключателей. При аварийных выходах одного из домашних генераторов ввод в работу трансформатора T_1 может быть осуществлен специальным автоматическим устройством. При исправном состоянии обоих домашних турбогенераторов трансформатор T_1 отключен, чем создается полная независимость работы системы собственных нужд от внешней сети и самой станции.

Наличие резервного трансформатора позволяет выбрать мощность домашних турбогенераторов по их нагрузке.

Домашние турбогенераторы целесообразно выбрать с напряжением 3 kV, меньшим напряжения, на которое обычно выполняются главные генераторы станции.



Фиг. XVII, 9.

Это объясняется тем, что при напряжении 3 kV можно присоединить значительно большее количество двигателей, чем при 6 kV. Союзными заводами выпускаются двигатели на 3 kV, начиная с единичной мощности 70 — 100 kW и выше, а надежно работающие двигатели 6 kV, начиная с 150 — 200 kW.

На тепловых станциях с агрегатами 12 — 25 MW и выше на напряжении 3 kV может быть присоединено до 80% от общей мощности двигателей. Питание же двигателей на напряжении более низком, 500 или 380 V, дает значительный перерасход в затратах на сеть собственных нужд. Необходимо к этому добавить еще и то, что на тепловых станциях, характеризующихся большой установленной мощностью механизмов собственных нужд, турбогенераторы собственных нужд получаются единичной мощности до 3 — 10 MW. Выполнение таких генераторов при

напряжении ниже 3 kV встретило бы большие затруднения.

Двигатели мощностью ниже 70—100 kW берутся на напряжение 500 или 380 V и присоединяются ко вторичным секционированным шинам собственных нужд, питаемым трансформаторами T_3 и T_3'. Напряжение 500 или 380 V выбирается в зависимости от общей мощности этих двигателей. В первом случае, т. е. при напряжении 500 V, необходимы отдельные трансформаторы со вторичным напряжением 380/220 V для питания электрического освещения и мелких двигателей.

Из рассмотрения схемы фиг. XVII,9 видно, что при установке домашних турбогенераторов для питания собственных нужд на станции создается вторая по существу независимая станция и поэтому посадки напряжения, связанные с короткими замыканиями в системе или сети главных генераторов, не будут отзываться на работе собственных нужд.

Необходимо отметить, что на некоторых тепловых станциях домашние турбогенераторы работают параллельно с главными через резервный трансформатор T_1. Причиной этого может быть наличие свободной мощности в домашних турбогенераторах, выбранных с большим запасом, или стремление использовать отработанный в них пар, например, для подогрева питательной воды и др. В последнем случае график нагрузок турбины по пару будет отличаться от графика нагрузок системы собственных нужд и должен выравниваться электрической нагрузкой сети потребителей станции. При параллельной работе домашних и главных генераторов повышается экономичность работы домашних турбогенераторов, но питание собственных нужд теряет свое основное преимущество — независимость от общей электрической системы.

Для ограничения влияния электрической системы на систему собственных нужд трансформатор T_1 в этих случаях снабжается быстродействующей релейной защитой, отключающей его при повреждениях вне системы собственных нужд, чем достигается возможность сохранить двигатели в работе при этих авариях.

Достоинствами схемы с домашними генераторами являются:

1. Независимость системы собственных нужд от посадок напряжения, обусловленных повреждениями во внешней сети и на самой станции.

2. Возможность обойтись без паровых резервных приводов на механизмах собственных нужд кроме питательных насосов, где резервный паровой привод должен быть установлен вне зависимости от схемы.

Одновременно с этим схема с домашними турбогенераторами на тепловых станциях обладает рядом крупных недостатков, главнейшими из которых являются:

1. Более высокая стоимость электроэнергии для собственных нужд, вследствие худшего к. п. д. домашних турбогенераторов по сравнению с главными. Домашние турбогенераторы имеют меньшую мощность, чем основные, а следовательно, и худший к. п. д.

2. Высокие первоначальные и эксплоатационные расходы, вызванные наличием по существу второй станции.

3. Повреждение на одной из секций шин собственных нужд 3 kV при двух домашних генераторах приводит к выходу примерно половины механизмов собственных нужд, т. е. к выходу значительной части станции.

Указанные недостатки питания собственных нужд от домашних турбогенераторов являются столь крупными, что этот способ питания на тепловых станциях в последнее время не применяется.

Домашние турбогенераторы были установлены на некоторых станциях, построенных до внедрения новейших достижений в области питания собственных нужд и работавших в то время изолированно от системы.

Обращаясь к гидроэлектрическим станциям, приходится констатировать, что в некоторых случаях установка на них домашних агрегатов (водяная турбина-генератор) является целесообразной и до настоящего времени. Причины этого следующие:

1. Максимальная нагрузка от собственных нужд на гидростанциях во много раз меньше, чем на тепловых, и не превышает 1 — 1,5% от установленной мощности станции, в то время как на тепловых станциях с пылевидным сжиганием топлива она достигает 10% и более. Кроме того количество ответственных механизмов, остановка которых может вызвать прекращение работы станции, на гидростанциях значительно меньше, чем на тепловых.

Оба указанных фактора определяют то, что на гидростанциях мощность домашних агрегатов получается небольшой, а следовательно, и стоимость их невысокой.

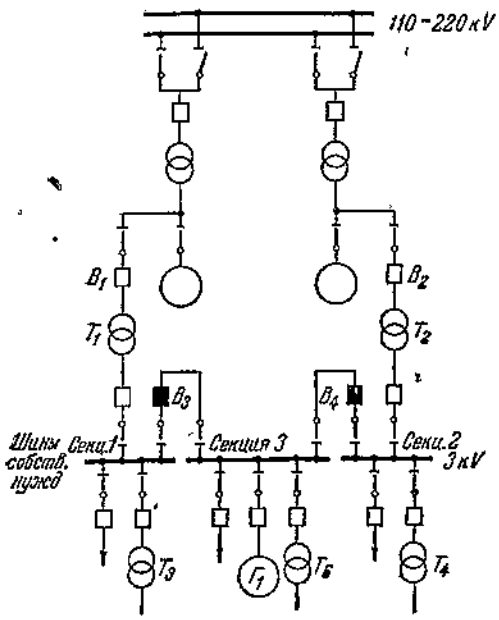
2. Установка домашних турбогенераторов на тепловых станциях со всеми необходимыми для них вспомогательными механизмами (конденсаторы, циркуляционные насосы и т. д.) вызывает большое удорожание строительной части станций. На гидростанциях установка домашних гидрогенераторов в ряде случаев практически не приводит к удорожанию строительной части станции (плотина, здание и т. п.).

3. На тепловых станциях в случае отказа от независимых источников энергии для собственных нужд, часть наиболее ответственных механизмов (циркуляционные, конденсатные, питательные насосы) может быть резервирована паровым приводом. Стоимость этих приводов, которые выполняются в виде турбин с одним колесом, относительно невысока и во всяком случае меньше, чем стоимость домашних турбогенераторов.

На гидростанциях единственным приводом для всех механизмов является электродвигатель. Резервирование ответственных механизмов собственных нужд отдельными небольшими гидротурбинами практически невозможно из-за сложности и большой стоимости их устройства. Следовательно, если пред-

ставить себе гидростанцию, работающую изолированно или имеющую очень слабую связь с электрической системой, то вопрос об обеспечении надежности питания собственных нужд такой гидростанции приобретает большую остроту.

После аварийной остановки изолированно работающей мощной гидростанции запуск ее будет невозможен из-за отсутствия давления в масляной системе и смазки подпятников турбин.



Фиг. XVII, 10.

Аварийная же остановка таких станций при питании собственных нужд только от главных шин станции возможна. Так, например, повреждения главных шин станции будут сопровождаться не только отключением генераторов от шин станции, но и отключением питания собственных нужд, даже в случае, если питание последних присоединено к зажимам генераторов. Необходимость отключения питания собственных нужд объясняется резким повышением числа оборотов гидрогенераторов при сбросе полной нагрузки и как следствие повышением напряжения на их зажимах и в системе собственных нужд.

Рассмотрим схему питания собственных нужд гидростанции с использованием домашнего агрегата (турбина-генератор). В качестве примера возьмем случай работы главных генераторов станции по схеме блоков генератор-трансформатор на общие сборные шины (фиг. XVII,10).

Для питания собственных нужд достаточна установка одного домашнего гидрогенератора $Г_1$, обслуживающего приводы особо ответственных механизмов. Вся остальная нагрузка собственных нужд присоединена к двум понизительным трансформаторам собственных нужд T_1 и T_2. В целях обеспечения надежности питания целесообразно оба трансформатора держать включенными. При аварийном отключении одного из трансформаторов или при выходе из работы домашнего агрегата нагрузка собственных нужд будет распределена между двумя оставшимися в работе единицами. Это легко может быть осуществлено автоматически, если трансформаторы T_1 и T_2 будут выбраны с необходимым резервом по мощности.

Учитывая ограниченное количество двигателей в системе собственных нужд гидростанций и исключительно редкие случаи аварий на сборных шинах собственных нужд, не имеющих связей с воздушными линиями сети, целесообразно взять в системе собственных нужд одиночную систему шин. Применение одиночной системы шин дает помимо уменьшения количества устанавливаемой аппаратуры ряд эксплоатационных преимуществ (простота обслуживания, легкость устройства блокировок и т. д.). Сборные шины собственных нужд секционированы на три части. Одна из них — средняя — питается от домашнего агрегата $Г_1$, а две другие — от трансформаторов собственных нужд T_1 и T_2, приключенных „отпайками" от главных генераторов на участке между генераторами и повысительными трансформаторами.

К средней секции шин приключаются особо ответственные потребители (насосы масляной системы, резервное возбуждение, насосы для подачи масла в подшипники, а также часть освещения станции и т. д.). Электродвигатели второго комплекта дублированных механизмов ответственных собственных нужд присоединяются к крайним секциям. Двигатели неответственных механизмов собственных нужд и периодически работающих механизмов, как подъемных устройств и т. п., включаются также на крайние секции; при этом однотипные механизмы присоединяются к различным секциям.

Нормально все три секции шин собственных нужд работают раздельно. При отключении одного из трансформаторов или домашнего гидрогенератора две соседние секции могут быть соединены между собой замыканием секционного выключателя B_3 или B_4.

Установка резервного трансформатора не требуется, если иметь резерв мощности в трансформаторах T_1 и T_2. В целях повышения надежности работы при аварийных выпадениях смыкание секций следует сделать автоматическим.

Раздельная работа секций шин собственных нужд, указанное выше распределение между ними механизмов собственных нужд и возможность устройства быстрого взаимного резервирования источников питания — все это создает достаточную надежность работы собственных нужд станции.

Остановимся теперь на вопросе включения трансформаторов T_1 и T_2. Целесообразность включения их отпайками от генераторов диктуется соображениями повышения надежности работы при одновременном снижении первоначальных затрат. Действительно, если трансформаторы T_1 и T_2 присоединить к шинам повышенного напряжения, то стоимость ячеек выключателей B_1 и B_2 будет значительно выше. Стоимость каждой ячейки выключателя при напряжении

110 — 220 kV составляет от 125 до 500 тыс. руб., а при напряжении 6 — 10 kV — около 20 тыс. руб. Кроме того стоимость самих трансформаторов T_1 и T_2 при напряжении первичной обмотки 110 — 220 kV вместо 6 — 10 kV также была бы значительно большей.

Присоединение трансформаторов T_1 и T_2 к шинам высшего напряжения дало бы менее надежное решение, так как повреждения шин приводили бы к выходу из работы не одного, а обоих трансформаторов T_1 и T_2 и осталась бы в работе только небольшая часть механизмов собственных нужд, питаемых от домашнего агрегата.

Включение трансформаторов T_1 и T_2 отпайкой от генераторов позволяет сохранить питание собственных нужд даже в некоторых случаях аварий на главных шинах. Последнее объясняется тем, что недопустимое увеличение напряжения на клеммах гидрогенераторов при сбросе нагрузки получается только при сбросе нагрузки, близкой к номинальной.

Недостатком подобной схемы включения является лишь то, что плановый или аварийный выход из работы главного генератора приводит к выводу из работы и соответствующего трансформатора собственных нужд. Этот недостаток является, однако, несущественным, поскольку при плановой остановке гидрогенератора может быть предварительно подано напряжение на соответствующую секцию шин собственных нужд от домашнего генератора Γ_1. В случае же аварийного отключения одного из главных генераторов может быть предусмотрено автоматическое подключение генератора Γ_1 к соответствующей секции шин собственных нужд.

Отметим, чтобы не возвращаться к этому вопросу, что все сказанное о схеме присоединения трансформаторов собственных нужд T_1 и T_2 отпайками в полной мере относится к любым станциям, не имеющим сборных шин генераторного напряжения, т. е. и к тепловым. На последних станциях эта схема даже имеет то преимущество, что необходимость отключения собственных нужд при сбросе нагрузки главных генераторов отпадает, поскольку благодаря быстрому регулированию впуска пара не получается большого повышения оборотов турбин.

Для питания электродвигателей небольшой мощности и освещения в схеме (фиг. XVII,10) предусмотрены трансформаторы T_3 — T_5, которые работают также на раздельные секции шин 380/220 V. Применение напряжения 500 V на гидростанциях нецелесообразно, поскольку потребуется установка дополнительных трансформаторов для сети освещения с напряжением 380/220 V, а экономия в силовой сети при напряжении 500 V при небольшой мощности двигателей будет незначительна.

Модификацией домашнего турбогенератора является так называемый „пускаемый" турбогенератор. В этом случае схема питания собственных нужд остается аналогичной рассмотренной выше. Отличие заключается лишь в том, что все собственные нужды питаются от трансформаторов T_1 и T_2, для чего должен быть замкнут выключатель B_3 или B_4, генератор же Γ_1 не работает. При крупных авариях пускаемый турбогенератор вступает в работу и принимает на себя часть нагрузки ответственных собственных нужд, необходимых для удержания в работе всех или части генераторов станции. Пуск генератора Γ_1 осуществляется полуавтоматически нажатием кнопки дежурным. После этого турбогенератор автоматически пускается и автоматически же выделяется секция шин собственных нужд, на которую включается генератор Γ_1.

На тепловых станциях для питания всех ответственных собственных нужд требуется генератор значительной мощности, а поэтому на секцию с пускаемым турбогенератором небольшой мощности может выделяться только часть двигателей механизмов, необходимая лишь для поддержания работы станции.

Поскольку пускаемые турбогенераторы нормально не работают и их к. п. д. не имеет значения, турбины таких агрегатов выполняются упрощенного типа. Турбины пускаемых генераторов тепловых станций выполняются с одним рабочим колесом и берут нагрузку в течение 12 — 15 sec. с момента нажатия кнопки. Для пускаемых генераторов гидростанций требуется несколько большее время.

Целью установки таких агрегатов является стремление возможно быстрого восстановления работы станции после крупной аварии. В этих случаях пуск основных турбогенераторов может быть осуществлен несравненно быстрее, чем при восстановлении работы станции только от главных генераторов. На тепловых станциях в настоящее время такие агрегаты не устанавливаются. На гидростанциях же целесообразно выделять для работы по этому режиму имеющиеся домашние агрегаты.

XVII,7. ПИТАНИЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ОТ ДОМАШНИХ ГЕНЕРАТОРОВ

Основные недостатки рассмотренных выше схем с домашними турбогенераторами вытекали из необходимости иметь для питания собственных нужд полные агрегаты, состоящие из турбин и генераторов со всеми вспомогательными механизмами и устройствами. Поэтому дальнейшим этапом развития идеи применения независимого источника питания собственных нужд явились домашние генераторы. Эти генераторы помещаются на валу главных генераторов и приводятся в движение одной общей турбиной. Питание собственных нужд домашними генераторами сохраняет все преимущества домашних турбогенераторов и лишено основных их недостатков, как-то: худший к. п. д., высокие первоначальные и эксплоатационные расходы и т. д.

Рассмотрим вначале схему питания собственных нужд от домашних генераторов применительно к гидростанциям, где она находит более широкое распространение, чем на тепловых станциях (фиг. XVII,11).

Главные генераторы Γ_1 и Γ_2 включены на сборные шины станции. Домашние генераторы Γ_3 и Γ_4,

имеют возбудители $Д_3$ и $Д_4$, сидящие на одном с ними валу, и присоединяются к отдельным секциям сборных шин собственных нужд. При большем числе генераторов соответственно увеличивается число домашних генераторов и секций шин собственных нужд, поскольку домашние генераторы устанавливаются на каждом главном генераторе.

Кроме секций шин, питаемых от домашних генераторов, на станции предусматриваются две секции шин, питаемые трансформаторами $Т_1$ и $Т_2$. Эти трансформаторы должны иметь мощность, достаточную для покрытия нагрузок обоих секций от одного трансформатора. При работе одного трансформатора, поскольку такой режим является относительно кратковременным, допускается его перегрузка сверх номинальной мощности, определяемая условиями его работы. На схеме фиг. XVII,11 положение выключателей соответствует питанию неответственных собственных нужд от одного трансформатора $Т_3$.

Напряжение на шинах собственных нужд выбирается по тем же соображениям, что и для домашних турбогенераторов, обычно 3 kV. Более мелкие двигатели и сеть освещения присоединяются к секционированным шинам 500 и 380,220 V, питаемым трансформаторами $Т_3$—$Т_6$.

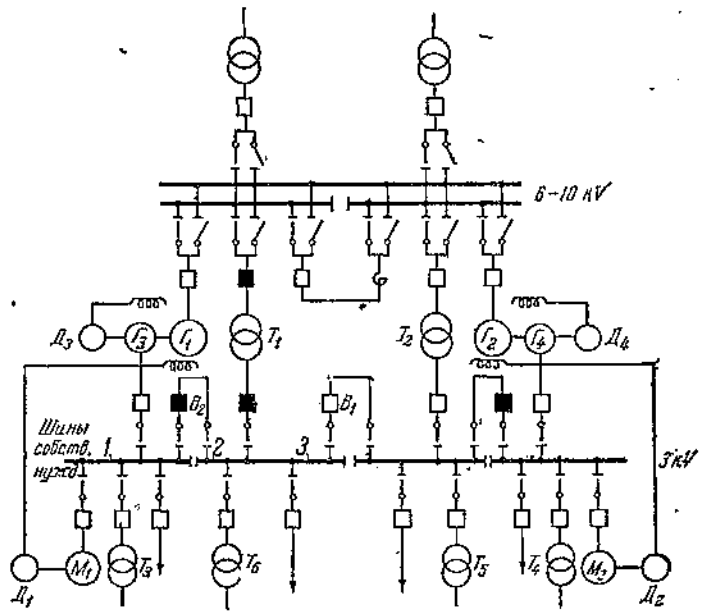
На секции, питаемые от домашних генераторов, включаются только ответственные механизмы собственных нужд. На гидростанциях к этой группе относятся насосы масляной системы регулирования, насосы смазки подпятников главных агрегатов, вентиляторы охлаждения генераторов и возбудители системы косвенного возбуждения.

На фиг. XVII,11 показана эта система возбуждения с мотор-генераторами возбуждения $М_1$—$Д_1$ и $М_2$—$Д_2$.

На секции, питаемые трансформаторами собственных нужд, приключаются неответственные механизмы, а из ответственных — резервный мотор-генератор возбуждения. Двигатели однотипных механизмов или дублированные присоединяются к различным секциям. Такое распределение электродвигателей механизмов собственных нужд имеет целью ограничить количество двигателей, присоединяемых к секциям, питаемым домашними генераторами, и тем уменьшить протяженность сети, т. е. свести к минимуму возможность аварий как на самих секциях, так и в присоединенных к ним элементах. Особенно следят за этим при косвенной системе возбуждения, когда выход из работы мотор-генератора возбуждения любого агрегата равносилен выходу главного генератора.

Наличие в рассматриваемой схеме домашних генераторов и их секций шин собственных нужд, численно равных количеству главных генераторов станции, обеспечивает независимость возбуждения главных генераторов и работы механизмов собственных нужд каждого из генераторов от аварий во внешней сети.

Рассмотрим операции, связанные с пуском любого из агрегатов станции, например, генератора $Г_1$. Поскольку до начала работы этого агрегата необходимо ввести в действие некоторые механизмы его собственных нужд (например, насосы смазки подпятников турбины), на секцию собственных нужд генератора $Г_1$ предварительно подается напряжение с секции 2 замыканием выключателя $В_2$. После пуска необходимых механизмов собственных нужд турбина доводится до нормального числа оборотов, домашний генератор $Г_3$ синхронизируется с шинами собственных нужд и приключается к секции 1; на генератор $Г_3$ переводится нагрузка секции 1 и выключатель $В_2$ отключается.



Фиг. XVII, 11.

После того как домашний генератор $Г_3$ принял нагрузку собственных нужд, главный генератор $Г_1$ синхронизируется с главными шинами станции и приключается к ним своим выключателем. Пуск агрегата осуществлен — можно принимать нагрузку на главный генератор.

При остановке генератора последовательность операций будет обратная: разгрузка и отключение главного генератора, синхронизация домашнего генератора с шинами секции 2, его разгрузка и отключение, остановка механизмов собственных нужд, связанных с работой данного агрегата.

В эксплоатации иногда бывает необходимо включать на кратковременную параллельную работу домашний генератор с главным генератором того же агрегата. Такой случай может быть, например, обусловлен необходимостью вывода из работы домашнего генератора $Г_3$ без остановки главного генератора $Г_1$. Для этого после проверки на колонке синхронизации сначала включается выключатель $В_2$, нагрузка генератора $Г_3$ переводится на трансформатор $Т_1$, а затем отключается домашний генератор $Г_3$ и с него снимается возбуждение. Указанная операция допустима только при условии, что векторы э. д. с. главного и домашнего генераторов каждого агрегата точно совпадают по фазе. Совпадение по фазе векторов э. д. с. обоих генераторов одного агрегата достигает-

ся точной насадкой на вал ротора домашнего генератора.

Применение домашних генераторов может иметь место и на тепловых станциях. На секции, питаемые ими, включаются электродвигатели ответственных механизмов данного агрегата и одного или двух котлов, необходимых для работы этого агрегата. Все неответственные механизмы собственных нужд присоединяются к дополнительным секциям, питаемым от трансформаторов собственных нужд.

На тепловых станциях домашние генераторы имеют малое распространение.

Последнее объясняется тем, что мощности домашних генераторов на тепловых станциях получаются бо́льшими, чем на гидростанциях, эксплоатационные переключения более сложными, а главное имеется возможность получить более простую, дешевую и надежную установку с применением паровых резервных приводов к некоторым ответственным механизмам собственных нужд.

Основные достоинства схем с домашними генераторами заключаются в следующем:

1) независимость системы ответственных собственных нужд от повреждений во внешней сети и на самой станции;

2) высокий к. п. д. турбины, приводящий в движение домашний генератор.

В то же время эта система имеет и ряд существенных недостатков:

1) сложность пуска и остановки машин;

2) конструктивное усложнение главных агрегатов, что ведет к некоторому снижению надежности их работы;

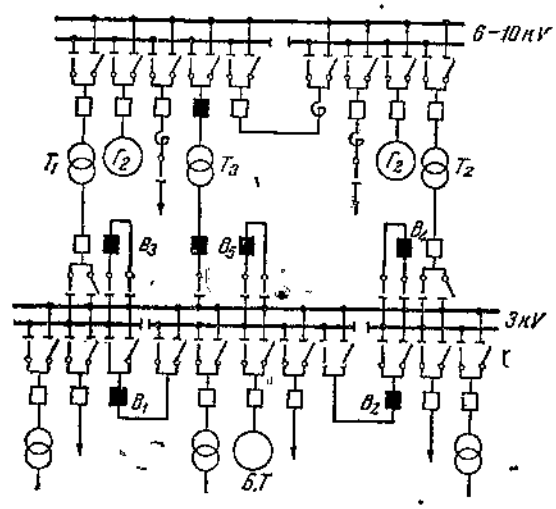
3) увеличение объема машинного зала; при горизонтальных машинах (тепловые станции) машинный зал удлиняется; при вертикальных машинах (гидростанции) машинный зал увеличивается в высоту.

На современных тепловых станциях и на гидростанциях с непосредственным возбуждением могут быть применены более простые и надежные схемы без независимых источников, которые будут подробнее рассмотрены ниже. Если непосредственное возбуждение для тихоходных гидрогенераторов покажет себя в дальнейшей эксплоатации надежным, то схема с домашними генераторами не будет иметь распространения и на гидростанциях.

XVII,8. ПИТАНИЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С „БОЛТАЮЩИМСЯ“ ТУРБОГЕНЕРАТОРОМ

Вслед за домашними генераторами в США была предложена оригинальная схема питания собственных нужд тепловых станций с так называемым „болтающимся“ турбогенератором. Эта схема исключает недостатки, свойственные домашним турбогенераторам и домашним генераторам, и в то же время обеспечивает высокую степень надежности работы. Схема тепловой станции с „болтающимся“ турбогенератором изображена на фиг. XVII,12.

Главные генераторы $Г_1$ и $Г_2$ работают на шины генераторного напряжения. Шины собственных нужд разделены на секции и питаются от трансформаторов $Т_1$ и $Т_2$. Кроме двух основных секций шин собственных нужд имеется третья секция, которая нормально присоединяется при помощи выключателей $В_1$ или $В_2$ к одной из секций, питаемых трансформаторами $Т_1$ или $Т_2$. (На схеме фиг. XVII,12 оба выключателя $В_1$ и $В_2$ показаны отключенными.) На третью секцию включен болтающийся турбогенератор *БТ*. Трансформатор $Т_3$ является резервным и присоединяется только к трансферной системе шин. Соответствующие шиносоединительные выключатели $В_3$ и $В_5$ позволяют подключать его к любой из основных секций шин собственных нужд.



Фиг. XVII, 12.

Генератор болтающегося турбогенератора выполнен нормальной конструкции. Турбина же этого генератора выполняется наиболее простой конструкции с одним рабочим колесом и не имеет собственного конденсатора. Выхлопной патрубок ее присоединен к конденсатору одной из главных машин. Простота конструкции турбины покупается большим расходом пара на 1 kWh, выработанный ею. Однако это не имеет практического значения, поскольку болтающийся турбогенератор приводится в движение своим генератором от сети и работает от своей турбины только при крупных авариях и притом очень непродолжительное время. Простота же конструкции турбины позволяет сделать агрегат относительно дешевым.

В нормальных условиях работы вся нагрузка собственных нужд ложится на трансформаторы $Т_1$ и $Т_2$, т. е. на главные генераторы. Болтающийся турбогенератор, как отмечено выше, приводится во вращение своим генератором, работающим синхронным двигателем. Для уменьшения потерь на трение лопаток турбины о воздух в цилиндре турбины создается разрежение. Для охлаждения лопаток турбины, а также для обеспечения постоянной готовности болтающегося турбогенератора для принятия нагрузок через тур-

бину все время пропускается небольшое количество пара.

При крупной аварии во внешней сети или на главных шинах станции, когда напряжение резко снижается, генератор болтающегося турбогенератора продолжает вращаться под влиянием сил инерции и посылает большой ток к месту короткого замыкания.

В результате этого релейная защита, установленная на выключателях B_1 и B_2, отключает секцию с болтающимся турбогенератором от секции, связанной трансформатором собственных нужд с главными шинами станции.

После размыкания выключателя B_1 или B_2 болтающийся турбогенератор, не получая больше питания от сети, снизит число оборотов. Регулятор турбины этого агрегата так отрегулирован, что при снижении числа оборотов на 4% он открывает доступ пара в турбину, и агрегат переходит на работу от турбины (генераторный режим). Болтающийся турбогенератор берет на себя при этом всю нагрузку средней секции шин собственных нужд. После ликвидации аварии болтающийся турбогенератор синхронизируется с главными генераторами и снова переводится на работу по режиму синхронного двигателя.

В целях снижения мощности болтающегося турбогенератора к средней секции шин приключаются только двигатели наиболее ответственных механизмов собственных нужд. Все остальные собственные нужды присоединяются к крайним секциям шин. На мощных станциях по тем же соображениям болтающийся турбогенератор берется по мощности достаточным только для питания части ответственных нужд, что при тяжелых авариях предотвращает полную остановку станций, хотя и не обеспечивает поддержание работы станции в целом.

Схема собственных нужд с болтающимся турбогенератором, как видно из ее описания, является более совершенной, чем рассмотренные выше. Ее основной недостаток — прекращение питания ответственных собственных нужд при повреждении средней секции шин. Избежать этого можно только установкой двух болтающихся турбогенераторов, работающих на разные секции.

Болтающийся турбогенератор установлен в Союзе только на одной станции, причем к настоящему моменту вследствие увеличения ее мощности он способен покрыть небольшую часть нагрузки ответственных нужд. В эксплоатации эта схема показала себя надежной, и болтающийся турбогенератор не раз предотвращал остановку всей станции, работавшей первые годы практически изолированно.

Болтающийся турбогенератор, повидимому, получил бы широкое распространение на тепловых станциях, если не был бы найден еще более простой, дешевый и в то же время надежный способ питания собственных нужд станции.

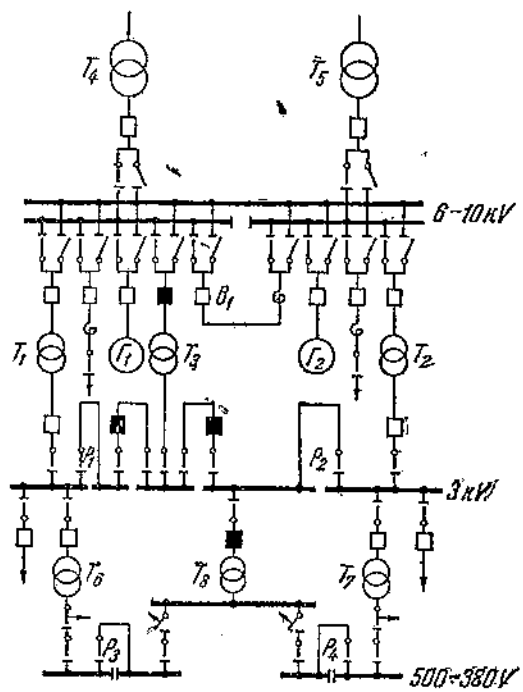
Болтающийся агрегат не может быть применен на гидростанциях, что объясняется невозможностью быстрого перевода его из режима синхронного двигателя в режим генератора. Действительно, при режиме работы синхронным двигателем в турбинной камере не должно быть воды, так как иначе были бы большие потери энергии. При переходе же на работу от турбины нужно время для открытия затворов направляющих аппаратов и заполнения камеры водой. Практически все эти операции потребовали бы столько времени, что все механизмы собственных нужд уже остановились бы.

XVII,9. ПИТАНИЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ОТ ОСНОВНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИЙ

На большинстве современных тепловых станций, работающих в электрической системе, питание собственных нужд производится от основных генераторов. Специальных машин для этой цели не устанавливается. Схема коммутации собственных нужд таких станций представлена на фиг. XVII,13.

Как видно из этой схемы, секционированные шины собственных нужд питаются через трансформаторы T_1 и T_2 от главных генераторов $Г_1$ и $Г_2$.

В рассматриваемой схеме электродвигатели всех механизмов собственных нужд не изолированы от шин станции и сети, а поэтому все короткие замыкания в системе будут отзываться на работе собственных нужд. Неизбежно возникает вопрос об обеспеченности надежной работы их при этих условиях.



Фиг. XVII, 13.

Рассмотрим, насколько соблюдены в данной схеме приведенные ранее основные условия надежности работы механизмов собственных нужд.

Одним из основных условий является выбор надежных и мощных источников питания собственных нужд. Современные станции имеют как минимум два

агрегата. Кроме того через повысительные трансформаторы T_4 и T_5 они связываются с электрической системой, мощность которой обычно значительно больше мощности станции. Следовательно, с точки зрения мощности и числа источников питания такие станции являются хорошо обеспеченными. Последнее предопределяет, как это следует из приведенных выше опытов на районной мощной станции, что электродвигатели собственных нужд могут быстро восстановить свое нормальное число оборотов после отключения короткого замыкания, т. е. механизмы собственных нужд будут продолжать работать, как и до короткого. Наиболее неблагоприятным случаем в отношении восстановления работы собственных нужд будет повреждение на шинах повышенного напряжения станции, в результате которого произойдет глубокая посадка напряжения и отделение станции от системы. Но даже и в этом случае восстановление работы электродвигателей будет обеспечено благодаря применяемой в настоящее время быстродействующей релейной защите, отключающей короткие замыкания в доли секунды или в пределе через 1 — 2 sec.[1] За этот период времени огромное большинство механизмов собственных нужд, как вентиляторы и насосы, только снизят число оборотов, но не остановятся. Действительно, обращаясь к фиг. XVII,7, видим, что механизмы вентиляторного типа будут иметь через 1 — 2 sec. число оборотов не менее 80 — 70% от номинального. Испытание же циркуляционных насосов показало, что при полном их отключении от сети через 1 sec. они имели около 50%, а через 2 sec. около 35% оборотов от номинального числа.

Восстановление работы электродвигателей будет более быстрым, если генераторы станции снабжены автоматическими регуляторами напряжения, что обычно и имеет место на современных электростанциях.

Второе условие надежности работы собственных нужд — глубокое секционирование всегда применяется на современных станциях. Генераторы станции $Г_1$ и $Г_2$ работают на шины генераторного напряжения, секционированные выключателем B_1. Связь с электрической системой осуществляется, как правило, двумя, а иногда и большим числом трансформаторов. Шины собственных нужд также секционируются и каждая секция питается независимым трансформатором собственных нужд T_1 и T_2. К каждой секции шин собственных нужд присоединяются механизмы отдельных агрегатов станции — одного-двух котлов и одной турбины. При этом дублированные ответственные механизмы, например, циркуляционные, конденсатные и питательные насосы иногда приключают к различным секциям шин. Повреждение на одной из секций шин приводит, следовательно, к потере только части собственных нужд, давая возможность сохранить в работе большую часть агрегатов и быстро восстановить работу станции в целом.

Секционирование шин собственных нужд проводится на всех напряжениях (фиг. XVII, 13).

Рабочие трансформаторы собственных нужд T_1 — T_2 и T_6 — T_7 всегда резервируются. Для быстрой замены поврежденного рабочего трансформатора резервным предусматривается автоматическое включение соответствующего резервного трансформатора T_8 или T_8. Продолжительность этой операции требует всего около 1 sec. За это время ответственные механизмы собственных нужд только снизят число оборотов и снова быстро восстановят нормальную работу.

Естественно, что на современных станциях выполняется и наиболее важное условие надежной работы собственных нужд — правильный выбор типа электродвигателей. Основная масса механизмов имеет короткозамкнутые двигатели с ограниченным пусковым током (Бушеро или с глубоким пазом). Двигатели с реостатным пуском устанавливаются только на неответственных механизмах, выход которых не вызывает перебоев в работе станции.

Для облегчения условий разгона двигателей после отключения коротких замыканий, вызывающих посадки напряжения, электродвигатели неответственных механизмов, в том числе и с короткозамкнутым ротором, отключаются релейной защитой, действующей при понижении напряжения.

Необходимо подчеркнуть, что наиболее тяжелые аварии для работы электродвигателей собственных нужд: повреждения на главных шинах и шинах собственных нужд бывают очень редко, так как эти элементы станций всегда выполняются особенно надежно. Это обстоятельство позволяет применить для собственных нужд электростанций одиночную систему шин. Подключение резервного трансформатора T_3 к любой секции шин собственных нужд осуществляется прокладкой отдельных фидерных перемычек от сборки резервного трансформатора с установкой в них выключателей.

В нормальных условиях работы резервный трансформатор T_3 отключен и все выключатели его цепи разомкнуты.

В целях повышения эксплоатационной гибкости схемы собственных нужд секции одиночной системы шин часто секционируются разъединителями (P_1—P_2 и P_3 — P_4). В нормальных условиях работы эти разъединители замкнуты. При ремонтах части секции шин соответствующий разъединитель отключается, а вторая часть этой секции остается в работе. Крайние полусекции питаются в таких случаях от резервного трансформатора T_3 или T_8.

Все приведенные факторы с очевидностью доказывают возможность обеспечить надежную работу собственных нужд при питании их от главных генераторов станции. Напомним еще, что правильно построенные электрические системы должны иметь резерв мощности, что предотвращает прекращение питания потребителей электроэнергией даже в случае частичного выхода из работы генераторов станции.

Из сравнения рассмотренных схем питания собственных нужд электростанций совершенно очевидно,

[1] В современных электрических системах по условиям устойчивости параллельной работы короткие замыкания должны отключаться, как правило, через 0,2 — 0,5 sec.

что последняя схема, являясь вполне надежной, наиболее экономична, проста в эксплоатации и требует наименьшего количества оборудования и наименьших капиталовложений при сооружении, почему она и получила в настоящее время широкое распространение.

В заключение укажем, что при питании собственных нужд от главных генераторов станции возможность полной остановки станции не исключается. Так, например, при крупной аварии, сопровождающейся нарушением устойчивости параллельной работы генераторов и неселективным и затяжным действием релейной защиты, станция может отсоединиться от системы, а генераторы ее — от шин станции.

При первой очереди сооружения станции, когда на ней установлен только один генератор, и связь с системой осуществляется через один трансформатор, выход из работы станции будет иметь место в случае повреждения на шинах генераторного напряжения.

Чтобы предотвратить в этих случаях полную остановку крупных тепловых станций, на одном-двух агрегатах первой очереди предусматривают, как правило, паровой резервный привод к их циркуляционным и конденсатным насосам. Кроме этого паровой привод всегда имеется для резервных питательных насосов. Установка паровых турбинок на циркуляционных и конденсатных насосах одной-двух главных турбин позволяет сохранить их в работе при любых авариях в электрической сети и быстро восстановить работу всей станции. Паровой привод имеет особо большое значение для изолированно работающих станций с одним-двумя агрегатами, когда вероятность выхода их несравненно больше, чем на станциях с тремя-четырьмя агрегатами, связанными с системой.

Подобное резервирование на гидростанциях, как было показано ранее, невозможно, и поэтому их полная остановка более вероятна при отсутствии независимых источников в системе собственных нужд.

Рассмотрим условия, при наличии которых возможен пуск полностью остановившейся станции с крупными генераторами.

Пуск станций, работающих в электрической системе, относительно прост. На шины собственных нужд подается напряжение из системы (через главные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд), что позволяет ввести в работу необходимые механизмы, а затем пустить и главные агрегаты станции.

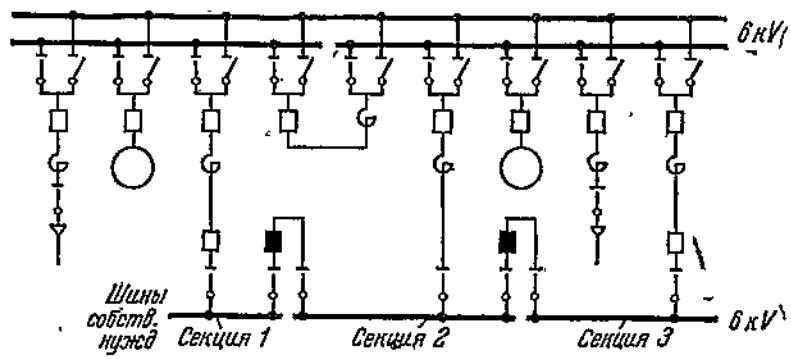
Изолированно работающие тепловые станции с крупными агрегатами должны обязательно иметь паровые резервные приводы, иначе пуск станции будет невозможен.

Изолированно работающие станции с маломощными агрегатами могут не иметь резервных паровых приводов к насосам турбин и пускаются в таких случаях переключением работы турбины на «выхлоп», т. е. с выпуском отработанного пара в атмосферу.

Изолированно работающие гидростанции могут быть снова пущены лишь при кратковременной остановке главных агрегатов и сохранении давления в системе масляных насосов. При большом снижении давления пуск генераторов станции невозможен.

Приведенные факторы показывают, что сохранение в работе тепловых станций, не имеющих независимых источников для собственных нужд, возможно даже при очень крупных авариях путем установки паровых резервных приводов для ограниченного количества ответственных механизмов. Сохранение же в работе гидроэлектрических станций при таких же условиях осуществить труднее, и потому на этих станциях чаще применяют независимые источники питания собственных нужд.

На станциях с агрегатами мощностью 12—25 MW, сооружаемых в непосредственной близости от фабрично-заводских установок, иногда выбирается напряжение генераторов 6 kV. Произведенные экономические расчеты показали, что в этих случаях основным напряжением собственных нужд целесообразнее принять напряжение 6 kV, а не 3 kV. Последнее объясняется следующими соображениями: 1) электродвигатели общей мощностью до 50—60% от установленных на станции могут быть взяты напряжением 6 kV; 2) отпадает необходимость трансформировать энергию для этих двигателей с генераторного напряжения, т. е. отпадает необходимость установки трансформаторов собственных нужд 6/3 kV, что уменьшает затраты на сооружение станции; 3) уменьшаются потери энергии, связанные с трансформацией. Правда, отказ от применения трансформаторов 6/3 kV повлечет за собой увеличение числа и мощности трансформаторов 6/0,5 kV по сравнению с трансформаторами 3/0,5 kV. Однако суммарная мощность всех трансформаторов собственных нужд все же будет меньше, чем при основном напряжении собственных нужд 3 kV.

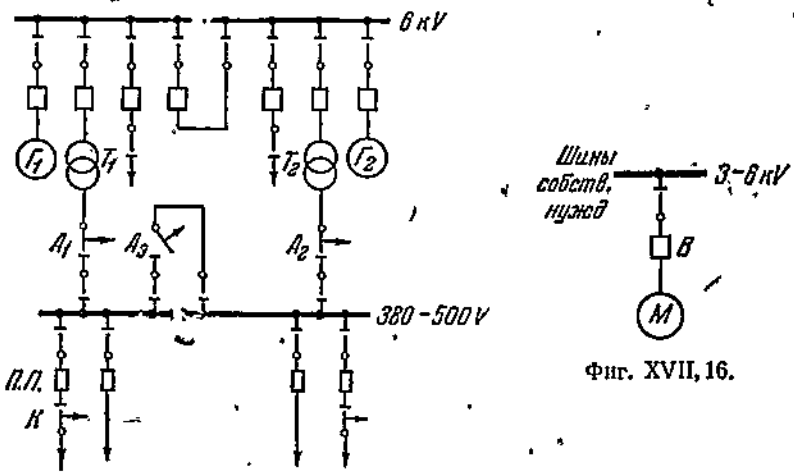


Фиг. XVII, 14.

В целях удешевления установки собственных нужд при напряжении 6 kV в фидеры, питающие отдельные секции шин собственных нужд, включаются реакторы (фиг. XVII,14). Ограничивая токи короткого замыкания, они позволяют выбрать для собственных нужд более легкую и относительно дешевую аппаратуру и снижают расходы на сеть 6 kV. Последнее объяс-

няется тем, что сечения кабелей к отдельным двигателям собственных нужд часто определяются термической устойчивостью при коротких замыканиях, а не рабочими токами. Отсутствие реактора заставило бы брать значительно большие сечения кабелей из условий их термической устойчивости, чем при наличии реакторов и ограничении токов короткого замыкания.

На электростанциях с агрегатами меньшей мощности обычно можно ограничиться применением одного



Фиг. XVII,15.

Фиг. XVII,16.

напряжения 380 V для системы собственных нужд (фиг. XVII,15), поскольку суммарная мощность электродвигателей при небольшой их единичной мощности относительно невелика. Небольшое же число более мощных двигателей можно питать непосредственно от главных шин станции индивидуально или через одну-две групповые сборки.

На электростанциях с агрегатами большой мощности основное напряжение собственных нужд обычно выбирается 3 kV, поскольку напряжение генераторов в этих случаях выбирается равным 10 kV.

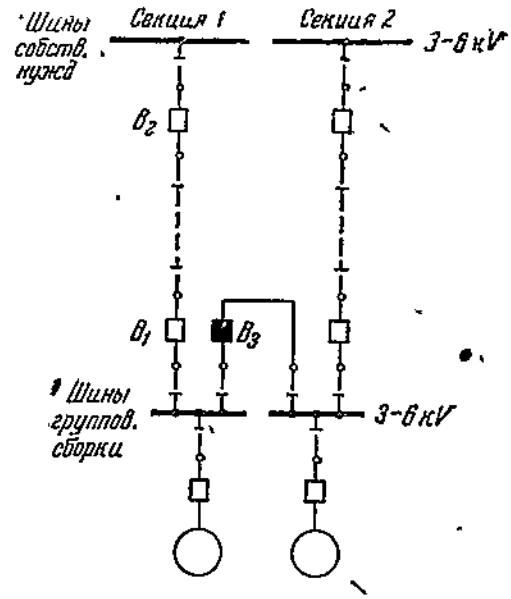
На напряжениях 380—500 V одиночная система шин применяется во всех случаях независимо от мощности станции, так как аварий на них, как показывает опыт эксплоатации, почти не бывает.

XVII,10. ПИТАНИЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ МЕХАНИЗМОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Электродвигатели 3—6 kV механизмов собственных нужд могут быть присоединены или непосредственно к шинам собственных нужд (фиг.XVII,16) или к групповым распределительным устройствам — «сборкам» (фиг. XVII,17), питаемым от этих шин.

В первом случае в цепи каждого двигателя устанавливается выключатель B, снабженный максимальной токовой и термической защитами, которые отключают двигатель при повреждениях на линии к двигателю или в самом двигателе, а также при его перегрузках. Сеть собственных нужд всегда выполняется кабельной.

К каждой сборке, питаемой от шин собственных нужд, присоединяется группа двигателей, относящихся к одному или двум агрегатам (например, котлу) или одному хозяйству станции (например, мастерские, насосная и т. п.). Сборки располагаются вблизи приключаемых к ним двигателей. Сборки выполняются с одиночной системой шин и секционируются разъединителем или выключателем B_3, показанным на фиг. XVII,17. Нормально обе полусекции работают раздельно, получая питание от различных секций шин



Фиг. XVII, 17.

собственных нужд. Выключатель B_3 включается только при необходимости питания всей сборки по одному из фидеров. Такая необходимость возникает при ремонтных работах на одной из секций шин собственных нужд и при повреждениях одного из фидеров, питающих сборку.

Секционирование шин сборок выключателем производится в случаях, когда по условиям работы не допускается одновременное отключение всех двигателей сборки (например, при питании двигателей двух котлов или особо ответственного хозяйства, как береговая насосная и т. п.).

Наличие выключателей B_1 и B_3 на питающих фидерах позволяет быстро установить место аварии: отключение выключателя B_3 указывает на повреждение в кабеле, а отключение выключателя B_1 — на сборке. При этом можно автоматически замкнуть выключатель B_3 в первом случае, что позволит избежать отключения двигателей сборки.

Отдельные двигатели приключаются к сборкам, как и при индивидуальном питании их.

В последнее время в связи с тенденцией упрощения строительства станций начали применять питание собственных нужд станций по схеме фиг. XVII,18, которая характеризуется отсутствием центрального распределительного устройства. Питание всех меха-

низмов собственных нужд осуществляется от групповых сборок.

Трансформаторы собственных нужд T_1 и T_2 приключаются на стороне вторичного напряжения разъединителями к центральным сборкам, от которых отходят фидеры, питающие групповые сборки, расположенные в производственных цехах станции. Шины групповых сборок секционированы выключателями B_3. При повреждении одного из фидеров, питаемых трансформатором T_1 или T_2, соответствующий трансформатор отключается выключателем B_1 и все групповые сборки, присоединенные к соответствующей центральной сборке, лишаются питания. Остановка двигателей, приключенных к этим групповым сборкам, предотвращается простым автоматическим устройством. При исчезновении напряжения отключаются выключатели B_1 или B_2 (секций, оставшихся без питания) и включаются секционные выключатели B_3. Нагрузка переводится в результате этого на один трансформатор. Последний выбирается так, чтобы он мог с перегрузкой принять нагрузку собственных нужд соответствующих сборок. Учитывая кратковременность аварийного режима, перегрузка трансформатора может быть допущена значительной и определяется специальными расчетами.

При повреждении на шинах групповой сборки включения выключателя B_3 не произойдет. Эта авария вызовет в первую очередь отключение выключателей B_1 или B_2, что и заблокирует включение выключателей B_3. В целях повышения надежности питания собственных нужд рассматриваемой схемы трансформаторы T_1 и T_2 берутся ограниченной мощности; при большом их количестве каждый из них питает две-три групповые сборки.

Групповое питание электродвигателей имеет следующие преимущества перед системой индивидуального питания:

1) уменьшение размера центрального распределительного устройства собственных нужд или полный отказ от него, что в случаях ограниченности объема главного корпуса станции может иметь существенное значение;

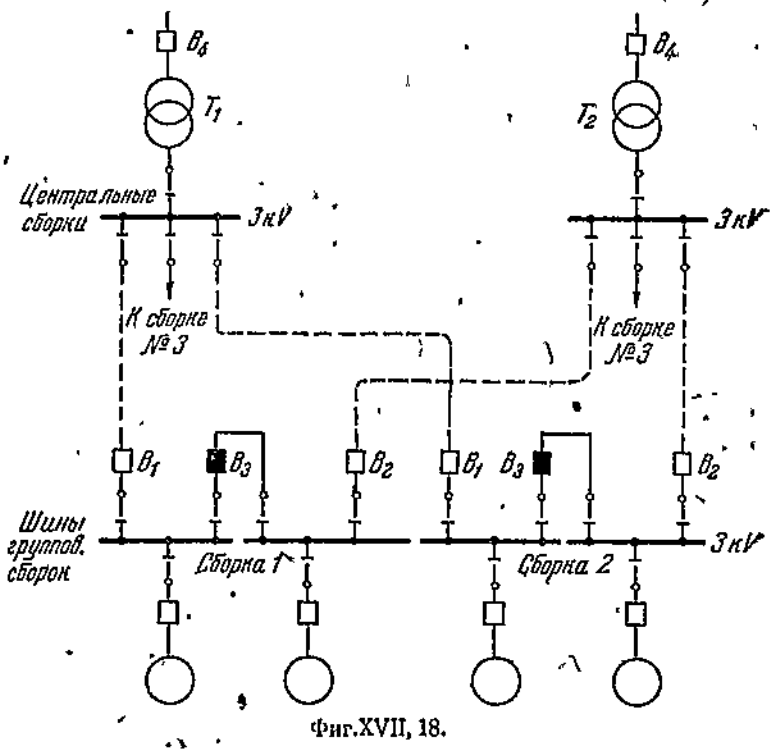
2) уменьшение расхода цветного металла и капитальных затрат на сеть для питания электродвигателей собственных нужд.

В то же время групповое питание имеет и ряд серьезных недостатков:

1) трудность размещения сборок в производственных помещениях станции из-за ограниченности в них свободных площадей;

2) наличие большого количества пыли или влаги в некоторых цехах станции может привести к снижению надежности питания собственных нужд; оседание пыли, например, на частях распределительного устройства сборок вызывает ухудшение контактов, появление земли в цепях управления и даже перекрытие изоляции;

3) увеличивается количество необходимой аппаратуры; кроме аппаратов, устанавливаемых в цепях двигателей, требуются аппараты в цепях фидеров, питающих сборки, и аппараты для секционирования шин сборок.



Фиг. XVII, 18.

Суммируя сказанное, можем притти к выводам:

1. Групповое питание является целесообразным при ограниченных площадях главного корпуса станции. Сборки должны быть компактными и надежными в работе. Поставленным требованиям удовлетворяют комплектные распределительные устройства (гл. XX); эти распределительные устройства должны устанавливаться в помещениях с незагрязненным воздухом.

2. Групповое питание следует применять во всех случаях, когда механизмы собственных нужд удалены от распределительного устройства собственных нужд (центральная насосная, мастерские и т. д.).

3. Во всех остальных случаях предпочтение должно быть отдано системе индивидуального питания электродвигателей собственных нужд.

Электродвигатели напряжением 380—500 V получают смешанное питание: крупные двигатели питаются индивидуальными фидерами, а мелкие — от сборок. Невысокое рабочее напряжение определяет относительно надежную работу этих сборок.

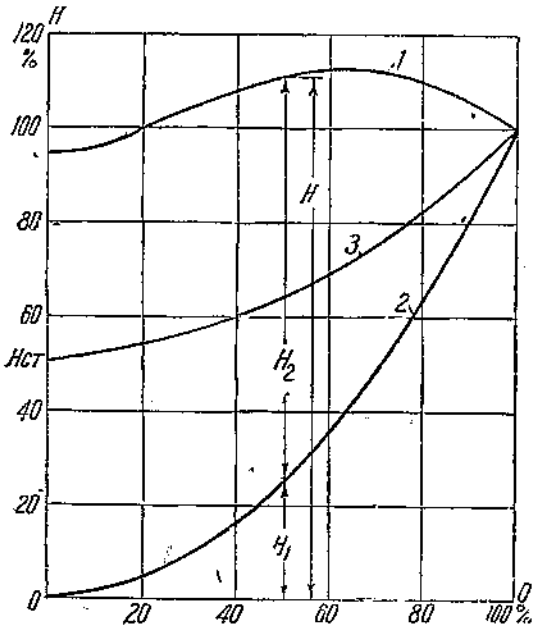
В фидеры 380—500 V обычно включаются рубильник (фиг. XVII,15), плавкий предохранитель *П.П.* и контактор *К*. Последний имеет катушку управления, что позволяет производить пуск и остановку электродвигателя с рабочего места (с фронта котла—для двигателей котлов и т. п.). Кроме того контактор снабжается элементом термической защиты. Контак-

торы не рассчитаны на разрыв токов короткого замыкания — эти функции выполняет плавкий предохранитель. Рубильник служит для отключения всего фидера от шин собственных нужд.

В заключение отметим, что на современных электрических станциях для ответственных механизмов небольшой мощности, требующих широкого регулирования числа оборотов (питатели пыли, цепные решетки), применяются двигатели постоянного тока. Постоянный ток для этих двигателей получается от специально для этого установленных мотор-генераторов, а схема распределения энергии к ним аналогична таковой для небольших двигателей переменного тока.

XVII,11. РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ МЕХАНИЗМОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Весьма существенным вопросом в борьбе за снижение расхода энергии на собственные нужды является правильный выбор способов регулирования производительности механизмов собственных нужд.



Фиг. XVII,19.

При изменении режима работы станции — увеличении или снижении нагрузки — должен меняться и режим работы части механизмов собственных нужд. Рассмотрим наиболее распространенные способы регулирования производительности механизмов собственных нужд.

1. Регулирование изменением характеристики механизма. Этот способ заключается в том, что при постоянном числе оборотов двигателя и механизма изменяется характеристика механизма соответственно условиям работы. Наиболее характерным примером является изменение напора (разряжения), развиваемого вентилятором или дымососом при повороте лопаток колеса механизма. Этот способ является наиболее экономичным при правильной конструкции регулирующего механизма и должен найти самое широкое применение.

2. Регулирование шиберами и задвижками. Регулирование шиберами и задвижками основано на изменении сопротивления движению газов или жидкости в результате большего или меньшего открытия шиберов или задвижек. Этот способ регулирования является наиболее простым, но при широких пределах регулирования производительности механизмов к. п. д. агрегата сильно снижается. Последнее иллюстрируется кривыми, показанными на фиг. XVII,19, где по оси абсцисс отложена производительность механизма, а по оси ординат — напор в процентах.

Кривая *1* дает зависимость между напором H, создаваемым центробежным насосом или вентилятором, и производительностью механизма Q. Как видно из этой диаграммы, при регулировании шиберами и задвижками напор мало зависит от изменения производительности механизма.

Кривая *2* дает зависимость между полезным (необходимым) напором H_1 вентилятора и его производительностью, а кривая *3* — то же для центробежного насоса. Часть напора $H_2 = H - H_1$ должна быть поглощена увеличением сопротивления движению газов и жидкостей, в результате закрытия шиберов и задвижек. Последнее вызывает большой перерасход энергии на приведение в движение механизма по сравнению с регулированием числа оборотов.

3. Регулирование производительности механизмов изменением числа оборотов механизма при постоянном числе оборотов двигателя. Этот способ регулирования осуществляется введением промежуточного звена между двигателем и механизмом. В промышленных установках для этой цели широко применяется коробка скоростей. Однако коробка скоростей имеет низкий к. п. д., небольшое число ступеней регулирования и требует сложных устройств в тех случаях, когда нужно дистанционное регулирование ею. Коробка скоростей находит применение на электростанциях лишь для регулирования скорости движения топочных решеток котлов, не требующих плавного регулирования и дистанционного управления.

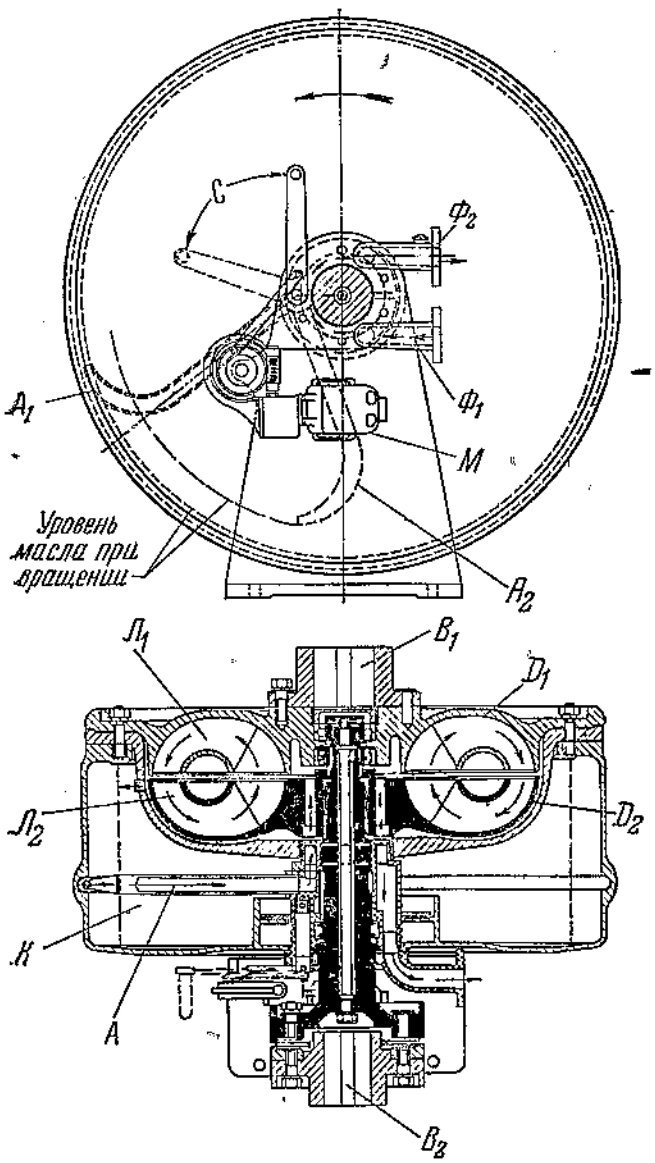
Более экономичным механизмом регулирования является гидромуфта (фиг. XVII,20), принцип действия которой заключается в следующем.

На свободные концы валов B_1 и B_2 насаживаются две половинки муфты D_1 и D_2, заполненные маслом. Масло находится и во вращающемся резервуаре K, скрепленном с ведущей частью D_1 муфты.

При вращении вала B_1 двигателя масло под действием центробежной силы перемещается по лопаткам $Л_1$ к периферии и переходит без потерь скорости на лопатки $Л_2$ ведомого колеса. Масло, отдавая свою кинетическую энергию, приводит в движение ведомую часть D_2 муфты, заставляя тем самым вращаться и механизм. Масло, прошедшее по лопат-

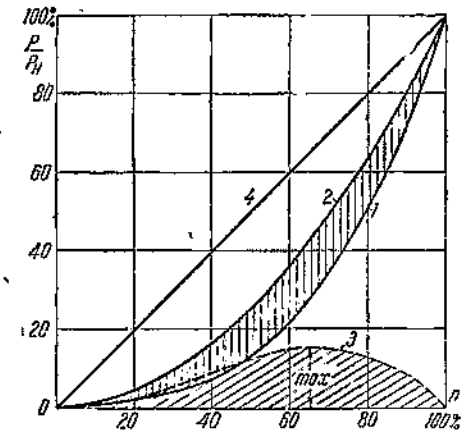
кам $Л_1$ и $Л_3$, возвращается к центру муфты, снова поступает на лопатки $Л_1$ и процесс повторяется.

Регулирование оборотов механизма осуществляется изменением скольжения одной половины муфты относительно другой. Последнее же зависит от количества масла, циркулирующего в рабочей части муфты



Фиг. XVII,20.

(лопатки $Л_1$ и $Л_2$). Увеличивая количества масла в рабочей части муфты, уменьшаем скольжение, и наоборот. Для регулирования наполнения муфты маслом служит черпательная труба A, которая может занимать любые положения от A_1 до A_2. Находящееся во вращающемся резервуаре масло занимает цилиндрический уровень под действием центробежной силы (фиг. XVII,20). Ставя черпательную трубку в положение A_1, получаем наибольшее заполнение рабочей части муфты, а ставя в положение A_2 — наибольшее опорожнение. Промежуточные положения черпательной трубки будут соответствовать и промежуточным заполнениям рабочей части муфты. Изменение положения черпательной трубки может осуществляться поворотом рукоятки C или дистанционно электродвигателем M.



Фиг. XVII,21.

Часть масла пропускается по трубопроводу, присоединяемому к фланцам $Ф_1$ и $Ф_2$, через охладитель, установленный вне муфты.

Минимальное скольжение 2—3% имеет место при полном заполнении муфты маслом. Коэфициент полезного действия гидромуфт при этом скольжении составляет около 97—98%.

Рассмотрим теперь, какие потери энергии имеют место при регулировании числа оборотов гидромуфтой. Наиболее распространенными механизмами станций, требующими регулирования оборотов, являются механизмы вентиляторного типа. Для них полезная мощность P_1 на валу двигателя растет пропорционально кубу числа оборотов (кривая *1* фиг. XVII,21).

Учитывая, что коэфициент полезного действия муфты изменяется по закону прямой линии (прямая *4*), получим, что мощность P_2, действительно потребляемая двигателем, будет соответствовать кривой *2*. Разность между кривыми *2* и *1* (кривая *3*) дает потери в гидромуфте. Как видно из этой кривой, потери достигают максимума при числе оборотов ведомого вала около 60—70% от числа оборотов ведущего вала и равны примерно 15%.

Гидромуфты должны найти на электростанциях широкое применение, так как во многих случаях они дают наиболее экономичное решение. Серийный выпуск муфт в Союзе, к сожалению, крайне задержался.

В последние годы в США стали применяться для тех же целей, пока еще в виде опытных установок, электромагнитные муфты. Они состоят из двух половинок, одна из которых несет электромагниты постоянного тока. Регулирование числа оборотов осуществляется изменением возбуждения электромагнитов, вследствие чего изменяется и взаимное скольжение обеих половин муфты.

В целях повышения надежности работы муфты питание электромагнитов осуществляется не от общего ис-

точника постоянного тока, а от индивидуальных возбудителей, сидящих на одном валу с двигателем, приводящим в движение данный механизм. Поскольку электромагнитные муфты значительно проще гидравлических по конструкции и проще в эксплоатации, можно думать, что после усовершенствования системы их питания они должны будут найти широкое распространение на электростанциях.

4. Регулирование производительности механизмов путем изменения числа оборотов двигателя:

а) Двигатели постоянного тока наиболее легко поддаются регулированию числа оборотов. Однако применение двигателей постоянного тока в системе собственных нужд крайне ограничено. Последнее объясняется тем, что коллекторы машин быстро изнашиваются вследствие загрязнения, в особенности на станциях с пылетопливом. Кроме того для получения постоянного тока на станциях необходимо устройство мощных преобразовательных установок.

На современных электростанциях двигатели постоянного тока применяются лишь к питателям пыли и в некоторых установках для привода решеток при кусковом угле и торфе. Мощность указанных двигателей лежит в пределах 1—10 kW, а пределы регулирования доходят до 1:4.

b) Коллекторные двигатели переменного тока хотя и допускают широкие пределы регулирования оборотов, но из-за наличия коллекторов и трудности выполнения дистанционного регулирования оборотов почти не нашли применения на союзных электростанциях.

c) Асинхронные двигатели с фазным ротором допускают снижение числа оборотов на 30—40% при введении в цепь ротора регулировочного реостата. Потери энергии в реостате те же, что и потери энергии в гидромуфтах. Кривые фиг. XVII,21 могут быть полностью распространены и на регулирование числа оборотов асинхронного двигателя реостатом в цепи ротора для привода механизмов вентиляторного типа.

Необходимо отметить, что при использовании этого способа регулирования для механизмов с постоянным противодействующим моментом потери в реостате, увеличивающиеся прямо пропорционально снижению оборотов, достигают очень больших величин уже при небольших пределах снижения числа оборотов.

Двигатели с реостатом в цепи ротора, однако, дают меньшие потери энергии, чем регулирование шиберами или задвижками, и потому они находят некоторое применение на электростанциях, несмотря на присущие им недостатки.

Реостаты союзных заводов, выполняемые в виде открытых сопротивлений, требуют для своей установки большой площади и должны быть помещены в чистых незапыленных помещениях, имеющих вентиляцию для удаления нагретого реостатами воздуха; выполнение всех этих условий на электростанциях часто затруднительно.

Применение двигателей с фазным ротором и регулировочным реостатом к ответственным механизмам собственных нужд осложняется еще необходимостью иметь автоматическое устройство для ввода и ступенчатого вывода сопротивлений пусковой части реостата при глубоких посадках напряжения и последующем восстановлении напряжения. Все эти факторы заставляют отдать предпочтение другим способам регулирования числа оборотов.

d) Асинхронные короткозамкнутые двигатели. Регулирование числа оборотов двигателей с короткозамкнутым ротором может осуществляться только изменением частоты или числа полюсов. Регулирование частоты может быть осуществлено установкой для механизмов собственных нужд специальных вращающихся преобразователей (мотор-генератор, турбогенератор).

Применение вращающихся преобразователей в виде одного агрегата для всей станции не обеспечивает должную надежность. Установка индивидуальных преобразователей для каждого двигателя или для группы двигателей одного агрегата очень сложна, требует больших затрат и поэтому не нашла применения.

В США имеется экспериментальная установка для регулирования частоты с применением тиратронов. Опыт эксплоатации показал, что эта система является экономичной, но в то же время пока не является достаточно надежной. Можно думать, что работы по применению тиратронов будут продолжены, и в дальнейшем будут найдены решения, удовлетворяющие требованиям, которые предъявляются к установкам собственных нужд станций.

Значительно проще решается задача регулирования числа оборотов электродвигателя путем изменения числа его полюсов. Изменение числа полюсов вдвое осуществляется переключением двух ветвей обмотки статора двигателя с параллельного на последовательное соединение. Однако изменение оборотов вдвое является слишком значительным для двигателей собственных нужд. Для меньшего изменения числа оборотов необходимо применение двух самостоятельных статорных обмоток с соответствующим числом пар полюсов (например, при 1 500/1 000 об/мин число пар полюсов равно 4/6).

Переключение обмоток двигателей выполняется специальными переключателями в цепи статора. Этот способ регулирования числа оборотов начал находить в последнее время применение для привода дымососов. Последнее объясняется тем, что дымососы выбираются по условиям форсированной работы котлов, в то время как длительная работа котла соответствует нагрузке дымососа около 40—60% от максимальной. При нагрузках, соответствующих длительной работе котла, двигатель работает на второй скорости, а подрегулировка производительности дымососа в небольших пределах осуществляется шиберами, что не влечет за собой больших потерь энергии.

К недостаткам двухскоростных двигателей относится их высокая стоимость, что заставляет в некоторых установках предпочесть им применение для привода одного дымососа двух самостоятельных двигателей с разными мощностями и числами оборотов.

XVII,12. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИЙ

Понизительные подстанции имеют весьма небольшое количество механизмов, входящих в систему собственных нужд; их общая нагрузка составляет всего 50—200 kW. Высшая цифра относится к подстанциям, имеющим вспомогательные хозяйства, как-то: ремонтную трансформаторную мастерскую и масляное хозяйство.

Ответственными механизмами собственных нужд являются лишь вентиляторы обдувки трансформаторов, если таковые имеются. Длительное отключение двигателей обдувочных вентиляторов может привести при высокой температуре воздуха и большой нагрузке трансформатора к необходимости ее снижения, т. е. необходимости отключения части потребителей.

Все остальные механизмы собственных нужд за исключением электрического освещения, которое резервируется питанием от аккумуляторной батареи, могут рассматриваться как неответственные потребители, допускающие временное отключение. Из сказанного, однако, не следует делать вывод, что надежности в питании собственных нужд подстанций вообще не требуется. Допустимый перерыв в подаче переменного тока на собственные нужды должен быть минимальным, так как аккумуляторные батареи на подстанциях выбираются из расчета длительности перерыва в течение одного—двух часов.

Ввиду отсутствия на подстанции каких-либо независимых источников энергии питание собственных нужд подстанции всегда осуществляется через понизительные трансформаторы. Учитывая небольшую территорию подстанции и небольшую мощность отдельных двигателей, вторичное напряжение трансформаторов выбирается 380 или 220 V.

На подстанциях устанавливаются в целях резервирования два трансформатора, а шины собственных нужд секционируются рубильником. Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при совпадении нагрузок различных хозяйств (сушка сердечника трансформатора и перекачка масла, или перезаряд аккумуляторной батареи при одной из предыдущих операций) должны работать оба трансформатора.

ГЛАВА XVIII

ИСТОЧНИКИ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ТОКА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

XVIII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

На станциях возможны аварии, при которых напряжение на шинах полностью пропадает на более или менее длительный период времени. На станциях, работающих изолированно, такие аварии могут иметь место, например, в следующих случаях:

а) При работе одного агрегата и аварийном выходе его станция остается без напряжения на период, необходимый для пуска резервного агрегата.

b) При работе двух или более агрегатов и аварийном отключении одного из них вся нагрузка переходит на генераторы, оставшиеся в работе; последние могут перегрузиться и отключиться под действием релейной защиты, если защита от перегрузки выполнена на отключение и персонал не успеет вовремя разгрузить станцию путем отключения части фидеров.

На станциях, работающих в системе, полная потеря напряжения возможна при коротких замыканиях на шинах станции или в результате распада системы и выхода из синхронизма генераторов при повреждениях в сети.

Дежурному персоналу станции в таких случаях должна быть обеспечена возможность быстро ориентироваться в происшедшей аварии, принять необходимые меры для ликвидации последствий ее и в минимальный срок восстановить нормальную работу станции.

Персонал должен прежде всего установить причины аварии, ее последствия и состояние схемы коммутации после аварии. Это возможно только в том случае, если на станции сохранится вся аварийная сигнализация и сигнализация положения коммутационной аппаратуры (сигнальные лампы). Далее, поскольку при таких авариях все двигатели механизмов собственных нужд останавливаются, необходимо произвести ряд переключений на паровых, водяных и газовых магистралях. Затем необходимо подготовить схему станции как в электрической, так и в тепловой или гидрочасти к новому пуску. Для этого требуется, чтобы средства дистанционного управления выключателями сохранились, несмотря на отсутствие напряжения на станции.

Наконец, если авария произошла в ночное время, необходимо обеспечить так называемое аварийное освещение.

Из сказанного ясно, что на станциях требуется иметь *посторонний источник тока*, не зависимый от состояния основных агрегатов станции и постоянно готовый к действию.

Источником тока, полностью удовлетворяющим этим требованиям, является *аккумуляторная батарея*.

Часть приемников, как, например, приборы и аппараты управления и сигнализации, защитные реле, приключена постоянно к шинам аккумуляторной батареи; другие же, как, например, аварийное освещение, нормально питаются от переменного тока, а при исчезновении последнего переключаются на питание от шин аккумуляторной батареи.

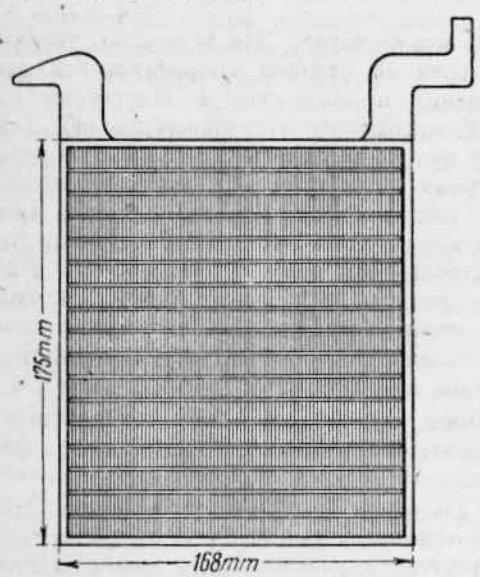
XVIII,2. ОСНОВЫ ТЕОРИИ АККУМУЛЯТОРОВ

Работа аккумуляторов основана на принципе обратимости некоторых гальванических элементов, открытом французским физиком Готеро (1801 г.).

Принцип обратимости заключается в том, что при заряде аккумулятора от источника электроэнергии последняя превращается в нем в химическую энергию, накопленную в потенциальном виде. Этот процесс носит название заряда аккумулятора. При последующем включении заряженного аккумулятора на внешнее сопротивление химическая энергия вновь переходит в электрическую. Этот процесс носит название разряда аккумулятора.

Из всех систем обратимых элементов наибольшее распространение получил свинцовый аккумулятор, предложенный Планте в 1859 г. и в дальнейшем усовершенствованный рядом конструкторов.

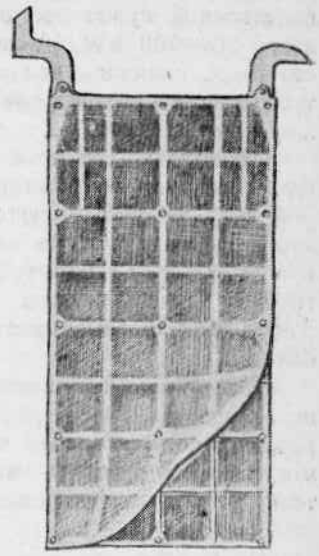
Стационарный свинцовый аккумулятор состоит из стеклянной банки или выложенного свинцом деревянного бака, электролита и электродов (пластин). Электролитом служит раствор серной кислоты определенной концентрации, характеризуемой плотностью раствора или процентным содержанием серной кислоты (по весу). Концентрация раствора колеблется в пределах 1,17—1,20 по удельному весу, что соответствует содержанию серной кислоты в растворе 23,48—27,32%.



Фиг. XVIII,1.

В стационарных аккумуляторах положительным электродом служат так называемые „пластины большой поверхности", изготовленные литьем из чистого свинца. Для получения наибольшей емкости при одинаковых габаритных размерах пластины имеют ребристое строение, благодаря чему развернутая поверхность превышает в восемь раз площадь электродов. На фиг. XVIII,1 дан общий вид такой пластины.

Отрицательные электроды представляют собой намазные пластины коробчатого класса. Их остов состоит из редкой решетки, отлитой из сурьмянистого свинца. К обеим сторонам рамки приварены тонкие перфорированные свинцовые листы. Ребра основы и свинцовая сетка образуют отдельные карманы, заполненные брикетами сырой массы из свинцовых окислов (фиг. XVIII, 2).



Фиг. XVIII,2.

В результате специальной электрохимической обработки — формирования — на электродах образуются активные вещества: на поверхности ребрышек положительных пластин — слой двуокиси свинца PbO_2, а свинцовые окислы отрицательных пластин превращаются в губчатый свинец Pb.

Каждый аккумуляторный элемент содержит несколько положительных и отрицательных пластин. Число положительных пластин всегда на одну меньше числа отрицательных. Электроды разной полярности чередуются между собой и таким образом крайними всегда оказываются отрицательные пластины. Разнополюсные пластины во избежание соприкосновения отделены друг от друга обработанными (выщелоченными) фанерными сепараторами. Свинцовые отростки положительных и отрицательных пластин припаяны к специальным соединительным полосам (фиг. XVIII, 3).



Фиг. XVIII,3.

Для объяснения явлений, протекающих в аккумуляторе в процессе заряда и разряда, в настоящее время принята так называемая „классическая" теория двойной сульфатации.

При разряде аккумулятор работает как обычный гальванический элемент. Внутри элемента ток протекает от отрицательного электрода к положительному. Под действием тока серная кислота (H_2SO_4) подвергается электролизу и разлагается на водород (2H), который выделяется на положительном электроде, и на кислотный остаток (SO_4), который переносится к отрицательному:

$$H_2SO_4 = \underset{(+)}{2H} + \underset{(-)}{SO_4}.$$

a) Реакция у положительных пластин

$$PbO_2 + H_2 + H_2SO_4 = PbSO_4 + 2H_2O.$$

b) Реакция у отрицательных пластин

$$Pb + SO_4 = PbSO_4.$$

Реакция сопровождается таким образом связыванием двух молекул серной кислоты и образованием двух молекул воды, вследствие чего плотность раствора снижается. При этом на положительных и отрицательных пластинах активная масса обогащается сернокислым свинцом (сульфатом).

В общем виде уравнение реакции разряда может быть выражено следующим образом:

$$\underset{(+)}{PbO_2}+2H_2SO_4+\underset{(-)}{Pb}=\underset{(+)}{PbSO_4}+2H_2O+\underset{(-)}{PbSO_4}.$$

При заряде аккумулятор работает как электролитическая ванна. Ток внутри элемента протекает от положительного полюса к отрицательному. Серная кислота вновь разлагается, но водород (2H) переносится к катоду, а остаток (SO_4) входит в реакцию замещения с водой и выделяет свободный кислород (O), отбирая у воды водород (2H); кислород переносится к аноду:

$$SO_4+H_2O=H_2SO_4+O.$$

Процесс протекает так, как будто бы электролизу подвергается вода.

Таким образом получаются реакции:

а) На положительных пластинах

$$PbSO_4+O+H_2O=PbO_2+H_2SO_4.$$

b) На отрицательных пластинах

$$PbSO_4+H_2=H_2SO_4+Pb.$$

В целом реакция заряда выражается уравнением

$$\underset{(+)}{PbSO_4}+2H_2O+\underset{(-)}{PbSO_4}=\underset{(+)}{PbO_2}+2H_2SO_4+\underset{(-)}{Pb}.$$

Реакция эта сопровождается поглощением воды, выделением серной кислоты и восстановлением PbO_2 на положительном электроде, а Pb — на отрицательном. Плотность кислоты при этом возрастает.

Обратимая реакция при цикле разряд-заряд может быть выражена уравнением

$$PbO_2+2H_2SO_4+Pb=PbSO_4+2H_2O+PbSO_4.$$

Формула читается слева направо для реакции разряда и справа налево для реакции заряда.

XVIII, 3. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СВИНЦОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ

Свинцовые аккумуляторы характеризуются следующими параметрами:

a) электродвижущая сила E;
b) внутреннее сопротивление r;
c) напряжение на зажимах U;
d) емкость Q;
e) предельный зарядный и разрядный токи I.

Электродвижущая сила аккумулятора в основном является функцией от концентрации электролита и возрастает с увеличением последней. Зависимость э. д. с. от плотности раствора кислоты может быть выражена следующей эмпирической формулой:

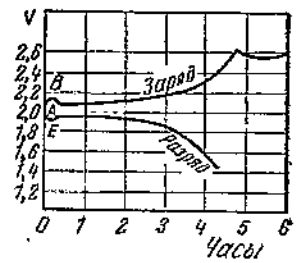
$$E=0{,}84+d,$$

где E — э. д. с. аккумулятора; d — плотность электролита; 0,84 — постоянная слагаемая значения э. д. с.

Внутреннее сопротивление аккумулятора в общем чрезвычайно незначительно и колеблется в пределах от нескольких сотых ома (для малых элементов) до нескольких стотысячных (для больших).

Внутреннее сопротивление изменяется в процессе заряда и разряда: при заряде оно уменьшается, а при разряде возрастает.

Увеличение внутреннего сопротивления в процессе разряда объясняется: 1) уменьшением плотности электролита, 2) образованием слоя сульфата на электродах и 3) уменьшением концентрации кислоты в порах активного материала.



Фиг. XVIII, 4.

Напряжение на зажимах аккумулятора определяется уравнениями:

a) при заряде $U=E+rI$;

b) при разряде $U=E-rI$.

Процесс заряда и разряда, как уже указано было выше, сопровождается изменением концентрации кислоты и некоторыми сопутствующими явлениями, которые, как мы увидим ниже, влияют на величину э. д. с., так что последняя во время протекания процесса не остается неизменной. Изменения э. д. с. и внутреннего сопротивления оказывают влияние на характер кривых заряда и разряда, изображенных на фиг. XVIII,4, где по оси абсцисс отложено время в часах, а по оси ординат — напряжение на зажимах аккумулятора.

Кривая заряда. Как мы уже видели, заряд сопровождается образованием серной кислоты на пластинах обеих полярностей.

Кислота выделяется сначала в порах активной массы электродов, а затем путем диффузии распространяется по всей массе электролита. Благодаря этому в самом начале заряда (до начала заметной диффузии) отмечается некоторое повышение напряжения — с 2 до 2,14 V (точка B), которое затем спадает. В дальнейшем кривая напряжения нарастает медленно вследствие повышения концентрации электролита.

В продолжение заряда количество сернокислого свинца (сульфата) уменьшается, и в конце концов выделяющиеся при реакции заряда водород и кислород в момент их образования не находят достаточного количества сульфата для соединения с ним. Свободный газ, наполняя поры активной массы электродов, вытесняет оттуда концентрированную кислоту.

Дальнейший заряд сопровождается поляризацией электродов, видимым выделением пузырьков газа, покрывающих поверхности пластин, и появлением дополнительного сопротивления газового слоя, что ведет к резкому повышению напряжения в конце заряда, когда весь зарядный ток расходуется на электролиз воды — выделение газов происходит особенно бурно; электролит как бы „кипит". Величина э. д. с.

поляризации становится постоянной, плотность электролита перестает практически возрастать и вместе с ними устанавливается конечное напряжение заряда (2,5 — 2,7 V).

Зарядный ток не должен превышать максимально допустимого по каталожным данным. После начала газообразования заряд необходимо вести током, пониженным на 50 — 60% от начального.

Кривая разряда. В начале разряда кривая характеризуется заметным снижением напряжения вследствие уменьшения плотности кислоты в порах активной массы (точка E, фиг. XVIII,4).

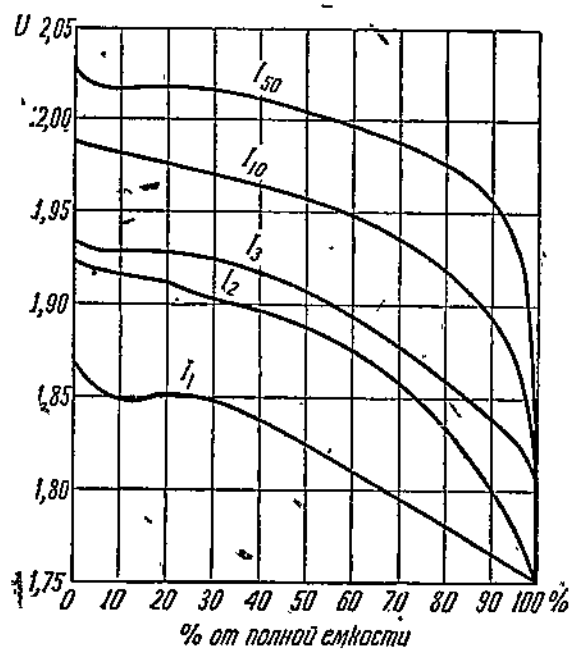
В дальнейшем процесс протекает следующим образом: образующийся сульфат свинца, занимая больше места, чем губчатый свинец и двуокись свинца, постепенно сужает мелкие поры, вследствие чего затрудняется доступ кислоты к частицам, расположенным внутри активного слоя, и напряжение постепенно падает.

В конце разряда начинается резкое снижение напряжения, которое можно отнести за счет следующих двух факторов:

a) обеднения кислотой электролита внутри пластин вследствие сужения пор активной массы, затрудняющего дальнейший доступ кислоты, окружающей пластины;

b) увеличения внутреннего сопротивления элемента за счет образования в активной массе плохо проводящего ток сульфата свинца.

Это резкое падение напряжения наступает тем раньше, чем больше разрядный ток, так как при этом участие в процессе разряда принимают главным образом поверхностные слои активной массы. Образующийся сульфат препятствует проникновению процесса в глубь активной массы. В качестве примера на фиг. XVIII,5 показаны кривые разряда аккумулятора типа СК при разных разрядных токах. По оси абсцисс отложена степень разряженности аккумулятора в процентах от его полной емкости при данном разрядном токе, а по оси ординат напряжение на зажимах. Кривая I_1 соответствует одночасовому разрядному току или длительности полного разряда в 1 час, I_3 — соответственно двухчасовому, I_8 — трехчасовому, I_{10} — десятичасовому и I_{50} — пятидесятичасовому разрядному току. Как видно из этих кривых, конечное разрядное напряжение на зажимах аккумулятора при разряде 1 и 2-часовым током принимается в 1,75 V, при разряде 3 — 50-часовым током — 1,8 V.



Фиг. XVIII, 5.

Правилами технической эксплоатации рекомендуется при разряде аккумуляторов любым током менее 10-часового не отнимать емкости выше гарантированной заводом для 10-часового режима, хотя бы напряжение оставалось более 1,8 V.

Емкость. Под емкостью понимается количество электричества, которое может отдать аккумулятор в продолжение одного разряда до конечного напряжения (1,75 и 1,8 V):

$$Q = It,$$

где Q — емкость в Ah; I — разрядный ток в A;
t — продолжительность разряда в часах.

Теоретически для получения 1 Ah требуется 3,86 g PbO_2 и 4,46 g Pb или всего 8,32 g активной массы, что составляет около 120 Ah на 1 kg; практически же 1 kg активной массы при разных режимах разряда в современных аккумуляторах дает 24 — 48 Ah, т. е. коэфициент использования активной массы составляет 20 — 40%.

Коэфициент использования, а следовательно, и емкость, снимаемая с аккумулятора, зависит, как уже отмечалось, от величины разрядного тока. Поэтому гарантированная емкость задается заводом разная — в зависимости от разрядного тока или продолжительности разряда.

Для стационарных установок изготовляются два типа аккумуляторов С и СК. Они отличаются друг от друга только размерами полос, соединяющих между собой пластины. Аккумуляторы типа СК имеют большое сечение полос, позволяющее вести разряд большим разрядным током. По всем остальным характеристикам оба типа аккумуляторов совершенно идентичны и определяются ОСТ 7179, 7180, 7181, 7873.

Гарантированные емкости аккумуляторов С и СК в зависимости от продолжительности разряда при температуре электролита $\Theta = 25°$ C приведены в табл. XVIII,1.

Кроме типа аккумуляторы характеризуются еще номером, определяющим их величину. Характеристики всех последующих номеров являются производными от первого номера и получаются путем простого умножения соответствующей характеристики на номер батареи. Так, например, аккумулятор типа С-6 имеет емкость при 3-часовом разряде 27·6=162 Ah,

Таблица XVIII, 1

Тип и № аккумулятора	Продолжительность разряда в часах	Гарантируемая емкость в Ah	Максимальный ток в А	
			заряда	разряда
СК-1	1	18,5	11	18,5
СК-1	2	22	11	11
С-1	3	27	9	9
С-1	5	30	9	6
С-1	7,5	33	9	4,4
С-1	10	36	9	3,6

аккумулятор типа СК-10 при одночасовом разряде — $18{,}5 \cdot 10 = 185$ Ah и т. п.

Такая простая зависимость определяется тем, что увеличение емкости аккумулятора происходит до определенных номеров за счет увеличения количества пластин. Например, аккумуляторы С-1 и СК-1 имеют две боковые односторонние отрицательные пластины и одну положительную. Аккумуляторы С-3 и СК-3 — соответственно четыре отрицательных (из них две боковых односторонних) и три положительных такой же емкости, как и первый номер.

Начиная с № 6, тип пластины меняется: каждая пластина обладает двойной емкостью по сравнению с первыми номерами. Аккумуляторы С-6 и СК-6 имеют поэтому три положительные пластины и четыре отрицательные и т. д.

Для нахождения емкости при промежуточных значениях разрядного тока можно воспользоваться эмпирической формулой, предложенной Пейкертом:

$$I^n t = C,$$

где n и C — постоянные, определяемые опытным путем при двух различных разрядных токах. Если эти токи равны I_1 и I_2, а соответствующие времена равны t_1 и t_2, то значения n и C вычисляют так:

$$I_1^n t_1 = C,$$

$$I_2^n t_2 = C,$$

$$n = \frac{\lg t_2 - \lg t_1}{\lg I_1 - \lg I_2}.$$

Формула Пейкерта действительна только для случаев одноступенчатого разряда длительностью 1—10 час. и когда разряд ведется непрерывно током неизменной силы сейчас же после окончания заряда. Установить сколько-нибудь точно расчетом емкость аккумулятора при многоступенчатом разряде, т. е. когда разряд ведется токами разной величины и разной продолжительности, не представляется возможным. Для некоторых частных случаев методика определения емкости в таком режиме дается ниже в разделе „Методика выбора аккумуляторных батарей".

Весьма существенным фактором, влияющим на емкость аккумулятора, является температура электролита. Для элементов С и СК зависимость емкости от температуры определяется формулой

$$Q_\theta = \frac{Q_{25}}{1 + 0{,}008(\theta - 25)},$$

где θ — фактическая температура, при которой ведется разряд аккумулятора. Формула действительна в пределах 10—35° С. При более низкой температуре происходит более резкое снижение емкости.

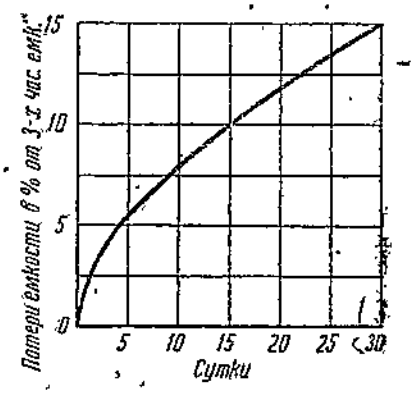
XVIII,4. РЕЖИМЫ РАБОТЫ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ НА СТАНЦИЯХ

В условиях нагрузки станционных аккумуляторов режим с неизменной силой тока почти отсутствует. Практически приходится иметь дело со следующими режимами:

a) заряд-покой-разряд;
b) постоянный подзаряд;
c) заряд-двухступенчатый разряд.

Режим заряд-покой-разряд заключается в том, что батарея после заряда длительно остается в состоянии покоя, неся лишь периодически кратковременные толчковые нагрузки. Такой режим имеет место в тех случаях, когда батарея не имеет постоянной нагрузки и предназначена для резервирования освещения или других нагрузок, нормально приключенных к сети переменного тока.

Наиболее слабым местом этого режима является с а м о р а з р я д. Батарея, оставаясь в состоянии покоя, медленно, изо дня в день теряет свою емкость. Аккумуляторы, находящиеся в хорошем состоянии, теряют в начале до 2%, а затем от 0,5 до 1% емкости в сутки. На фиг. XVIII,6 показана ориентировочная кривая потери емкости аккумулятора типа С на саморазряд за 30 суток. Потеря выражена в процентах от полной емкости трехчасового разряда. Кривая составлена по опытным данным завода „Ленинская Искра".



Фиг. XVIII, 6.

Очень большую роль в явлении саморазряда играет наличие в электролите или в свинце примесей из металлов более благородных, чем губчатый свинец, как, например, платина, золото и железо. Осаждение этих примесей на отрицательный электрод приводит к образованию со свинцом местного короткозамкнутого элемента. Действие этого элемента вызывает выделение водорода с образованием сульфата и сопровождается бесполезным расходом емкости.

Аналогичный процесс, хотя в значительно менее интенсивной форме, происходит и на положительном электроде. Перекись свинца образует со свинцовым остовом пластины местные короткозамкнутые элементы, вызывающие также потерю емкости, а кроме того ведущие к постепенному разрушению остова пластин.

Для восполнения саморазряда и уничтожения сульфатации пластин батарею, работающую по этому режиму, рекомендуется не реже одного раза в месяц разрядить на нагрузку и вновь зарядить.

Оставлять в состоянии покоя разряженную батарею нельзя, так как при этом возникает так называемое явление чрезмерной сульфатации, которое сводится к тому, что активная масса через некоторое время переходит в крупнозернистый сульфат, трудно восстанавливаемый зарядным током. Явление сульфатации объясняется следующим образом: при разряде аккумулятора на каждой частице губчатого свинца и двуокиси свинца образуется тонкий слой мелкораздробленного сульфата, пропитанного серной кислотой.

В состоянии покоя аккумулятор подвергается незначительным колебаниям температуры, которые способствуют образованию более крупных кристаллов сульфата, постепенно покрывающих поверхность пластин. Как профилактическое мероприятие, способствующее уничтожению начинающейся сульфатации, стационарные аккумуляторы при любых методах эксплоатации подвергаются каждые три месяца процессу перезаряда (уравнительного заряда). Процесс перезаряда заключается в следующем: после обычного заряда батареи с нее снимается вся нагрузка и батарея остается в покое на 1 — 1,5 часа. После этого она вновь включается на заряд током, равным 0,5—0,75 от максимального зарядного тока; заряд ведется в течение примерно 1 часа до начала сильного газовыделения на пластинах. Батарея снова переводится на режим покоя в течение часа, затем вновь подвергается дополнительному заряду. Такие заряды с часовыми перерывами ведутся до тех пор, пока непосредственно после включения на заряд не начнется сильное газовыделение.

Режим постоянного подзаряда заключается в том, что батарея нормально работает параллельно с постоянно вращающимся мотор-генератором. Этот режим практикуется в тех случаях, когда к шинам батареи приключены приемники с постоянным потреблением энергии. Характеристика мотор-генератора подбирается таким образом, что нормально мотор-генератор покрывает не только нагрузку сети, но и восполняет саморазряд батареи, непрерывно ее подзаряжая; толчки же нагрузки, если таковые имеют место, в основном воспринимаются аккумуляторной батареей. Режим постоянного подзаряда обладает рядом эксплоатационных преимуществ, вследствие которых он находит все более широкое применение в практике работы электростанций и подстанций. Эти преимущества в основном сводятся к следующему:

a) Батарея всегда находится в полностью заряженном состоянии.

b) Напряжение на шинах автоматически поддерживается постоянным.

c) Запас емкости батареи определяется только аварийным режимом, что позволяет уменьшить расчетную емкость.

d) Вследствие того что цикл заряд-разряд повторяется редко, пластины подвергаются слабому износу и продолжительность жизни батареи при правильном уходе значительно превосходит таковую при работе в других режимах.

Режим заряд-двухступенчатый разряд заключается в том, что батарея сейчас же после заряда разряжается малым током на постоянную нагрузку (первая ступень разряда), а при аварии с переменным током на батарею включается дополнительно большая нагрузка, и разряд ее продолжается резко возросшим разрядным током (вторая ступень разряда).

Так как авария может наступить при любой степени разряженности батареи, то при ведении эксплоатации по этому режиму батарея нормально никогда не разряжается до конца. Степень разряженности, до которой батарея может быть доведена, рассчитывается таким образом, чтобы оставшаяся емкость была достаточна для покрытия аварийных нагрузок в течение определенного промежутка времени. Обычно возможную длительность аварии с полной потерей переменного тока принято считать: для станций, имеющих надежную связь с системой, 1 час, для станций изолированных 2 часа, а для подстанций в зависимости от их положения в системе 1 — 2 часа.

По сравнению с предыдущими режимами эксплоатация батареи по этому режиму имеет следующие недостатки:

a) необходимость частой зарядки батареи;

b) увеличенные потери энергии, поскольку аккумуляторная батарея имеет относительно низкий к.п.д. (по емкости около 84%, по энергии 65%);

c) сильный износ батареи вследствие частой повторяемости цикла заряд-разряд.

Независимо от того, по какому из перечисленных режимов ведется эксплоатация батареи, последнюю согласно правилам технической эксплоатации следует не реже одного раза в три месяца подвергать уравнительному заряду.

XVIII, 5. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЕМНИКОВ ПОСТОЯННОГО ТОКА И ВЫБОР РЕЖИМОВ РАБОТЫ АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ

А. По характеру и режиму работы приемники постоянного тока могут быть разбиты на следующие группы:

1. Приемники, приключенные непосредственно к сети постоянного тока и постоянно потребляющие энергию, как, например, сигнальные приборы и лампы и др.

2. То же, но потребляющие энергию кратковременно, как, например, включающие и отключающие

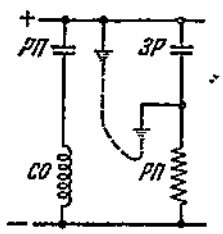
катушки соленоидов силовых выключателей, реле защиты, автоматики и блокировки и др.

3. Приемники с постоянным или периодическим потреблением энергии, нормально приключенные к сети переменного тока и переключающиеся на постоянный ток при аварии на переменном токе, например, аварийное освещение, а в отдельных случаях электродвигатели задвижек, электродвигатели резервных масляных насосов турбины и т. п.

Краткий перечень приемников и характеристика их работы даны ниже в табл. XVIII,2.

В. По степени ответственности приемники можно разделить на две категории:

1. Особо ответственные приемники, к которым относятся оперативные катушки соленоидов управления выключателями и реле защиты, автоматики и автоблокировок. Повреждения в цепях, питающих эти приемники, могут служить причиной серьезных аварий на станции или способствовать их распространению. Например, обрыв провода, отход контактов или перегорание предохранителей в цепях управления или релейной защиты могут повлечь за собой отказ в действии защиты. Двойные замыкания на землю, например, одно на катушке защитного реле, а другое на шинах (фиг. XVIII,7), могут вызвать произвольные действия выключателей (отключение или включение).



Фиг. XVIII,7.

2. Прочие приемники, которые по степени своей ответственности могут быть отнесены ко второй категории.

Большинство из этих приемников, в частности светильники аварийного освещения, разбросаны по всем цехам станции и имеют сильно разветвленную сеть, находящуюся в неблагоприятных условиях эксплоатации (наличие сырости, угольной пыли и т. п.).

С. По степени чувствительности к колебаниям напряжения:

1. Все приемники I категории надежно работают при напряжениях, значительно ниже номинальных; так, например, отключающая катушка и промежуточный контактор включения соленоидных приводов силовых выключателей должны согласно ОСТ надежно работать при напряжениях до 65% от номинального. Сигнальные лампы при напряжении до 70—75% от номинального имеют накал, достаточный для выполнения их основной функции,— сигнализации положения выключателей.

2. Приемники II категории, наоборот, весьма чувствительны к колебаниям напряжения. Так, например, лампы аварийного освещения резко снижают освещенность при понижении напряжения. Соленоиды включения допускают колебания напряжения в пределах от +10 до —20%; при снижении напряжения сильно замедляется процесс включения выключателя, что может привести к разрушению выключателя при включении на короткое замыкание; при повышении напряжения могут получиться большие механические удары, что также приведет к повреждению выключателя.

Характеристика работы приемников определяет режим работы станционной аккумуляторной батареи, от которой эти приемники получают питание.

В нормальном режиме нагрузка на батарею относительно невелика и определяется мощностью потребной для питания постоянных потребителей энергии (сигнальных приборов и ламп). В аварийном режиме нагрузка на батарею резко возрастает главным образом за счет питания светильников аварийного освещения. Емкость батареи выбирается из условий покрытия нагрузок в аварийном режиме в течение заданного отрезка времени (1 или 2 часа).

При этих условиях эксплоатация батареи может вестись по режиму «заряд-двухступенчатый раздряд» или по режиму «постоянного подзаряда».

Учитывая указанные выше преимущества работы батареи в режиме «постоянного подзаряда», этот режим и кладется в основу при выборе емкости батареи и при построении ее схемы коммутации.

XVIII,6. СХЕМЫ КОММУТАЦИИ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

А. Схема коммутации батареи, работающей в режиме заряд-разряд или заряд-покой-разряд

Схема коммутации батареи, работающей в указанных выше режимах, должна допустить следующие возможные случаи работы:

1) параллельную работу батареи и зарядного агрегата на нагрузку для питания постоянных потребителей энергии;

2) разряд батареи при отключенном зарядном агрегате, что может потребоваться в аварийном режиме или при производстве уравнительного заряда;

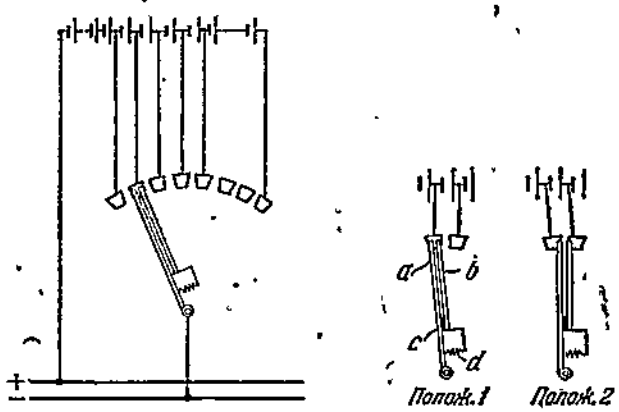
3) заряд батареи с одновременным питанием постоянной нагрузки;

4) питание нагрузки от мотор-генератора при отключенной батарее.

Непременным условием является при этом поддержание постоянства напряжения на шинах постоянного тока при всех перечисленных условиях ее работы.

Как уже указывалось выше, напряжение каждого элемента в процессе разряда постепенно снижается с 2,1 V до 1,8 — 1,75 V, а в процессе заряда повышается с 2,1 до 2,5 — 2,7 V. Для поддержания постоянства напряжения на шинах необходимо включить в схему аппарат, позволяющий в процессе разряда по мере снижения напряжения вводить дополнительные элементы, а в процессе заряда по мере повышения напряжения выводить эти элементы. Для этой цели служит элементный коммутатор (ЭК). Схематически элементный коммутатор изображен на фиг. XVIII, 8. Он состоит из ряда пластин, к которым присоединяются дополнительные элементы. По этим пластинам может скользить ручка коммутатора, вторым своим концом присоединенная к шинам постоянного тока. В конце заряда ручка коммутатора находится в крайнем левом положении и держит подключенными к шинам коли-

чество элементов, достаточное для поддержания на шинах заданного напряжения. Сейчас же после окончания заряда и перевода батареи на разряд напряжение на шинах резко снижается и ручка переводится вправо, включая на шины некоторое количество дополнительных элементов. По мере разряда батареи и снижения напряжения ручка коммутатора переводится вправо, поддерживая таким образом напряжение неизменным. Для того чтобы при переводе ручки с одной пластины на другую не произошло разрыва цепи, ручка должна иметь ширину, позволяющую

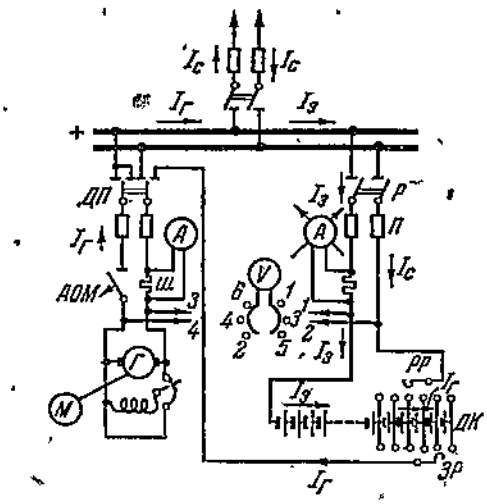


Фиг. XVIII, 8.

одновременно перекрывать две соседние пластины (положение 2). Так как при этом один из элементов оказывается замкнутым накоротко ручкой, последняя при помощи изоляционной прокладки C разделена на две части a и b, связанные между собой сопротивлением из никелевой ленты d. Сопротивление подбирается таким образом, чтобы при кратковременном замыкании элемента ток, протекающий через короткозамкнутый контур, не превышал нормального разрядного тока.

Элементный коммутатор бывает с одной ручкой, используемой как для разряда, так и для заряда, или с двумя ручками, одной для разряда и другой для заряда.

Как это будет видно из дальнейшего анализа схемы, для рассматриваемого нами случая требуется применение двойного элементного коммутатора. Рассмотрим схему коммутации аккумуляторной батареи (фиг. XVIII,9). Батарея приключена к шинам при помощи двухполюсного рубильника P и предохранителей $П$, причем один полюс батареи (+) приключается к шинам непосредственно, а другой подается через разрядную ручку PP двойного элементного коммутатора $ДК$. Для измерения силы тока при заряде и разряде на одном из полюсов установлен амперметр с двухсторонней шкалой (с нулем посредине). Зарядный агрегат, состоящий из электродвигателя переменного тока M и генератора постоянного тока $Г$, через двухполюсный переключатель $ДП$ может подключаться либо к шинам, либо через зарядную ручку $ЗР$ элементного коммутатора к аккумуляторной батарее. Защита генератора от коротких замыканий выполнена при помощи предохранителей $П$. Для защиты генератора в случае остановки мотора или обрыва цепи возбуждения на одном из полюсов установлен автомат обратной мощности ($АОМ$). В этих случаях происходит изменение направления потока энергии и автомат отключает генератор от шин. Для измерения силы тока на одном из полюсов устанавливается амперметр. Для контроля напряжения уста-



Фиг. XVIII, 9.

навливается вольтметр с переключателем, позволяющим замерять напряжение на зажимах батареи или мотор-генератора.

Рассмотрим действие схемы при разных условиях работы:

1. Батарея работает на разряд. Рубильник P включен; переключатель $ДП$ находится в среднем положении, а мотор-генератор отключен. Разрядная ручка коммутатора PP находится в промежуточном положении, подключая к шинам количество элементов, необходимое для получения заданного напряжения. По мере разряда батареи ручка коммутатора переводится вправо и в конце разряда занимает крайнее правое положение.

2. Батарея переводится на заряд с одновременным питанием нагрузки сети.

Рубильник P включен. Переключатель $ДП$ установлен в правом положении. Генератор одним полюсом (+) приключен непосредственно к шинам, а другим полюсом (—) через зарядную ручку $ЗР$ элементного коммутатора к минусу аккумуляторной батареи; зарядная ручка коммутатора переводится в крайнее правое положение, ставя таким образом всю батарею под заряд. Мотор-генератор заряжает батарею и одновременно покрывает нагрузку сети. Токораспределение для этого режима показано на схеме стрелками, причем $I_з$ означает ток заряда; I_c — ток сети, а $I_г = I_з + I_c$ — ток генератора.

В связи с тем, что при переходе с разряда на заряд напряжение на зажимах батареи резко повышается (за счет внутреннего падения напряжения), разрядная ручка переводится влево настолько, чтобы

напряжение на шинах достигло нормального значения. Разность напряжений между зажимами батареи и шинами падает на добавочные элементы, расположенные между зарядной и разрядной ручками коммутатора.

Поскольку последние элементы были в меньшей степени разряжены, заряд их заканчивается ранее других, вследствие чего зарядная ручка постепенно переводится влево. Одновременно переводится влево также и разрядная ручка, так как по мере заряда батареи напряжение на ее зажимах постепенно возрастает; к концу заряда разрядная ручка коммутатора занимает крайнее левое положение.

3. Батарея работает параллельно с мотор-генератором. Рубильник *Р* включен; переключатель *ДП* занимает левое положение. Работа в этом случае ясна из схемы.

4. Мотор-генератор питает нагрузку сети. Рубильник *Р* отключен. Переключатель *ДП* в левом положении. Такой режим имеет место очень редко (при неисправности батареи).

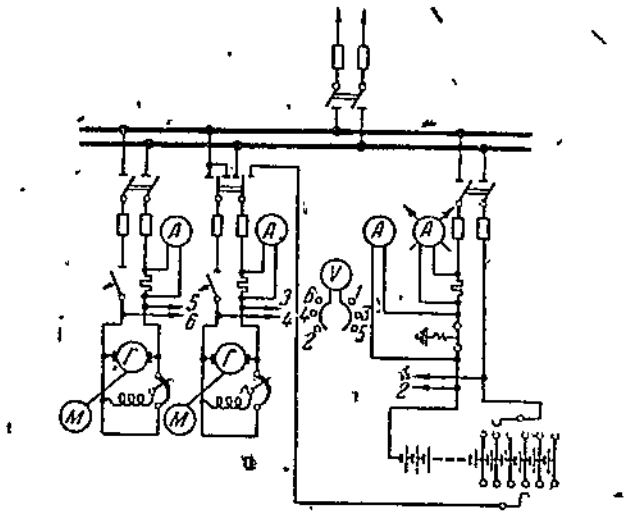
В. Схема коммутации батарей, работающих в режиме постоянного подзаряда с элементным коммутатором (фиг. XVIII,10)

Батарея, скоммутированная по схеме фиг. XVIII, 9, может быть использована также для работы в режиме постоянного подзаряда, что отвечает указанному выше случаю (А). При этом зарядный агрегат нормально выполняет функцию подзарядного. Однако такое использование зарядного агрегата может оказаться технически возможным и экономически целесообразным лишь в том случае, когда постоянная нагрузка приемников достигает таких размеров, при которых обеспечивается устойчивая и достаточно экономичная работа генератора. Как уже отмечалось выше, в условиях работы аккумуляторных батарей на электростанциях и подстанциях нагрузка на батарею в нормальном режиме относительно невелика. Поэтому при переводе батареи на работу по режиму постоянного подзаряда помимо зарядного агрегата устанавливается дополнительно агрегат небольшой мощности, так называемый подзарядный агрегат, служащий для питания постоянной нагрузки и подзаряда батареи. Необходимость установки второго агрегата вызывается еще тем, что при работе в режиме постоянного подзаряда один агрегат находится постоянно в работе, а второй служит резервом для его замены на случай ревизии или ремонта.

Схема в этом случае принимает вид, показанный на фиг. XVIII,10.

Помимо зарядного агрегата к шинам приключен подзарядный агрегат. Кроме того в цепи батареи установлен второй амперметр со шкалой порядка 2—5 А, служащий для замера тока подзаряда. Нормально амперметр зашунтирован рубильником с пружинным возвратом. Периодически рубильник отключается и производится замер, после чего он под действием пружины снова включается. Пружинный возврат на рубильнике является мерой предосторожности, не допускающей случайного оставления амперметра в цепи при заряде или разряде батареи, когда ток в цепи во много раз превышает ток подзаряда.

Таким образом коммутация аккумуляторной батареи по схеме фиг. XVIII,10 удовлетворяет всем условиям работы установок постоянного тока на электростанциях и подстанциях, обеспечивая вместе с тем максимально возможный срок службы батареи.



Фиг. XVIII, 10.

Опыт эксплоатации ряда действующих электростанций и районных подстанций показал, что при наличии достаточно чувствительной установки для контроля изоляции сетей постоянного тока и при правильной их эксплоатации, своевременном устранении дефектов изоляции, питание всех приемников от одной аккумуляторной батареи обеспечивает достаточную степень надежности работы установки.

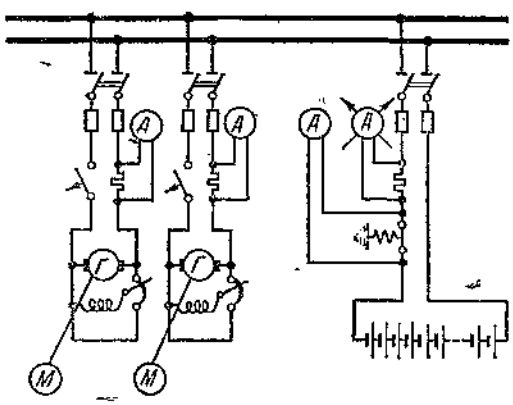
Резервирование самой аккумуляторной батареи на случай ревизии или ремонта не требуется, так как ремонт обычно производится по частям, путем отключения отдельных элементов и сохранения в работе батареи в целом.

Надежность работы приемников I категории достигается путем соответствующего построения схемы распределительной сети постоянного тока. Тем не менее на ряде электростанций и районных подстанций, запроектированных и построенных во второй и третьей пятилетках, была принята система генерирования и распределения постоянного тока, которая имела целью обеспечить повышенную надежность работы приемников I категории. Стремление повысить надежность этих приемников вызывалось тем обстоятельством, что аварийной статистикой были зарегистрированы отдельные случаи произвольного отключения выключателей от двойных замыканий на землю.

По этой системе на станции установлены две аккумуляторные батареи, сети которых электрически между собой не связаны. К одной из них приключены приемники I категории (цепи управления выключателями, сигнализация положения последних и цепи защиты). От другой батареи в основном питаются

сети аварийного освещения и соленоидов включения выключателей. В соответствии с охарактеризованными выше особенностями работы приемников I и II категорий батареи выбраны отличными как по режиму их работы, так и по емкости.

Среди приемников I категории имеются приемники, постоянно потребляющие энергию, но небольшой мощности (сигнальные лампы). Емкость батареи, предназначенной для их питания, относительно невелика и выбрана из условия обеспечения питания этих приемников в аварийном режиме в течение 1 или 2 час. Эту батарею принято называть «малой» батареей. Нормально она работает в режиме постоянного подзаряда и переводится в положение разряда только при производстве уравнительного заряда или в аварийном режиме. Поскольку приключенные к ней приемники могут надежно работать и при пониженном напряжении, дополнительные элементы и элементный коммутатор для поддержания постоянства напряжения при разряде не требуется. На время же производства заряда или уравнительного заряда, когда напряжение на зажимах батареи повышается до пределов, недопустимых для токоприемников, последние переключаются на вторую батарею. Схема коммутации батареи, работающей в режиме постоянного подзаряда без элементного коммутатора, показана на фиг. XVIII,11.



Фиг. XVIII, 11.

Она отличается от схемы фиг. XVIII,10 отсутствием элементного коммутатора и переключателя для перевода зарядного мотор-генератора в положение, соответствующее заряду. Последний производится непосредственно через шины батарей.

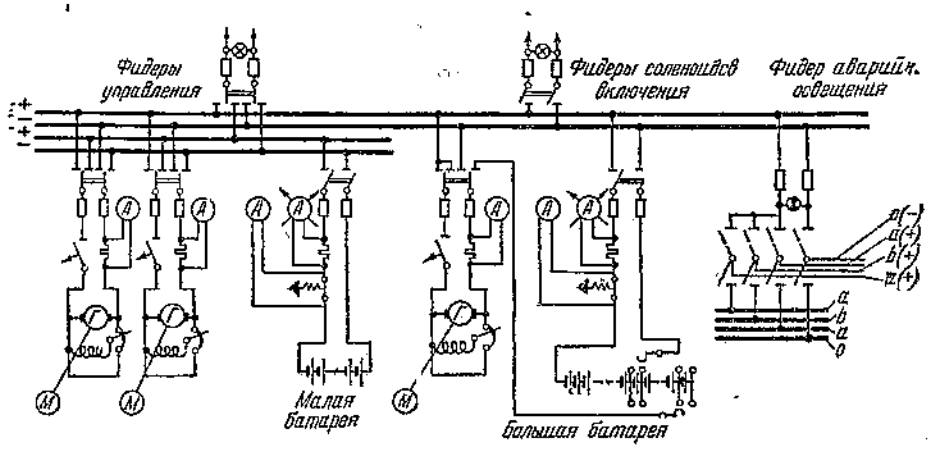
Приемники II категории в нормальном режиме не являются постоянными потребителями энергии. Аварийное освещение питается от сети переменного тока. Лишь в аварийном режиме оно переключается на питание от аккумуляторной батареи, потребляя при этом относительно большую мощность. Соленоиды включения потребляют энергию лишь во время производства операции включения, определяемое долями секунды, но создает при этом толчки тока, доходящие для некоторых типов приводов до 250 А при 220 V.

Емкость батареи, служащей для питания этих приемников, выбирается из условий обеспечения нагрузки от аварийного освещения в течение 1 или 2 час. и проверяется на возможность допустить указанные выше толчки тока. Емкость при этом получается относительно большой по сравнению с емкостью первой батареи. Ее называют поэтому «большой» батареей. Учитывая чувствительность приемников к колебаниям напряжения, батарея снабжается элементным коммутатором. Поскольку батарея не имеет постоянной нагрузки, она может работать либо в режиме заряд-покой-разряд, либо в режиме постоянного подзаряда, если дать ей искусственно какую-нибудь постоянную нагрузку, например, аварийное освещение помещения щита управления.

В первом случае она коммутируется по схеме фиг. XVIII,9, во втором — по схеме фиг. XVIII,10.

На фиг. XVIII,12 показана схема коммутации вспомогательного постоянного тока с двумя батареями, выполненная в соответствии с указанными выше соображениями.

«Малая» батарея выполнена без элементного коммутатора, «большая» — с элементным коммутатором. Для покрытия постоянной нагрузки и подзаряда батарей установлено два мотор-генератора, каждый из которых может при помощи переключателя присоединяться к шинам любой батареи; нормально один приключен к шинам «большой» батареи, а другой к шинам «малой» батареи. Одновременно каждый из них может быть использован в качестве зарядного агрегата для «малой» батареи. Для заряда «большой» батареи установлен отдельный мотор-генератор. Ответственные фидеры могут при помощи переключателей переводиться на шины любой батареи. Нормально они все приключены к шинам малой батареи; при появлении «земли» на одном из фидеров он переводится на большую батарею; при перезаряде все фидеры переключаются на большую батарею. Все



Фиг. XVIII, 12.

остальные неответственные фидеры жестко приключены к большой батарее. В остальном схема пояснений не требует. В целях экономии меди в кабелях, питающих сеть аварийного освещения и соленоидов включения, напряжение постоянного тока на электростанциях и районных подстанциях обычно принимается равным 220 V.

На подстанциях небольшой мощности, где расход на аварийное освещение невелик, а длина кабелей, питающих соленоиды включения, незначительна, возможно применение напряжения 110 V. Там же, где дистанционное управление выключателями на подстанциях отсутствует и постоянный ток предназначается исключительно для их автоматического отключения под действием защиты, можно применить переносные батареи на 24 V. Обычно в таких случаях имеются две батареи, из которых одна поставлена на разряд, а другая в это время заряжается или находится в резерве.

На этом же типе подстанций аккумуляторные батареи могут вовсе не устанавливаться, если представляется возможность выполнить релейную защиту на переменном токе.

XVIII,7. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Для обеспечения надежности работы приемников постоянного тока питание последних производится через ряд независимых сетей, например, сеть аварийного освещения, соленоидов включения, оперативных цепей управления и защиты и т. п. Поскольку осветительные сети выполняются по обычным для них требованиям, останавливаться на них не будем.

Систем сетей вспомогательного постоянного тока на станциях и подстанциях имеется две: сеть цепей соленоидов включения выключателей и сеть цепей управления, сигнализации и защиты.

Основное требование, предъявляемое к любой из этих сетей, сводится к обеспечению надежности питания всех потребителей постоянного тока при повреждении одного какого-либо участка сети. Для этой цели сеть выполняется или радиальной, с питанием каждого участка двумя линиями, из которых одна рабочая, а другая резервная, или по кольцевой схеме.

Выбор схемы сети соленоидов включения выключателей определяется тем, что выключатели располагаются группами, относящимися к распределительным устройствам различного напряжения, находящимся на отдельных участках станции или подстанции. Естественно поэтому эту сеть постоянного тока разделить на несколько независимых участков, а именно: участок распределительного устройства генераторного напряжения; участок распределительного устройства собственных нужд и участок распределительных устройств 35—220 kV. Схема питания каждого из этих участков может быть отличной от другой в зависимости от ее особенностей.

В качестве примера на фиг. XVIII,13 показана схема распределения постоянного тока 220 V в распределительном устройстве генераторного напряжения.

Как видно из чертежа, схема построена по принципу кольцевого питания. Вдоль распределительного устройства проходят шинки включения *ШВ*, выполненные изолированным проводом или кабелем и проложенные по стенкам ячеек выключателей рядом с приводами последних. Шинки секционированы при помощи рубильников $Р_1$ и $Р_2$ по числу секций шин на генераторном напряжении.

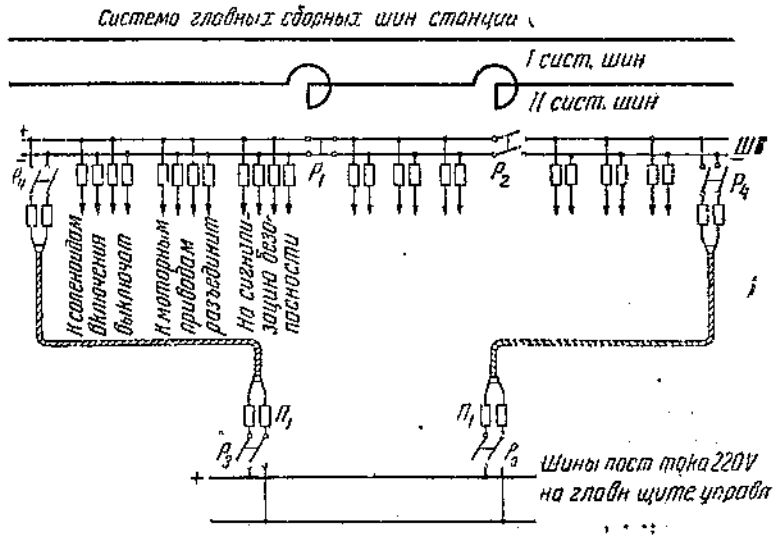
Питание шинок со щита постоянного тока осуществлено двумя кабельными фидерами, подведенными к крайним секциям. Средняя секция при помощи секционных рубильников $Р_1$ и $Р_2$ может приключаться к любой из крайних. Каждый фидер снабжен со стороны питающего конца (щита) рубильником $Р_3$ и предохранителями $П_1$, а со стороны приемного конца (шинок включения) рубильником $Р_4$. Нормально оба фидера включены.

Во избежание неселективного действия предохранителей $П_1$ при повреждениях в сети параллельная работа фидеров не допускается и кольцо размыкается секционным рубильником $Р_1$ или $Р_2$. При повреждении одного из фидеров он отключается от шинок включения, которые после включения рубильника $Р_1$ или $Р_2$ переводятся на одностороннее питание.

От шинок *ШВ* отходят ответвления к соленоидам включения выключателей.

Кроме соленоидов включения к этим шинкам приключены: 1) оперативная сигнализация разъединителей, т. е. лампы, сигнализирующие возможность производства операций с разъединителями, и 2) электромагнитные замки, блокирующие приводы разъединителей от неправильных операций с ними.

Целесообразность присоединения указанных приемников

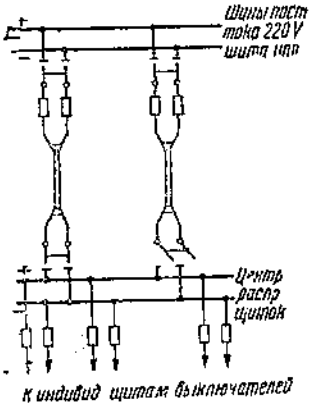


Фиг. XVIII, 13.

ников к шинкам включения определяется тем, что цепи их находятся в пределах ячеек выключателей.

Аналогичным образом выполняется распределение постоянного тока 220 V в распределительных устройствах собственных нужд и на открытых подстанциях.

На небольших открытых подстанциях иногда применяется система радиального питания по схеме фиг. XVIII,14. На подстанции устанавливается центральный распределительный щиток, питаемый двумя кабельными фидерами со щита управления. Из них нормально включен один, а второй находится в резерве. От центрального распределительного щитка отходят радиальные линии к индивидуальным щиткам, расположенным у каждого выключателя.



Фиг. XVIII, 14.

Схема сети оперативного тока для управления, сигнализации и защиты определяется тем, что оперативный ток управления подается на все пункты станции, откуда может производиться дистанционное управление силовыми выключателями, автоматами или другими коммутационными аппаратами.

К таким пунктам относятся: центральный электрический щит управления, щиты управления электродвигателями котельного агрегата и местные щитки управления отдельными электродвигателями, расположенные непосредственно у двигателей.

Питание всех щитков должно выполняться таким образом, чтобы обеспечить:

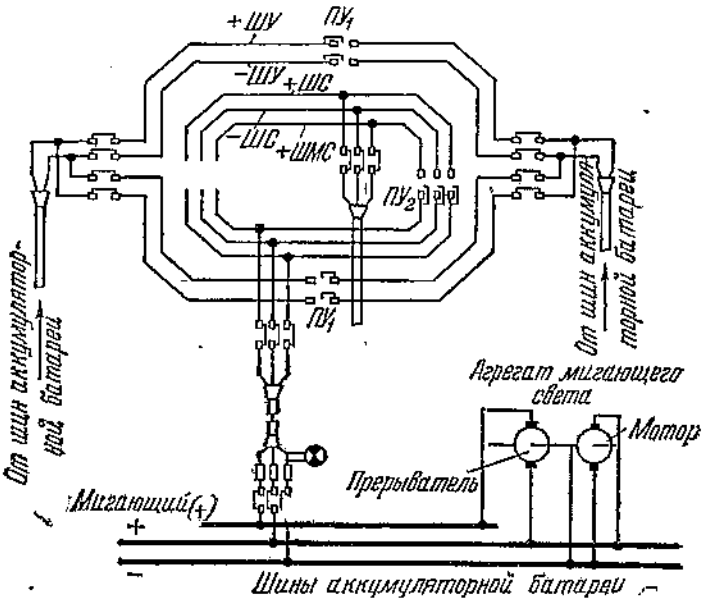
1. Отделение цепей управления, как более ответственных, от цепей сигнализации. Для этой цели вдоль щита располагаются отдельно шинки управления *ШУ* и шинки сигнализации *ШС*. Каждая из этих систем шинок питается со щита постоянного тока отдельными фидерами.

2. Возможность выделения любого участка щита в случае наличия на нем повреждения изоляции. Для этой цели шинки на щите секционируются.

В качестве примера на фиг. XVIII,15 показан один из возможных вариантов распределения постоянного тока на центральном щите управления.

Вдоль панелей щита управления проложены: две шинки управления $+$ *ШУ* и $-$ *ШУ* и три шинки сигнализации *ШС*, $-$ *ШС* и шинка мигающего света $-$ *ШМС*.

Шинки управления разделены на четыре секции по числу участков щита. Питание производится со щита постоянного тока двумя фидерами, причем каждая секция может питаться либо своим фидером, либо приключаться к соседней секции. При повреждении одного из питающих фидеров включаются секционные переключатели *ПУ* и питание всех секций осуществляется одним фидером. При появлении „земли" на какой-нибудь секции она выделяется для питания на отдельный фидер. В схемах с двумя аккумуляторными батареями этот фидер в свою очередь переводится на „большую" батарею.



Фиг. XVIII, 15.

Шинки сигнализации разделены на две секции, к каждой из которых подходит отдельный фидер. При повреждении одного из питающих фидеров обе секции объединяются при помощи переключателя $ПУ_2$.

XVIII,8. МЕТОДИКА ВЫБОРА АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ И ЗАРЯДНЫХ АГРЕГАТОВ

Выбор аккумуляторной батареи сводится к определению следующих двух величин:) 1) количества элементов батареи и 2) номера элементов.

Выбор того и другого в значительной степени зависит от режима работы батареи, поэтому мы рассмотрим методику определения каждой из этих величин для упомянутых выше режимов работы.

1. Выбор количества элементов

А. Выбор количества элементов для батарей, работающих по схеме фиг. XVIII,9 и XVIII,10 с двойным элементным коммутатором.

При заданном номинальном напряжении сети $U_н$ общее количество элементов, присоединенных к элементному коммутатору, должно быть подобрано таким образом, чтобы напряжение на шинах как при разряде, так и при заряде поддерживалось постоянным и превышало номинальное напряжение сети примерно на 5%, что дает при номинальном напряжении сети 220 V $U_ш = 230$, а при номинальном напряжении сети 110 V $U_ш = 115$.

Обозначим через $U_ш$ — напряжение на шинах, U_{min} — минимальное напряжение на зажимах каждого элемента в конце разряда, равное 1,75 V при разряде током 1- и 2-часового разрядов и 1,8 V при разряде током, меньшим 2-часового;

U_{max} — максимальное напряжение на зажимах каждого элемента в конце заряда, равное 2,7;

n — общее количество элементов в батарее;

n_{min} — минимальное количество элементов, приключенных к шинам в конце заряда;

$n_к$ — количество элементов, присоединенных к элементному коммутатору.

Так как максимальное количество элементов приключено к шинам в конце разряда, то

$$n=\frac{U_ш}{U_{min}}=\frac{U_ш}{1{,}75-1{,}8}. \qquad (XVIII,1)$$

Минимальное количество элементов

$$n_{min}=\frac{U_ш}{U_{max}}=\frac{U_ш}{2{,}7}, \qquad (XVIII,2)$$

$$n_к=n-n_{min}. \qquad (XVIII,3)$$

В. Выбор количества элементов для батарей, работающих в режиме постоянного подзаряда по схеме фиг. XVIII,11 без элементного коммутатора.

При работе батарей в режиме постоянного подзаряда напряжение на зажимах каждого элемента нормально поддерживается постоянным и равным 2,15 V, откуда количество элементов составляет

$$n=\frac{U_ш}{2{,}15}. \qquad (XVIII,4)$$

2. Выбор номера батареи

Выбор номера батареи производится по следующим основным параметрам:

а) По предельно длительному току при разряде $I_{пд}$. Номер батареи по этому параметру должен быть подобран таким образом, чтобы максимальный расчетный длительный ток разряда не превышал гарантированного тока для данного типа аккумулятора. Если обозначить через N цифровую величину, соответствующую номеру аккумулятора, то минимальный длительный ток разряда не должен превышать: для батареи типа С величины $9N$, а для батарей типа СК величины $18{,}5N$, где 9 и 18,5 — А — максимально допустимые токи разряда для этих типов батарей. Предельно длительный ток определяется током аварийного режима $I_{пд}=I_{ав}$, равным сумме токов постоянной нагрузки $I_п$ и аварийного освещения $I_{ао}$; $I_{ав}=I_п+I_{ао}$, откуда номер батареи определяется по формуле

$$N\geqslant\frac{I_{ав}}{18{,}5} \qquad (XVIII,5)$$

или

$$N\geqslant\frac{I_{ав}}{9}. \qquad (XVIII,6)$$

b) По предельному допустимому току при кратковременных толчках нагрузки. Согласно ОСТ 7179 батарей типа С и СК допускают кратковременные (до 5 sec.) толчки нагрузки до $46N$ ампер. Указанная кратность действительна как для полностью заряженного аккумулятора, так и для аккумулятора, разряженного до 95% от его полной емкости, отнесенной к току, при котором происходит разряд. Расчетный толчковый ток не должен превышать $46N$ в пределах указанного состояния разряженности батареи. Максимальный ток определяется, как сумма $I_{ав}$ и толчка тока I_m, возникающего при включении выключателя

$$I_{max}=I_{ав}+I_m,$$

откуда

$$N\geqslant\frac{I_{max}}{46}. \qquad (XVIII,7)$$

с) По емкости. По этому параметру расчетная емкость, которую необходимо снять с батареи, не должна превышать гарантированную для данного номера. Поскольку гарантированная емкость зависит от разрядного режима батареи, то выбор номера аккумулятора по этому параметру производится поразному в зависимости от режима работы батареи.

Наиболее просто выбор по емкости производится для батарей, работающих в режиме постоянного подзаряда. Расход емкости происходит только в аварийном режиме, поэтому расчетная емкость Q_p определяется как произведение силы тока при аварии $I_{ав}$ на длительность разряда при аварии $t_{ав}$

$$Q_p=I_{ав}\cdot t_{ав}\ \text{Ah}.$$

Продолжительность аварии обычно принимается для станций и подстанций, работающих в системе 1 час, а для изолированных станций — 2 часа.

Если полученное значение Q_p разделить на емкость $Q_{N=1}$, отдаваемую аккумулятором C_1 при той же длительности разряда, то получим требуемый номер батареи из неравенства

$$N\geqslant\frac{Q_p}{Q_{N=1}}\cdot 1{,}1: \qquad (XVIII,8)$$

Коэфициент 1,1 принят на покрытие уменьшения емкости батареи после нескольких лет эксплоатации.

При введении поправочного коэфициента, учитывающего изменение емкости аккумулятора в зависимости от температуры электролита (окружающей среды), формула примет следующий вид:

$$N\geqslant\frac{Q_p\cdot 1{,}1}{Q_{N=1}[1+0{,}008\,(0-25°)]}. \qquad (XVIII,9)$$

Для определения расчетной емкости батареи, работающей в режиме заряд-покой-разряд, необходимо к емкости, расходуемой при аварии, добавить потерю емкости на самозаряд за период между двумя последовательными дозарядами. Задавшись этим периодом (обычно принимаемым равным 15 суткам), находят по кривой фиг. XVIII,6 потерю емкости на саморазряд $q_{ср}$, выраженную в процентах от емкости трехчасо-

вого разряда. Потеря емкости на самозаряд $Q_{ср}$, выраженная в амперчасах, составляет при этом

$$Q_{ср}=27\frac{q_{ср}}{100}N.$$

Расчетная емкость составляет

$$Q_p=Q_{ав}+Q_{ср}=Q_{ав}+27\frac{q_{ср}}{100}N^{1},$$

Номер батареи определяется из неравенства

$$N\geqslant\frac{Q_p\cdot 1{,}1}{Q_{N=1}[1+0{,}008(0-25°)]}$$

или после преобразований

$$N\geqslant\frac{Q_{ав}\cdot 1{,}1}{Q_{N=1}[1+0{,}008(0-25°)]-0{,}297q_{ср}}. \qquad \text{(XVIII,10)}$$

Наиболее сложным является выбор по емкости батарей, работающих в режиме заряд-двухступенчатый разряд. Емкость аккумулятора зависит при этом режиме от ряда факторов, из числа которых необходимо учитывать силу разрядного тока и продолжительность: a) для первой ступени разряда и b) для второй ступени разряда.

В силу сложности явлений, происходящих в аккумуляторе, не представляется возможным дать общее математическое решение для выбора типа аккумулятора при двухступенчатом разряде. Для частных случаев, наиболее отвечающих возможным условиям работы батареи в этом режиме на станциях и подстанциях, можно воспользоваться приближенным методом расчета, основанным на экспериментальных данных завода «Ленинская Искра». Применение рекомендуемого метода дает достаточную точность (в пределах $\pm 10\%$) для следующих величин токов и продолжительности двухступенчатого разряда:

1. Сила разрядного тока первой ступени разряда не превышает гарантированной силы тока 10-часового разряда, т. е. $I_1\leqslant 3{,}6\,N$ ампер.

2. Продолжительность первой ступени разряда не превышает 48 час. $t_1\leqslant 48$ час.

3. Сила разрядного тока второй ступени I_2 находится в пределах 10-и 1-часового разряда.

$$18{,}5\,N\geqslant I_2\geqslant 3{,}6\,N \text{ ампер.}$$

4. Продолжительность второй ступени разряда находится в пределах 0,5—2 час.

Сущность этого метода сводится к тому, что вместо действительного тока и времени вводится фиктивный ток, приведенный к 3-часовому разряду по формуле Пейкерта:

$$I_{ф}=I\left(\frac{t}{3}\right)^{\frac{1}{n}}$$

Согласно опытным данным завода для указанных выше частных случаев показатель степени $\frac{1}{n}$ может быть принят равным 0,85, т. е.

$$I_{ф}=I\left(\frac{t}{3}\right)^{0{,}85}.$$

Пользуясь этой формулой, получим для обеих ступеней разряда следующую расчетную емкость:

$$Q_p=\left[I_1\left(\frac{t_1}{3}\right)^{0{,}85}+I_2\left(\frac{t_2}{3}\right)^{0{,}85}\right]\cdot 3. \qquad \text{(XVIII,11)}$$

Номер аккумулятора получится путем деления Q_p на емкость первого номера при 3-часовом разряде, т. е. на 27, а с учетом поправочных коэфициентов на температуру электролита и старение батареи

$$N\geqslant\frac{Q_p\cdot 1{,}1}{27[1+0{,}008(0-25)]}. \qquad \text{(XVIII,12)}$$

Из полученных трех значений (по длительному току, по толчку тока и по емкости) выбирается наибольшее. В тех случаях, когда батарея питает соленоиды включения выключателей, необходимо выбранную батарею проверить по допустимому минимальному напряжению на клеммах соленоида (80%).

В момент включения в цепи соленоида протекают большие токи, вызывающие значительные потери напряжения как в самой батарее, так и в питающих кабелях.

Несмотря на то что при помощи элементного коммутатора напряжение на шинах батареи поддерживается постоянным во все время разряда, дополнительная потеря напряжения в батарее, вызываемая толчком тока при включении, будет тем больше, чем больше батарея разряжена, что объясняется увеличением внутреннего сопротивления при разряде. Поэтому проверка производится для момента времени, когда батарея по условиям ее работы может находиться в наибольшей степени разряда, что для станционных батарей соответствует концу расчетного времени аварии.

Расчет производится в следующем порядке:

1. Определяется степень разряда батареи к концу аварии.

При работе батареи в режиме постоянного подзаряда разряженность батареи q в процентах от полной гарантированной емкости Q_N, отнесенной к току разряда, при аварии составит

$$q\%=q_{ав}\%=\frac{Q_{ав}}{Q_N}\cdot 100. \qquad \text{(XVIII,13)}$$

Так как емкость, отдаваемая батареей, зависит от разрядного тока, то для определения Q_N нужно длительный ток разряда привести к первому номеру аккумулятора:

$$I_{N=1}=\frac{I_{ав}}{N}.$$

По полученному значению $I_{N=1}$ находят по формуле Пейкерта значение $Q_{N=1}$ и соответственно $Q_N=NQ_{N=1}$.

[1] Хотя емкость относится к разным режимам разряда, но ввиду незначительности потерь емкости на саморазряд можно для упрощения принять расчетную емкость как сумму обеих составляющих.

При работе батареи в режиме заряд-покой-разряд разряженность батареи, отнесенная к тому же моменту времени, составляет

$$q\% = q_{ав}\% + q_{ср},$$

где $q_{ср}$ — потеря емкости на самозаряд.

2. По кривым фиг. XVIII,5 находят величину напряжения на каждом элементе U_q, соответствующую степени разряженности q при полученном значении $I_{N=1}$. При отсутствии кривой для данного $I_{N=1}$ значение U_q находится путем интерполяции.

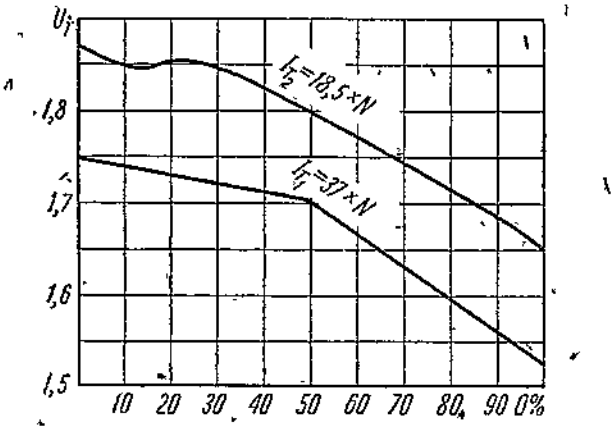
3. Определяется полный толчковый ток как сумма длительного разрядного тока и тока включения:

$$I_m = I_{ав} + I_{вкл},$$

и соответственно значение этого тока, отнесенное к первому номеру батареи,

$$I_{m\,N=1} = \frac{I_m}{N}.$$

4. Определяется напряжение на каждом элементе U_m, соответствующее степени разряженности q при данном значении $I_{mN=1}$. Напряжение определяется путем интерполяции (или экстерполяции) по кривым фиг. XVIII,16, построенным для двух значений $I_{mN=1}$ — 18,5 А и 37 А.



Фиг. XVIII, 16.

5. Находят напряжение на шинах батареи в момент толчка тока, определяемое из формулы

$$U_m = \frac{U_ш u_m}{u_д}, \qquad \text{(XVIII,14)}$$

где U_m — напряжение на шинах в момент толчка тока;

$U_ш$ — напряжение, поддерживаемое постоянным на шинах, а $u_д$ и u_m — напряжения на каждом элементе до толчка и в момент толчка.

Учитывая потерю напряжения ΔU в кабеле, питающем соленоиды включения, находят напряжение U_c на зажимах соленоида:

$$U_c = U_m - \Delta U.$$

Полученное при этом напряжение не должно выходить за пределы минимального напряжения, допустимого для соленоида.

Если напряжение окажется недостаточным, необходимо перейти на следующие большие номера элементов.

XVIII, 9. ВЫБОР ЗАРЯДНЫХ И ПОДЗАРЯДНЫХ АГРЕГАТОВ

Для заряда и подзаряда аккумуляторной батареи может служить любой источник постоянного тока достаточной мощности, позволяющий регулировать напряжение в необходимых пределах, например, мотор-генератор или ртутный выпрямитель. Однако ртутный выпрямитель малой мощности со стеклянной колбой обладает рядом недостатков, не позволяющих его применять в качестве подзарядного агрегата или зарядного при работе в режиме заряд-разряд, а именно:

1) при длительной работе срок службы стеклянной колбы составляет всего около 2 000 час.;

2) ртутный выпрямитель имеет более пологую характеристику, чем аккумуляторная батарея, и потому при параллельной работе его с батареей толчки тока воспринимаются преимущественно ртутным выпрямителем.

Стеклянный ртутный выпрямитель не допускает значительных кратковременных перегрузок, влекущих за собой порчу колб. Для батарей, работающих по режиму постоянного подзаряда, применение стеклянного ртутного выпрямителя в качестве подзарядного агрегата привело бы к сравнительно частой смене колб. Для батарей же, работающих по режиму заряд-разряд, исключалась бы возможность производить включение выключателей при заряде, так как получающиеся при этом большие толчки тока могут привести к порче выпрямителя. Следовательно, единственным агрегатом, пригодным для подзаряда батареи, является мотор-генератор[1]. Ртутный выпрямитель может применяться в качестве зарядного агрегата при наличии на станции одной батареи, работающей в режиме постоянного подзаряда по схеме фиг. XVIII,10.

Выбор зарядных агрегатов производится по зарядному току и по максимальному напряжению, а для батарей, работающих по режиму постоянного подзаряда, необходима еще проверка на минимальную мощность.

Для батарей, работающих по режиму заряд-покой-разряд (или заряд-разряд), максимальный ток генератора во время заряда равен сумме токов заряда и сети, т. е.

$I_з = I_з + I_с$ (толчки тока в расчет не принимаются).

В условиях работы станций и подстанций нет необходимости вести заряд батареи максимально допустимым током (табл. XVIII,1).

Зарядный ток определяется из условий возможной длительности ведения процесса заряда, который должен проводиться в светлое время суток; иначе говоря, продолжительность заряда в часах должна равняться минимальной светлой части суток в течение года.

---

[1] Металлические ртутные выпрямители строятся на большие силы тока и в данном случае не применимы.

Так как заряд нормально ведется двумя ступенями — до начала газообразований максимальным разрядным током, а после начала газообразования до „кипения" малым током от 2,25 N до 3,6 N (ампер) в течение 2—3 час., то полная зарядная емкость $Q_{зар}$ составит

$$Q_{зар} = I_1 t_1 + I_2 t_2,$$

где I_1 и I_2 — токи, а t_1 и t_2 — продолжительность первой и второй ступеней заряда.

Согласно ОСТ средняя величина отдачи аккумуляторных батарей по емкости составляет 0,84, т. е.

$$Q_{зар} = \frac{Q_{разр}}{0{,}84},$$

где $Q_{разр}$ — максимальная расчетная (необходимая) разрядная емкость.

Следовательно,

$$I_1 t_1 + I_2 t_2 = \frac{Q_{разр}}{0{,}84}$$

или

$$I_1 = \frac{Q_{разр} - 0{,}84\, I_2 t_2}{0{,}84 t_1}. \qquad \text{(XVIII,15)}$$

Задаваясь значениями I_2 и t_2 и полной продолжительностью заряда $T = t_1 + t_2$, можно определить I_1.

Максимальное напряжение зарядного генератора принимается 320 V для номинального напряжения батарей 220 и 160 V для номинального напряжения 110 V. Величина этого напряжения определяется тем, что к концу заряда, когда напряжение на элементе достигает 2,7 V, дополнительные элементы, включенные в элементный коммутатор, выводятся из заряда.

Мощность генератора должна, следовательно, быть:

а) для батарей 220 V

$$P = \frac{I_z \cdot 320}{1\,000}\ \text{kW}; \qquad \text{(XVIII,16)}$$

b) для батарей 110 V

$$P = \frac{I_z \cdot 160}{1\,000}\ \text{kW}. \qquad \text{(XVIII,17)}$$

Электродвигатель зарядного агрегата выбирается в соответствии с мощностью генератора и с учетом к. п. д. последнего.

Для батарей, работающих по режиму постоянного подзаряда без элементного коммутатора, ток, даваемый генератором при нормальной работе, составляет

$$I_z = I_{подз} + I_c,$$

где $I_{подз}$ — ток подзаряда батареи и I_c — длительный ток нагрузки.

$I_{подз}$ принимается равным 0,15 N. Тогда

$$I_z = 0{,}15\, N + I_c. \qquad \text{(XVIII,18)}$$

Максимальный зарядный ток определяется из тех же условий, что и для батареи, работающей по режиму заряд-покой-разряд.

Напряжение в конце заряда определяется как произведение 2,7 V на число элементов, т. е. при номинальном напряжении батареи 220 V составит около 280 V.

Практически, однако, приходится считаться с нормальной серией зарядных генераторов и брать их в данном случае с максимальным напряжением 320 V. При номинальном напряжении 110 V зарядный агрегат будет иметь напряжение 160 V.

Мощность генератора определяется максимальным током и напряжением его. Необходимо при этом иметь в виду, что эта мощность не должна превышать $6P_{min}$, где P_{min} — минимальная мощность, которую должен отдавать генератор. При мощности меньше $^1/_6$ от номинальной генератор не может устойчиво поддерживать напряжение на клеммах.

Электродвигатель выбирается в соответствии с мощностью генератора и с учетом к. п. д. последнего.

XVIII,10. ПРИМЕР ВЫБОРА АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ И ЗАРЯДНЫХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Требуется выбрать аккумуляторную батарею, зарядный и подзарядный агрегаты к ним для станции, имеющей два турбогенератора мощностью по 12 MW и работающей в электрической системе. Длительность аварии, при которой на станции не будет переменного тока, принимается равной часу.

Все исходные данные о потребителях постоянного тока, необходимые для расчета батарей, сведены в табл. XVIII,2.

Таблица XVIII,2

Таблица нагрузок на аккумуляторную батарею

Приемники тока	Количество одновременно работающих	Мощность в W	Нагрузка на батарею			
			Длительно		Кратковременно	
			W	A	W	A
Указатели положения разъединителей	35	2	70	0,3	—	—
Соленоиды включения выключателей	2	34 000 24 000	—	—	58 000	264
Лампы положения выключателей и автоматов	40	16	640	2,9	—	—
Лампы контроля предохранителей	10	15	150	0,8	—	—
Электродвигатель резервного масляного насоса турбины	1	7 000	7 000	32[1]	—	—
Аварийное освещение	—	20 000	20 000	90	—	—
Итого				126,0		264

Нагрузки разбиты по категориям потребителей применительно к схеме фиг. XVIII,10. В таблице указан также и характер нагрузок отдельных потребителей. При расчете нагрузок учтены:

[1] В течение 30 мин.

а) возможность одновременного включения двух выключателей, что может иметь место при автоматическом включении резервного трансформатора собственных нужд;

b) длительность работы масляного насоса турбины, равная 30 мин.

А. Выбор батареи

1. Выбор типа батареи. Поскольку длительность аварии задана равной часу, принимаем батарею типа СК.

2. Определение общего количества элементов. Согласно формуле (XVIII,1)

$$n=\frac{U}{1{,}75}=\frac{230}{1{,}75}=132 \text{ элемента.}$$

3. Выбор номера батареи по предельно длительному току. Расчетный длительный ток составляется из постоянных нагрузок (пп. 1, 3, 4 табл. XVIII,2) и аварийных (пп. 5 и 6), а всего 126 А.

Согласно формуле (XVIII,5)

$$N\geqslant\frac{I_{ав}}{18{,}5}=\frac{126}{18{,}5}\approx 7.$$

Ближайший каталожный номер батареи СК-8.

4. Выбор номера батареи по предельному току при толчке нагрузки. Максимальный толчковый ток получается от наложения длительного тока и тока одновременного включения двух выключателей (п. 2 табл. XVIII,2)

$$I_{max}=126+264=390 \text{ А,}$$

откуда согласно формуле (XVIII,7)

$$N\geqslant\frac{I_{max}}{46}=\frac{390}{46}\approx 8{,}5.$$

Ближайший каталожный номер батареи СК-10.

5. Выбор номера батареи по емкости. Полезно расходуемая емкость в аварийном режиме составляет

$$Q_{ав}=\Sigma I_{ав}t_{ав}=94\cdot 1+32\cdot 0{,}5=110 \text{ Ah.}$$

Принимая $\Theta=15°$, получим по формуле (XVIII,9)

$$N\geqslant\frac{Q_{ав}\cdot 1{,}1}{Q_{N=1}[1+0{,}008(\Theta-25)]}=\frac{110\cdot 1{,}1}{18{,}5[1+0{,}008(15-25)]}\approx$$
$$\approx 6{,}6.$$

Ближайший каталожный номер СК-8.

Окончательно принимаем батарею СК-10, определенную по толчку тока.

6. Проверка по напряжению при толчках тока в конце разряда. Длительный ток нагрузки, приведенной к первому номеру аккумулятора, будет

$$I_{N=1}=\frac{I_{ав}}{10}=\frac{126}{10}=12{,}6 \text{ А.}$$

Пользуясь полученной цифрой, найдем по формуле Пейкерта емкость аккумулятора СК-1 при этом разрядном токе:

$$I_1^n t_1=I_2^n t_2 \ (n \text{ примем}=1{,}18), \text{ имеем}$$
$$18{,}5^{1{,}18}\cdot 1=12{,}6^{1{,}18}t_2, \text{ откуда } t_2=1{,}51, \text{ а}$$
$$Q_{N=1}=12{,}6\cdot 1{,}51=19 \text{ Ah,}$$
$$Q_N=19\cdot 10=190 \text{ Ah.}$$

Степень разряженности батареи в конце аварии составит 110 Ah или в процентах: $\frac{110}{190}\cdot 100=58\%$.

Максимальный толчок тока, как было подсчитано выше, равен 390 А. Относя толчок тока к аккумулятору СК-1, имеем

$$I_{m\,(N=1)}=\frac{390}{10}=39.$$

Для определения получающегося при этом напряжения на зажимах батареи находим по кривой фиг. XVIII,16 напряжения, соответствующие 58% разряда для токов 18,5 А и 37 А. Экстерполяцией для тока 39 А находим $U_m=1{,}68$ V. Далее, по кривой фиг. XVIII,5 находим путем интерполяции, что напряжение на зажимах каждого аккумулятора при разряженности батареи в 58% и разрядном токе 12,6 А равно 1,87 V, откуда напряжение на шинах при толчке нагрузки будет [формула (XVIII,14)]

$$U_m=\frac{U_m u_m}{U_\partial}=\frac{230\cdot 1{,}68}{1{,}87}=206 \text{ V.}$$

Так как нижним пределом допустимого напряжения на зажимах соленоида является 176 V, то на потерю напряжения в кабеле остается

$$\Delta U=206 \text{ V}-176 \text{ V}=30 \text{ V.}$$

Принимая максимальное расстояние от шин 220 V до наиболее удаленного выключателя 110 m и ток соленоида 155 А, получаем сечение медных жил кабеля

$$S=\frac{2Il}{\rho\Delta U}=\frac{2\cdot 100\cdot 155}{57\cdot 30}=18 \text{ mm}^2.$$

Принимаем ближайшее большее по ГОСТ сечение — 25 mm².

В. Выбор зарядного и подзарядного агрегатов

а) Зарядный агрегат

Принимая ток в конце заряда $I_2=2{,}25\,N$ ампер, продолжительность заряда при этом токе $t_2=3$ часа и полную длительность заряда $T=6$ час., найдем по формуле (XVIII,15):

$$I_1=\frac{Q_{разр}-0{,}84\,I_2t_2}{0{,}84\,t_1}=\frac{110-0{,}84\cdot 2{,}25\cdot 10{,}3}{0{,}84\cdot 3}=21 \text{ А.}$$

Мощность генератора постоянного тока

$$P_1=\frac{21\cdot 320}{1\,000}\approx 8 \text{ kW.}$$

b) Подзарядный агрегат

При режиме подзаряда батареи нагрузка генератора составит [формула (XVIII,18)]

$$I_2=I_н+0{,}15\,N=4+0{,}15\cdot 10=5{,}5 \text{ А.}$$

Мощность генератора

$$P_2=\frac{230\cdot 5{,}5}{1\,000}\approx 1{,}3 \text{ kW.}$$

ГЛАВА XIX

ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ И ПОДСТАНЦИЯМИ

XIX,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

По своему характеру и назначению всю коммутационную аппаратуру и контрольно-измерительные приборы на электростанциях можно разделить на две основные группы:

1. Аппаратура, служащая для коммутации и контроля за элементами оборудования станции, связанными с выработкой и распределением электроэнергии. К этой группе относится коммутационная и контрольно-измерительная аппаратура генераторов, трансформаторов и отходящих фидеров.

2. Аппаратура, служащая для коммутации и контроля за элементами оборудования, связанными с обслуживанием механизмов собственных нужд электростанции.

Управление и контроль за состоянием оборудования первой группы сосредоточены на главном электрическом щите управления, на который выносятся:

1. Управление выключателями генераторов, повысительных трансформаторов, линий 110 и 35 kV, трансформаторов собственных нужд, а также секционных и шиносоединительных выключателей. Управление выключателями фидеров генераторного напряжения может производиться с главного щита или из коридора управления распределительного устройства.

2. Контрольно-измерительные приборы всех цепей, управляемых со щита.

3. Сигнализация положения коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей).

4. Сигнализация о нарушениях нормального режима работы станции (аварийное отключение выключателей, перегрузки и т. п.)

Управление и контроль за состоянием оборудования второй группы могут быть выполнены по одному из следующих вариантов:

1. Местное управление, заключающееся в том, что у каждого электродвигателя устанавливается индивидуальный щиток, на который выносятся кнопки управления коммутационным аппаратом (выключателем или магнитным пускателем), сигнализация положения выключателя и амперметр.

2. Групповое управление, при котором для каждого агрегата (котла, турбины и т. п.) или для группы агрегатов устанавливается щит, на котором сосредоточены контроль и управление всем механическим и электрическим оборудованием, связанным с этим агрегатом или группой агрегатов.

3. Централизованное управление, при котором управление всем основным механическим оборудованием станции и связанным с ним электрическим оборудованием сосредоточено на центральном тепловом щите.

4. Комбинированное управление, при котором контроль и управление основными механизмами котельного агрегата производится со щита кочегара, прочие же механизмы управляются с местного щитка.

Наибольшее распространение на новейших электростанциях получил принцип группового управления и только на некоторых из них применен принцип централизованного управления; но и на этих станциях управление оборудованием некоторых вспомогательных цехов, органически не связанных с работой основных агрегатов станции (как, например, топливоподачи, золоудаления), выносится на отдельные групповые или местные щиты.

В условиях военного времени в целях сокращения расхода контрольного кабеля применяется принцип комбинированного управления.

Передача команд управления со щитов к управляемым агрегатам и показаний и сигналов от них на щит осуществляется через систему аппаратов, приборов, реле и контрольно-измерительных проводов и кабелей.

Схемы соединения аппаратов управления, сигнализации, защиты и контроля в совокупности составляют так называемую вторичную коммутацию станции в отличие от первичной коммутации, включающей схему соединений аппаратов, через которые осуществляется распределение потоков энергии.

Большая протяженность сети вторичной коммутации, разветвленность этой сети, прохождение цепей через большое количество контактов делает ее сильно подверженной всевозможным повреждениям: замыканиям на землю, обрывам, ослаблениям контактов и т. п. Эти повреждения могут служить причиной серьезных аварий. Поэтому схемы вторичной коммутации должны выполняться с максимальной надежностью и строиться таким образом, чтобы обеспечить легкое и быстрое отыскание повреждения в любом участке сети.

XIX,2. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА

На центральном электрическом щите управления станции или подстанции сосредоточены измерительные приборы, с помощью которых осуществляется:

1. Контроль за правильным распределением активных и реактивных мощностей между генераторами в соответствии с заданным режимом работы станции в системе.

2. Контроль за нагрузкой электрических цепей с целью предупреждения опасных ненормальных режимов (перегрузки).

3. Контроль за качеством отпускаемой электроэнергии (уровень напряжения, частота).

4. Учет электроэнергии, вырабатываемой станцией, отпускаемой потребителям, расходуемой на собственные нужды электростанции и теряемой в разных звеньях электрической системы (трансформаторах, линиях передачи и пр.).

5. Запись или регистрация ряда электрических величин во времени с целью последующего анализа протекания нормальных и аварийных режимов.

6. Контроль за состоянием изоляции в системах с незаземленной нейтралью.

7. Контроль за температурой наиболее ответственных агрегатов станции (температура обмоток и железа статора генератора; температура масла и обмоток трансформаторов и др.).

При проектировании контрольно-измерительной системы следует придерживаться принципа минимального количества приборов в каждой цепи, но в то же время достаточного для правильной эксплоатации электрической установки. В соответствии с указанными основными положениями по выбору контрольно-измерительной системы рассмотрим назначение измерительных приборов на электростанциях и подстанциях применительно к главнейшим электрическим цепям.

А. Цепь генератора. Режим работы генератора ограничивается его нагревом, который зависит от ряда факторов. К числу этих факторов относятся:

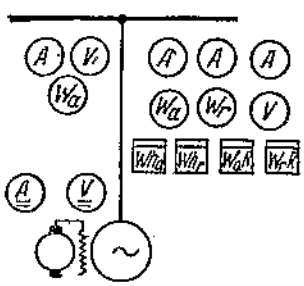
1. Величина тока в цепи статора, определяющая нагрев его обмотки. Для большинства турбогенераторов предельная допустимая температура обмотки статора, определяемая по термодетектору, заложенному между стержнями в одном пазу, составляет 100°С.

2. Величина тока в цепи ротора, определяющая нагрев его обмотки. Допустимая температура обмотки ротора зависит от конструктивных особенностей и способа выполнения обмотки и колеблется в пределах от 105 до 145°С.

3. Величина магнитного потока в воздушном зазоре, определяющая нагрев железа статора и ротора. Предельно допускаемая температура железа составляет 100°С.

4. Температура входящего в генератор охлаждающего воздуха. Эта температура обычно задается заводом и колеблется в пределах 35—40°С для разных типов генераторов.

В соответствии с этим для контроля за режимом работы генератора на главном щите управления устанавливаются приборы, указанные на фиг. XIX,1.



Фиг. XIX, 1.

Амперметры в цепи статора являются основными приборами, контролирующими токовую нагрузку обмотки статора генератора. Обычно на амперметрах имеются контрольные красные черточки, указывающие максимальную допустимую величину тока в цепи статора. Установка трех амперметров в цепи статора преследует двоякую цель: 1) осуществление контроля за равномерной нагрузкой фаз и 2) контроль за нагрузками фаз генератора при выделении его для опробования отдельных цепей путем подъема напряжения с нуля. При повреждении в испытуемой цепи показания амперметров будут различными.

Ваттметр активной мощности служит для контроля за правильным распределением активных мощностей между параллельно работающими генераторами, а также за выполнением заданного диспетчером графика активных нагрузок для данной станции.

Необходимо при этом подчеркнуть, что ваттметр активной мощности не может служить прибором, контролирующим нагрузку генератора. Предельная нагрузка генератора обусловливается его нагревом, который зависит от величины тока. При одном и том же показании ваттметра, но разных значениях $\cos\varphi$ будут и различные значения токов, т. е. различные нагревы генератора. Предельная активная мощность, которую может развивать генератор, таким образом не является величиной постоянной, а зависит от коэфициента мощности ($\cos\varphi$). По ваттметру активной мощности ведется контроль нагрузки первичного двигателя, предельная мощность которого является величиной строго определенной.

Ваттметр реактивной мощности служит для контроля за выполнением заданного диспетчером графика реактивной нагрузки для данной станции, а также за правильным распределением реактивных мощностей между параллельно работающими генераторами в соответствии с их активными нагрузками.

На изолированно работающих станциях ваттметр реактивной мощности может быть заменен фазометром. При наличии фазометра и однотипных машин регулирование возбуждения генераторов производится таким образом, чтобы показания фазометров всех параллельно работающих генераторов были одинаковы.

Амперметр в цепи возбуждения служит для контроля нагрузки ротора генератора. Этот контроль приобретает особое значение при работе генератора с коэфициентом мощности ниже номинального. На амперметре цепи возбуждения находится также контрольная красная черта, указывающая предельно допустимую величину тока в роторе. При превышении этой величины нагрузка генератора должна быть обязательно снижена.

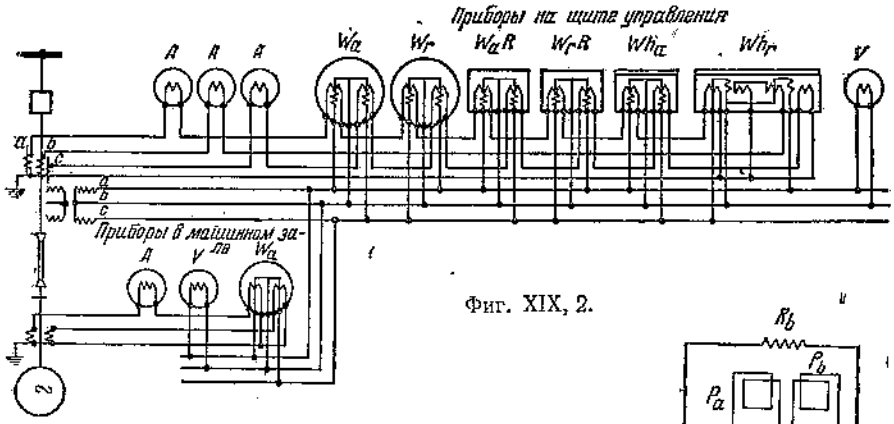
Вольтметр в цепи статора присоединяется (через трансформатор напряжения) до выключателя, с тем чтобы был возможен контроль напряжения генератора в процессе пуска, когда генератор возбужден, но еще не присоединен к шинам. При работающем генераторе контроль напряжения ведется по вольтметрам, присоединенным к шинам станции.

Вольтметр в цепи возбуждения служит для контроля напряжения возбудителя. Этот прибор является вспомогательным и требует меньшего внимания эксплоатационного персонала, поскольку возбудитель, как правило, работает при пониженном напряжении, имея потолок напряжения, значительно превышающий напряжения, требуемые по условиям номинального режима. В том случае, если генератор при пуске не возбуждается, можно по вольтметру в цепи возбуж-

дения установить, является ли это результатом неисправности возбудителя или ротора генератора.

Учет энергии, вырабатываемой генератором, производится при помощи счетчиков активной и реактивной энергии. Учет энергии необходим для выявления основных технико-экономических показателей работы станции и отдельных агрегатов (удельный расход топлива, коэфициенты загрузки, продолжительность использования установленной мощности и т. п.).

Помимо перечисленных указывающих приборов в цепи генераторов устанавливаются регистрирующие (самопишущие) ваттметры активной, а в некоторых случаях и реактивной мощности, облегчающие работу персонала при составлении исполнительных суточных графиков нагрузки генераторов и позволяющие осуществить последующий контроль режима работы агрегата. Регулирование мощности агрегата производится дежурным электротехником с главного щита управления. Дополнительный контроль возлагается на дежурного машиниста у агрегата. Для этой цели на щите управления турбогенератором, расположенном в машинном зале на площадке обслуживания турбины, устанавливается дополнительный комплект приборов, состоящий из ваттметра активной мощности, амперметра и частотомера. В случае ненормального режима машинист обязан дать знать о замеченных ненормальностях на главный щит, а в экстренных случаях — сам принять необходимые меры.



Фиг. XIX, 2.

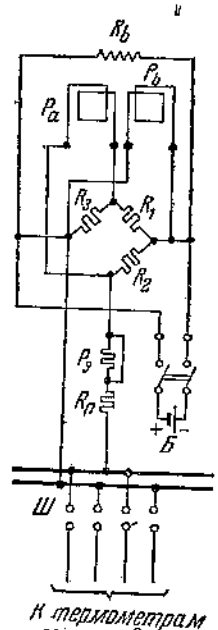
Схема соединений приборов генератора показана на фиг. XIX,2.

Перечисленные приборы, замеряющие все электрические величины генератора, не обеспечивают полностью контроль за нормальной работой генератора. При нарушениях нормального режима в системе охлаждения генератора (нарушение циркуляции воды в воздухоохладителях, повышение температуры входящей в воздухоохладитель воды сверх нормальной, засорение вентиляционных каналов и т. п.) возможны общие или местные перегревы его стали или обмоток, которые могут иметь последствием повреждение генератора. Подчеркнем, что при этом показания всех электрических приборов могут находиться в пределах, допустимых для нормальной работы генератора.

На щите управления поэтому устанавливается аппаратура для следующих дистанционных замеров температуры: температуры входящего и выходящего воздуха в системе охлаждения генератора и температуры стали и обмоток статора.

Для этой цели в соответствующих местах генератора закладываются температурные детекторы (термометры сопротивления или термопары), концы которых заводятся через специальный переключатель на логометр, градуированный в ° С, установленный на щите управления. Дежурный на щите периодически производит замер температуры и в зависимости от показаний гальванометра устанавливает режим работы генератора.

Схема включения приборов для дистанционного измерения температуры показана на фиг. XIX, 3, где P_a обозначает рамку постоянного зазора логометра; $P_в$ — рамку переменного зазора; $R_э$ — эталонное сопротивление; $R_п$ — подгоночное сопротивление $R_в$ — сопротивление рамки возвратителя; R_1 R_2 R_3 — сопротивление мостика; $Б$ — батарея из сухих элементов; $ш$ — штепсельные гнезда.



Фиг. XIX, 3.

Логометр представляет собой прибор, имеющий две катушки, которые создают вращающие моменты, направленные навстречу друг другу. По катушкам проходят токи I_1 и I_2, создающие результирующий поток, направление которого по отношению к оси катушек определяется отношением токов в обеих катушках, в зависимости от которого меняется величина угла между катушками.

Измерение производится по обычному методу мостика Уитстона, в одно из плеч которого входит термометр сопротивления. С изменением температуры меняется сопротивление термометра и соответственно соотношение токов, протекающих по катушкам.

Подгоночное и эталонное сопротивления служат для регулировки и настройки прибора.

В. Цепь повысительного или понизительного трансформатора. При двухобмоточных трансформаторах измерения достаточно производить в одной из обмоток. Удобнее устанавливать приборы на стороне низшего напряжения, поскольку малая мощность и недостаточная точность трансформаторов тока на втулках (бушингах) затрудняют использование их для учета мощности и энергии.

Установка же для этой цели отдельных трансформаторов тока нежелательна ввиду их высокой стоимости.

В цепи трансформатора устанавливаются следующие приборы: амперметр, ваттметр активной мощности, ваттметр реактивной мощности, счетчики активной и реактивной энергии и счетчик потерь. Шкалы приборов должны быть выбраны с учетом допустимых перегрузок трансформатора. Назначение перечисленных приборов аналогично назначению соответствующих приборов в цепи генератора и потому пояснений не требует. Счетчик потерь представляет собой прибор, замеряющий потери в меди трансформатора. Он состоит из двух катушек, через которые проходит ток одной фазы. Показания прибора пропорциональны квадрату силы тока. Зная сопротивление обмоток трансформатора, можно, подобрав соответствующий коэфициент, получить показания о потерях в меди трансформатора. Потери же в стали, как не зависящие от нагрузки, могут быть найдены путем умножения потерь холостого хода на число часов работы трансформатора. Измерение потерь в трансформаторе позволяет производить распределение потерь энергии между трансформаторами и линиями сети. На трансформаторах, предназначенных для реверсивной работы, как, например, на трансформаторах связи между шинами генераторного и повышенного напряжения на ТЭЦ, следует устанавливать ваттметр с двухсторонней шкалой (с нулем посредине) и по два счетчика активной и реактивной энергии, из которых один вращается при направлении потока энергии в одну сторону и заклинивается при обратном направлении потока, а другой — наоборот. При трехобмоточных трансформаторах необходимо вести контроль за нагрузкой во всех трех обмотках. На стороне низшего и среднего напряжения устанавливается по полному комплекту приборов; на стороне же высшего напряжения можно ограничиться установкой только амперметра. Величина мощности, поступающей в сеть высшего напряжения, получается как разность, а в понизительных трансформаторах — как сумма показаний приборов, установленных на стороне низшего и среднего напряжения. Кроме электрических измерительных приборов на щите управления устанавливается прибор для замера температуры масла, а иногда и обмоток трансформатора.

С. Линии электрической сети. Приборы, необходимые на линиях передачи, определяются назначением линии, а иногда и ее нагрузкой. К шинам генераторного напряжения присоединяются короткие питающие линии (фидеры), обычно кабельные, в которых энергия протекает только в одном направлении. На фидерах обычно ограничиваются установкой амперметра в одной фазе для контроля нагрузки фидера и счетчиков активной и реактивной энергии для учета отпускаемой активной энергии и среднего коэфициента мощности нагрузки фидера. В тех случаях, когда расчет с потребителями за отпускаемую энергию производится по счетчикам, установленным на потребительской подстанции, счетчики на питающем конце могут не устанавливаться. На мощных фидерах иногда устанавливаются ваттметры, в частности в тех случаях, когда ограничивается максимальная мощность потребителя, питаемого по этому фидеру.

На воздушных линиях передачи повышенного напряжения устанавливаются три амперметра и счетчик потерь. Наличие трех амперметров позволяет обнаружить обрыв одной фазы на линии без заземления линии, что может, например, иметь место при обрыве петли на анкерной опоре.

Наличие трех амперметров позволяет в системе с заземленной нейтралью установить также поврежденную фазу при повторном включении линии после аварийного отключения или при подъеме напряжения линии с нуля после ее ремонта. Счетчик потерь имеет то же назначение, что и в цепи трансформатора — вести отдельно учет потерь энергии в линии передачи.

На магистральных линиях системы добавочно предусматривается установка ваттметров активной и реактивной мощности для контроля за распределением мощностей в системе.

D. Сборные шины станции. Для контроля напряжения и частоты на каждой секции сборных шин генераторного напряжения устанавливаются указывающие и регистрирующие вольтметры и частотомеры[1].

Наличие регистрирующих приборов позволяет производить последующую проверку выполнения графиков напряжения, задаваемых диспетчерской службой. Запись показаний вольтметров служит документом при рассмотрении жалоб потребителей на неправильные режимы напряжения.

Вольтметры обычно снабжаются переключателями, позволяющими замерять напряжение на всех трех фазах. На шинах повышенного напряжения устанавливаются указывающие и регистрирующие вольтметры. При отсутствии шин генераторного напряжения (районные станции) на одном из повышенных напряжений устанавливаются частотомеры. На каждой секции шин собственных нужд устанавливается по одному указывающему вольтметру.

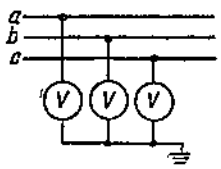
Все токоведущие части в электрических установках изолированы как по отношению земли, так и по отношению друг к другу. При повреждении изоляции в одной из фаз происходит полное или частичное однополюсное замыкание на землю. В системах с глухозаземленной нейтралью или с нейтралью, заземленной через малое сопротивление, замыкание на землю в одной из фаз приводит к однополюсному короткому замыканию и поврежденный участок отключается под действием релейной защиты. В системах с незаземленной нейтралью при замыкании на

[1] Измерение частоты было бы достаточно производить в одной точке электрической системы, поскольку частота во всей системе одинакова. Тем не менее принято устанавливать частотомеры на каждой станции, входящей в систему, поскольку не исключена возможность временной раздельной (несинхронной) работы станций; возможен также распад системы при крупных авариях в сети.

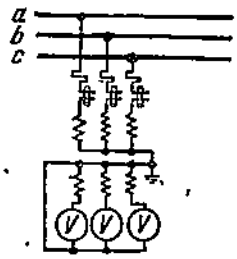
землю одной из фаз установка может оставаться в работе. Однако длительная работа с одним заземленным проводом нежелательна из-за возникающих при этом перенапряжений, и поэтому в таких системах предусматривается особое устройство для контроля за состоянием изоляции установки.

В качестве признака, характеризующего наличие замыкания на землю, служит изменение напряжения фаз по отношению к земле. Замер этого напряжения производится при помощи трех вольтметров.

В установках низкого напряжения вольтметры присоединяются непосредственно между фазами и землей (фиг. XIX,4). В установках высокого напряжения вольтметры включаются во вторичные обмотки трансформаторов напряжения (фиг. XIX,5).



Фиг. XIX, 4.

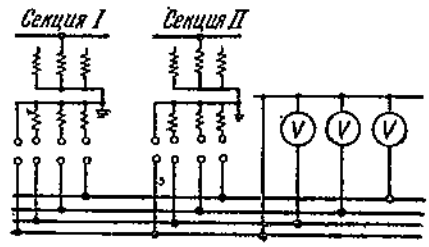


Фиг. XIX, 5.

Нулевые точки первичной и вторичной обмоток трансформаторов напряжения заземляются. При нормальных условиях работы все три вольтметра показывают фазное напряжение. В случае замыкания на землю одной из фаз установки вольтметр больной фазы покажет нуль, а два другие — линейное напряжение. При частичном замыкании на землю фазы вольтметр этой фазы покажет напряжение меньше фазного, а другие — больше фазного.

Заземление вторичной обмотки трансформатора напряжения производится в целях безопасности обслуживающего персонала (пробой с первичной на вторичную обмотку). Заземление первичной обмотки необходимо для получения правильных показаний приборов. При отсутствии этого заземления замыкание одной из фаз установки не привело бы к изменению показаний вольтметров, поскольку линейные напряжения остаются неизменными.

Наличие заземления нулевой точки приводит при замыкании, например, фазы *1*, к тому, что эта же фаза первичной обмотки трансформатора напряжения замыкается накоротко. Две другие оказываются под линейным напряжением, что и обусловливает показания $U_1=0$ и $U_2=U_3=U_л$. Вольтметры для контроля изоляции устанавливаются на сборных шинах всех частей установки, которые работают с незаземленной нейтралью. В тех случаях, когда сборные шины секционированы (шины генераторного напряжения, собственных нужд), вольтметры для контроля изоляции устанавливаются на каждой секции сборных шин. Последнее позволяет более быстро находить элемент, в котором произошло замыкание на землю. При электрически связанных секциях замыкание на землю в любом элементе установки этого напряжения приведет к показанию „земля" на вольтметрах всех секций. Поочередным выделением секции шин определяется та секция, на которой произошло замыкание на землю. Все вольтметры на здоровых секциях при выделении больной покажут фазовые напряжения; на больной секции один вольтметр замеряет нуль, а другие — линейное напряжение.



Фиг. XIX, 6.

Для сокращения места, требуемого на щите для установки приборов, можно ограничиться одним комплектом вольтметров на каждом напряжении. При этом предусматривается возможность присоединения вольтметров при помощи штепселей к трансформаторам напряжения каждой секции шин (фиг. XIX,6).

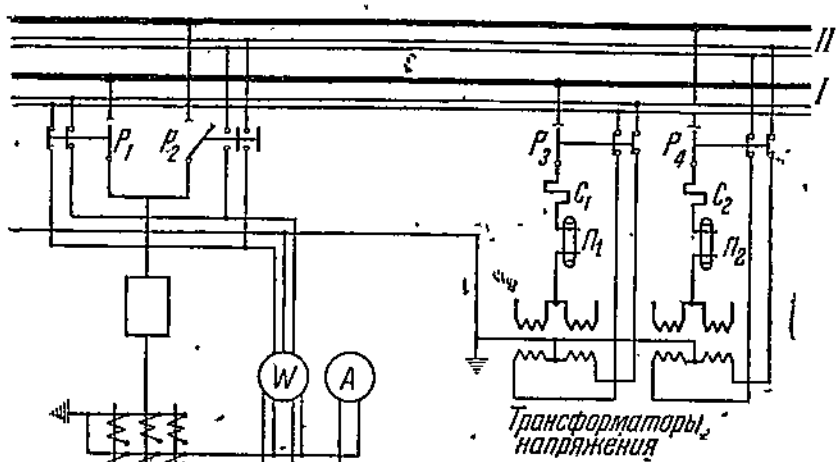
XIX,3. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ В СХЕМЕ ГЕНЕРАТОРНОЙ СТАНЦИИ

В установках высокого напряжения измерительные приборы включаются через соответствующие трансформаторы тока и напряжения. В установках низкого напряжения во многих случаях также приходится прибегать к измерительным трансформаторам, поскольку измерительные приборы не изготовляются для больших рабочих токов и относительно высокого напряжения. Так, например, ваттметры изготовляются только до 5 А и 220 V; счетчики — до 100 А и 380 V. Амперметры хотя и изготовляются для рабочего тока до 300 — 500 А, однако включения их непосредственно в рабочий провод избегают, поскольку амперметры недостаточно устойчивы в отношении тока короткого замыкания; кроме того непосредственное включение приборов в рабочий провод затрудняет выполнение соединений на распределительном щите. Защитные приборы — реле также включаются через трансформаторы тока и напряжения. Таким образом измерительные трансформаторы широко применяются в электрических установках.

Трансформаторы тока устанавливаются в каждой электрической цепи, поскольку в соответствии сказанным выше в каждой цепи необходимо производить те или иные измерения и обеспечить защиту цепи от коротких замыканий или ненормальных режимов. Во многих цепях со сложной защитой возникает необходимость в установке нескольких комплектов трансформаторов тока. Так, например, в цепи генератора большой мощности устанавливается до трех-четырех комплектов трансформаторов тока.

Трансформаторы напряжения не обязательны в каждой электрической цепи, поскольку напряжение всех цепей, присоединенных к общим шинам, одинаково. Таким образом токовые катушки приборов должны быть присоединены к трансформаторам тока той цепи, в которой производятся измерения; обмотки же напряжения приборов нескольких цепей могут быть присоединены к общему трансформатору напряжения, установленному на шинах. Это, однако, не распространяется на цепи генераторов, где должны быть обязательно предусмотрены особые трансформаторы напряжения. Последние служат для присоединения приборов, по которым производится контроль режима работы генератора и регуляторов напряжения, а также для приборов синхронизации, которыми приходится пользоваться в период пуска генератора до того, как последний присоединен к шинам. Таким образом в простейшей схеме генераторной станции трансформаторы напряжения должны быть предусмотрены на сборных шинах и в цепях генераторов.

При одиночной системе шин достаточно иметь на шинах только один комплект трансформаторов напряжения. При двойной системе шин можно также ограничиться одним комплектом трансформаторов напряжения, который присоединяется к шинам с помощью вилки из разъединителей. Однако такая схема имеет тот существенный недостаток, что измерения могут быть произведены только на одной системе. При одновременной работе на обеих системах шин одна система остается без контроля, поэтому на генераторных станциях с двумя системами шин, как правило, предусматривают особые трансформаторы напряжения на каждой системе шин, что позволяет в случае необходимости использовать обе системы шин. Однако при этом несколько усложняется схема вторичной проводки; поскольку напряжение к приборам, установленным на фидерах, должно быть подведено через вспомогательные контакты шинных разъединителей P_1 и P_3 (фиг. XIX,7). Следует также отметить, что провода вторичного напряжения должны быть проведены через контакты разъединителей трансформаторов напряжения P_3 и P_4. Это делается с целью исключить возможность подачи напряжения на трансформаторы, отключенные от шин, с вторичной стороны, что могло бы привести к несчастным случаям.



Фиг. XIX, 7.

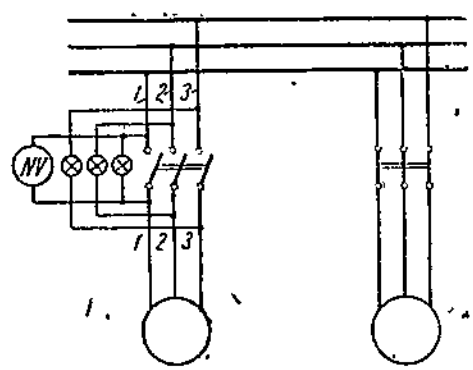
Трансформаторы напряжения присоединяются через разъединители P_3 и P_4, сопротивления C_1 и C_2 и плавкие предохранители $П_1$ и $П_2$. Разъединители служат для отсоединения трансформаторов напряжения при осмотре или смене плавких вставок. Предохранители служат для защиты установки на случай повреждения трансформатора напряжения. Сопротивления, включаемые последовательно с предохранителями, ограничивают ток короткого замыкания при повреждениях за ними и тем самым облегчают работу предохранителей. Сопротивления имеют величину порядка нескольких сотен омов, однако они не влияют на точность показаний приборов, поскольку сопротивление самих трансформаторов напряжения очень велико.

XIX,4. СИНХРОНИЗАЦИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Синхронный генератор может быть включен на шины, на которых имеется напряжение от других генераторов, только при соблюдении следующих условий:

1. Частота подключаемого генератора должна быть равна частоте сети.

2. Напряжение подключаемого генератора должно соответствовать напряжению на шинах как по величине, так и по фазе.



Фиг. XIX, 8.

Процесс регулирования скорости вращения и возбуждения подключаемого генератора в целях доведения его до синхронизма называется синхронизацией.

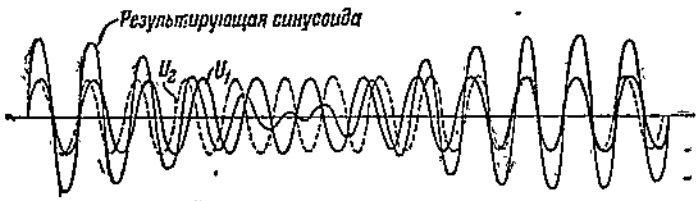
Процесс синхронизации заканчивается включением генератора на шины.

На фиг. XIX,8 показаны два генератора, из которых один присоединен к шинам и несет нагрузку, а второй вращается вхолостую и должен быть синхро-

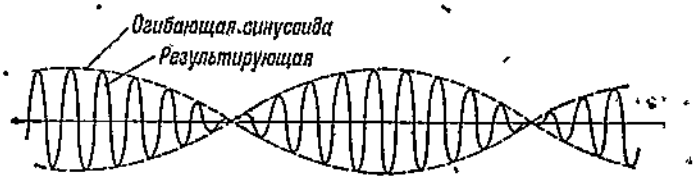
низирован. Допустим, что напряжения обоих генераторов равны (U_1 и U_2), но скорости вращения их несколько отличаются. Частота первого генератора равна f_1, в то время как второй генератор имеет частоту $f_2 = f_1 + \Delta f$. Вольтметры и лампы накаливания, включенные согласно схеме, будут находиться под результирующим напряжением. Это последнее напряжение представляет собой синусоиду с частотой

$$f = \frac{f_1 + f_2}{2} = f_1 + \frac{\Delta f}{2}.$$

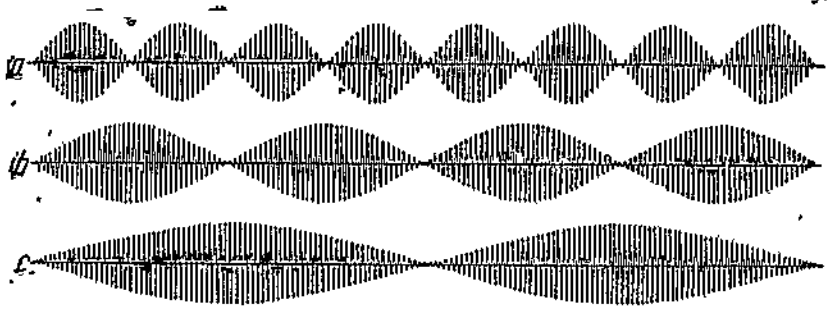
Амплитуда этой синусоиды изменяется в пределах от 0 до $2U$ (напряжение биения) (фиг. XIX,9 и XIX,10). Огибающие кривые, показанные на чертеже (фиг. XIX,10), представляют собой также синусоиды с частотой $\frac{\Delta f}{2}$ и амплитудой, равной $2U$.



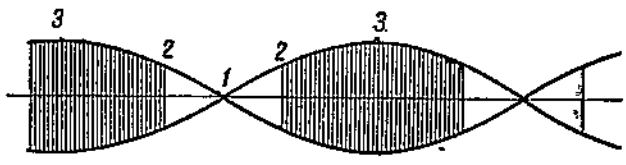
Фиг. XIX, 9.



Фиг. XIX, 10.



Фиг. XIX, 11.



Фиг. XIX, 12.

Чем меньше разность в скоростях вращения обоих генераторов, тем меньше частота огибающих синусоид при неизменной их амплитуде (последняя все время сохраняет двойное значение амплитуды основных синусоид).

Напряжение биения может быть зарегистрировано с помощью осциллографа, шлейф которого включается параллельно к одной из ламп. Такие осциллограммы показаны на фиг. XIX,11. Осциллограммы *a*, *b*, *c* относятся к различной величине скольжения между роторами генераторов. На осциллограммах волны результирующей синусоиды сливаются, зато хорошо видны огибающие синусоиды. Последние имеют более выпуклую форму при большем скольжении между роторами генераторов и более пологую форму — при меньшем скольжении, т. е. при малой разности в частотах генераторов.

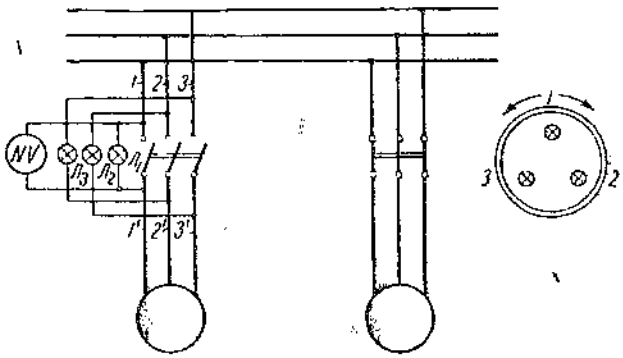
При равных скоростях генераторов и совпадающих фазах напряжений результирующая синусоида исчезает. При равных скоростях, но несовпадающих фазах результирующая синусоида приобретает характер обычной синусоиды с неизменной амплитудой. Величина последней зависит от сдвига фаз напряжений и может меняться от нуля до $2U$.

Лампы, включенные согласно схеме фиг. XIX,8, могут служить простейшим синхронизационным устройством. Действительно, свечение такой лампы определяется ординатами огибающих синусоид. При небольшой разности в фазах напряжений сети и подключаемого генератора (фиг. XIX,12 участок *2-2*) действующее напряжение недостаточно для накала нити, и лампы останутся темными; зато на участках, соответствующих заштрихованной площади, лампы будут ярко гореть. Максимальный накал лампы получат в момент, соответствующий точке *3*; в этот момент лампы будут находиться под двойным фазным напряжением. Включение генератора необходимо произвести в момент совпадения фаз, когда напряжение на лампах будет равно нулю (точка *1*).

Только что описанный способ синхронизации носит название синхронизации на „темные лампы", так как включение производится в тот момент, когда лампы не горят. Недостаток этого способа включения ламп заключается в том, что в процессе выравнивания частот обоих генераторов не представляется возможным непосредственно видеть, следует ли увеличивать или уменьшать скорость вращения приключаемого генератора, чтобы уравнять частоты машин. Периодическое зажигание и последующее затухание ламп указывают лишь на то, что скорости вращения обоих генераторов различны. Установить, однако, который из генераторов имеет большую скорость, можно лишь косвенно, а именно: если при увеличении числа оборотов приключаемого генератора частота зажиганий ламп уменьшается, то приключаемый генератор вращается со скоростью ниже синхронной, в противном случае, т. е. при увеличении частоты зажигания ламп, очевидно, скорость приключаемого генератора выше синхронной, и необходимо несколько уменьшить число его оборотов.

Более удобный в этом отношении способ включения ламп показан на фиг. XIX,13. Отличие этой

схемы от предыдущей заключается в том, что провода второй и третьей ламп перекрещены. Фазные лампы размещаются по окружности на равных расстояниях и прикрываются матовым стеклом.



Фиг. XIX, 13.

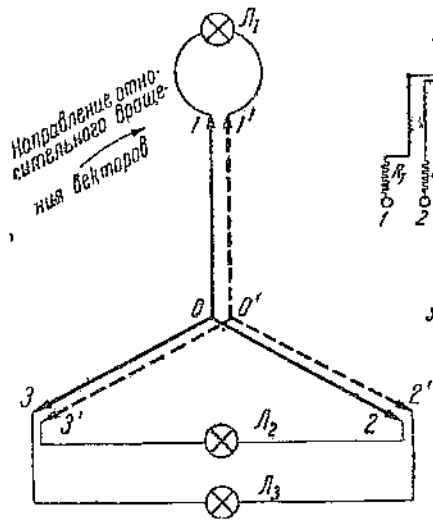
Сущность этого способа заключается в следующем. Предположим, что две трехфазные системы *1-2-3* и *1'-2'-3'* (фиг. XIX,14) вращаются с разной скоростью, или, что все равно, предположим, что одна система, например *1-2-3*, неподвижна, а другая— *1'-2'-3'* вращается со скоростью, равной разности скоростей систем. Тогда при положении векторов обеих систем, изображенном на фиг. XIX,12, лампа $Л_1$ потухнет, а лампы $Л_2$ и $Л_3$ будут гореть под линейным напряжением $\sqrt{3}U$. При повороте системы *1'-2'-3'* на 60° относительно системы *1-2-3* лампы $Л_1$ и $Л_3$ будут находиться под фазным напряжением, а лампа $Л_2$ под напряжением $2U$. При повороте системы *1'-2'-3'* на 120° лампы $Л_1$ и $Л_2$ будут гореть при линейном напряжении $\sqrt{3}U$, а лампа $Л_3$ потухнет. Если сопоставить напряжение ламп при полном обороте системы *1'-2'-3'* на угол 360° относительно системы *1-2-3*, то получаются величины, приведенные в табл. XIX,1.

Таблица XIX,1

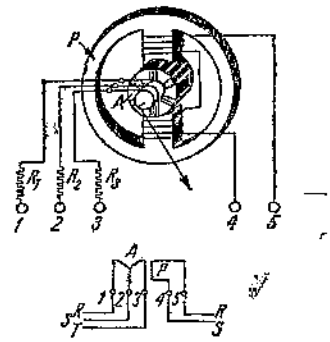
Поворот на угол	0°	60°	120°	180°	240°	300°	360°
Напряжение лампы $Л_1$	0	U	$\sqrt{3}U$	$2U$	$\sqrt{3}U$	U	0
Напряжение лампы $Л_2$	$\sqrt{3}U$	$2U$	$\sqrt{3}U$	U	0	U	$\sqrt{3}U$
Напряжение лампы $Л_3$	$\sqrt{3}U$	U	0	U	$\sqrt{3}U$	$2U$	$\sqrt{3}U$

Как видно из таблицы, все три лампы будут загораться и потухать последовательно. В зависимости от того, вращается ли приключаемый генератор со скоростью ниже или выше синхронной, загорание ламп будет в порядке *1-2-3* или *1'-2'-3'*. Благодаря поочередному затуханию и загоранию ламп на матовом стекле появится вращающееся световое пятно, причем направление вращения будет показывать, имеет ли приключаемый генератор меньшую или большую частоту, чем работающий. При достижении синхронизма световое пятно на матовом стекле займет определенное положение, т. е. вращаться не будет (горят лампы $Л_2$ и $Л_3$). Этот способ носит название „синхронизация на вращающийся свет" и является более совершенным, чем включение на „темные лампы".

Ламповый синхроноскоп независимо от схемы включения на „темные лампы" или на „вращающийся свет" не позволяет достаточно точно уловить момент совпадения фаз вследствие того, что лампы



Фиг. XIX, 14.



Фиг. XIX, 15.

накаливания не дают уже видимого накала нити при напряжении на зажимах ниже 25—30% от номинального. Поэтому при включении рубильника в момент, когда лампы остаются темными, нет уверенности в том, что напряжение подключаемого генератора в точности совпадает с напряжением работающего генератора.

Чувствительность синхронизирующего устройства может быть значительно повышена дополнительным включением нулевого вольтметра между одноименными фазами генераторов (фиг. XIX,8 и XIX,13).

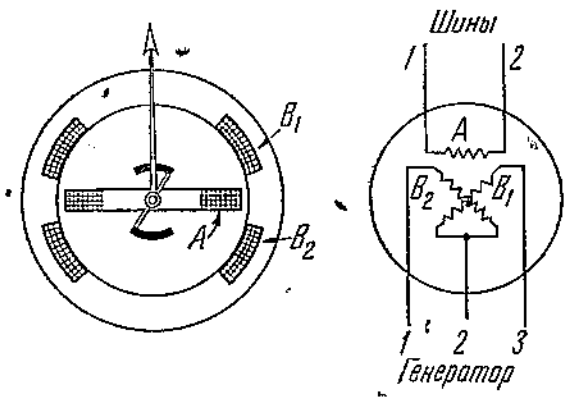
При наличии нулевого вольтметра включение рубильника производится в момент, когда показание прибора равно нулю. В этот момент напряжения генераторов равны по величине и совпадают по фазе.

Вследствие указанных недостатков лампового синхроноскопа последний применяется только на станциях малой мощности и низкого напряжения. На мощных станциях применяются более совершенные приборы.

Синхроноскопы выполняются самых различных типов и конструкций. Мы ограничимся здесь рассмотрением синхроноскопа электромагнитной системы. Устройство синхроноскопа показано схематически на фиг. XIX,15. Статор его имеет два полюса и снабжен обмоткой, которая присоединяется к подключаемому генератору. Ротор снабжен нормальной трехфазной обмоткой, присоединяемой к шинам станции. Под влиянием подведенных напряжений обмотка статора создает магнитное поле, пульсирующее с часто-

той подключаемого генератора; обмотка ротора создает магнитное поле, вращающееся в соответствии с частотой сети. Ротор синхроноскопа будет все время стремиться занять такое положение в пространстве, при котором вектор вращающегося поля ротора будет совпадать с направлением пульсирующего поля как раз в тот момент, когда последнее достигает своего максимума. При равенстве частот подключаемого генератора и сети одному полному обороту вектора вращающегося поля ротора будет соответствовать один период пульсирующего поля статора. Ротор останется неподвижным и при отсутствии сдвига напряжений по фазе установится в таком положении, при котором в момент максимума пульсирующего поля вектор вращающегося поля будет направлен вертикально. Стрелка прибора встанет неподвижно в середине шкалы.

При равенстве частот подключаемого генератора и сети, но при наличии сдвига напряжений по фазе ротор тоже останется неподвижным, но стрелка прибора отклонится от вертикального положения, так как вектор вращающегося поля сдвинется по отношению к ротору на некоторый угол.



Фиг. XIX, 16.

При несовпадающей частоте подключаемого генератора и сети ротор синхроноскопа будет вращаться под влиянием обоих полей. Направление вращения стрелки укажет на большую или меньшую частоту подключаемого генератора по отношению к частоте сети.

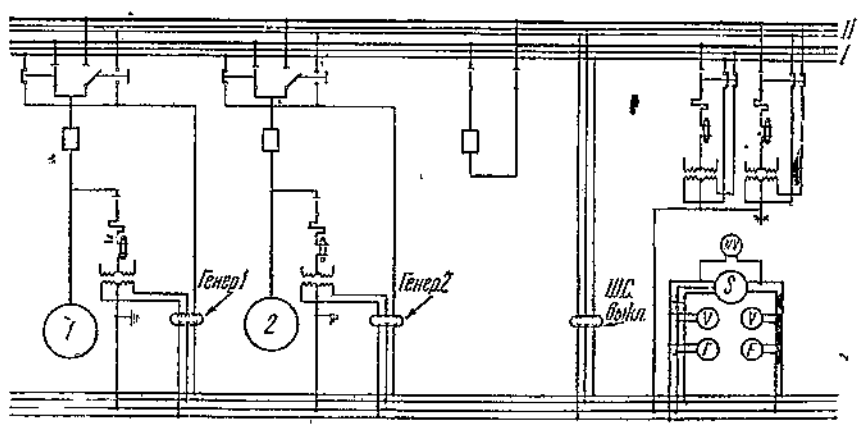
Недостаток описанной конструкции синхроноскопа заключается в необходимости иметь в работе скользящие контакты. Завод „Электроприбор" устранил этот недостаток. Синхроноскоп конструкции завода „Электроприбор" работает по тому же принципу, но содержит только неподвижные катушки; подвижная часть синхроноскопа состоит из Z-образного стального сердечника (фиг. XIX,16). Напряжение сети подводится к плоской катушке A, которая создает пульсирующее поле, намагничивающее стальной сердечник. Напряжение трех фаз подключаемого генератора подводится к катушкам B_1 и B_2, которые создают вращающееся поле. Вследствие взаимодействия магнитных полей при неравенстве частот сердечник будет вращаться. При равных частотах и совпадающих фазах сердечник останется неподвижным, и стрелка прибора займет вертикальное положение.

На фиг. XIX,17 показана схема включения приборов синхронизации для станции высокого напряжения с двойной системой шин. Схема предусматривает синхронизацию генераторов с шинами, а также синхронизацию двух систем шин между собой при помощи шиносоединительного выключателя. Напряжение от синхронизируемых частей установки подводится к приборам синхронизации через штепсельные контакты с тремя гнездами. Число штепсельных контактов должно соответствовать числу синхронизируемых цепей.

Чтобы обеспечить правильную синхронизацию с той системой шин, на которую предполагается включить генератор, напряжение от измерительных трансформаторов на шинах подводится к приборам через вспомогательные контакты шинных разъединителей. При такой схеме генератор может быть синхронизирован только с той системой шин, разъединитель которой был предварительно включен.

На синхронизационной колонке предусмотрены следующие приборы: два вольтметра (или один двойной вольтметр, в котором две измерительные системы помещены в одном общем кожухе), два частотомера (или один двойной частотомер), синхроноскоп и нулевой вольтметр.

Порядок операций при синхронизации таков: сначала подготовляется схема, т. е. включается разъединитель той системы шин, на которую генератор должен быть включен. Агрегат разворачивается и возбуждается. Напряжение генератора доводится до напряжения на шинах, при этом дежурный руководствуется вольтметром в цепи генератора. Вставляется штепсельная вилка в соответствующее гнездо и производится более точное регулирование частоты и напряжения



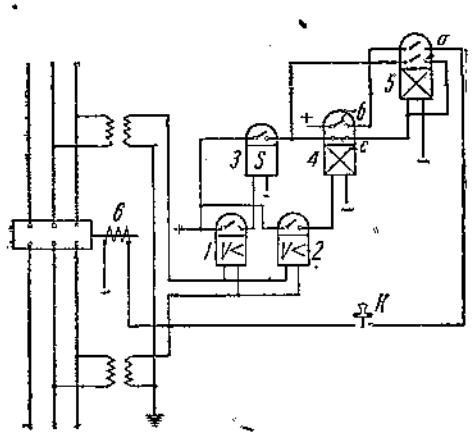
Фиг. XIX, 17.

по приборам на колонке. Регулирование частоты производится дистанционно со щита управления с помощью небольшого реверсивного двигателя, изменяющего установку регулятора скорости первичного двигателя. Регулирование напряжения производится изменением тока возбуждения с помощью шунтового реостата, установленного на щите управления. В процессе регулирования дежурный следит за синхроноскопом. Когда движение стрелки синхроноскопа будет происходить очень медленно, дежурный улавливает момент, когда стрелка начнет подходить к вертикали; и поворачивает контактор выключателя с некоторым опережением, чтобы компенсировать собственное время включения выключателя. Для различных типов выключателей время опережения различно в зависимости от собственного времени включения выключателя. Стрелка нулевого вольтметра должна в этот момент находиться около нулевого положения.

Синхронизация вручную является очень ответственной операцией, требующей большого внимания и навыка персонала. Процесс регулирования подключаемого генератора требует достаточно большого времени. Не исключены ошибочные включения, в особенности в тех случаях, когда синхронизация производится в спешном порядке. Неправильное включение может привести к тяжелым повреждениям генератора.

Учитывая недостатки ручной синхронизации, в последнее время стремятся автоматизировать эту операцию. Автоматическая синхронизация исключает ошибочные включения и значительно ускоряет процесс; повышается также точность включения. Простейшая форма автоматизации предусматривает только контроль правильности включения; регулирование генератора и включение выключателя производятся вручную. Если момент включения выбран неправильно, синхронизатор препятствует срабатыванию выключателя.

Следующая стадия автоматизации предусматривает автоматическое включение выключателя при ручном регулировании генератора. Синхронизатор ожидает удовлетворительных условий для включения и замыкает выключатель в первый подходящий момент.



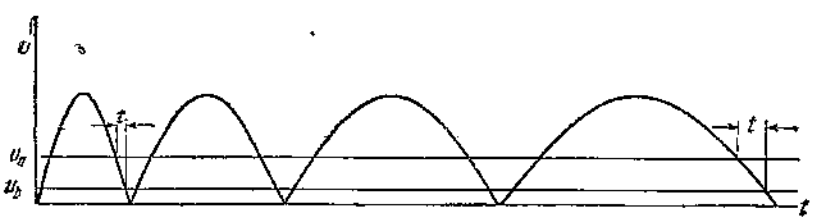
Фиг. XIX, 18.

Наиболее совершенная форма синхронизации предусматривает полную автоматизацию всего процесса регулирования и включения генератора.

При автоматизации процесса синхронизации необходимо считаться с тем, что включение выключателя производится не в условиях идеального равенства частот, а при наличии некоторой небольшой разности частот сети и подключаемого генератора. При ручной синхронизации разность частот не должна превосходить 0,1—0,15% частоты сети. При автоматической синхронизации в целях ускорения процесса регулирования допускается большая разность частот—до 0,5% частоты сети. Большое значение приобретает при этом собственное время включения выключателя. Действительно, если допустить, что при наличии некоторой разности частот синхронизатор подаст импульс на включение выключателя точно в момент полного совпадения напряжения по фазе, то в момент замыкания контактов выключателя появится некоторый сдвиг напряжений по фазе, который может оказаться слишком большим. Поэтому синхронизаторы должны действовать с некоторым опережением, соответствующим собственному времени включения выключателя. В этом случае замыкание контактов выключателя происходит как раз в момент совпадения напряжений по фазе.

В качестве примера автоматического синхронизирующего устройства ниже рассматривается принцип действия синхронизатора с постоянным временем опережения.

Основными элементами синхронизатора являются два реле напряжения и реле времени. Кроме того необходимы два промежуточных реле. Реле напряжения (*1* и *2* фиг. XIX,18) включается на разность напряжений синхронизируемых частей установки (напряжение биения) и срабатывает при снижении напряжения на клеммах реле ниже заданной величины (напряжение трогания). На фиг. XIX,19 показано изменение напряжения на клеммах реле в период синхронизации при регулировании генератора. Напряжение трогания устанавливается для реле *1* равным U_a, для реле *2*—равным U_b. Таким образом сначала должно сработать реле *1* и несколько позднее реле *2*. Интервал времени t между моментами срабатывания реле *1* и *2* определяется наклоном ветвей огибающих синусоид; чем меньше разность частот сети и генератора, тем положе огибающие и тем больше интервал времени. Этот интервал контролируется с помощью реле времени *3*, а именно: импульс на включение будет подан только в том случае, если реле времени



Фиг. XIX, 19.

успеет сработать в интервале между моментами срабатывания реле напряжения *1* и *2*. Это условие будет обеспечено только при небольшой разности частот, когда огибающие синусоиды расположатся достаточно полого (фиг. XIX,19).

При недопустимо большой разности частот огибающие синусоиды расположатся слишком круто; интервал времени будет меньше времени действия реле времени. Последнее не успеет сработать до момента срабатывания реле напряжения *2*, и импульс на включение генератора не будет подан.

Рассмотрим теперь порядок действия реле. После того как напряжения и частоты в первом приближении уравнены, замыкают контакт *К* и подводят к синхронизатору напряжение. При снижении напряжения биения ниже U_a срабатывает реле напряжения *1* и подает импульс на реле времени *3*. Через определенный интервал времени последнее срабатывает и подает напряжение на промежуточное реле *5* через нормально замкнутый контакт реле *4*. Срабатывает реле *5*, при этом цепь его замыкается через контакт *а* помимо реле *4*; произойдет так называемое прилипание контакта реле *5*. После срабатывания реле *5* цепь включения выключателя оказывается подготовленной. Как только сработает реле напряжения *2*, замкнется контакт в реле *4* и тем самым будет подан ток в соленоид включения *6*. Генератор окажется включенным на шины. Следует отметить, что импульс на включение подается с некоторым постоянным опережением по времени, чтобы компенсировать собственное время выключателя. В случае неудовлетворительных условий для синхронизации, т. е. при наличии недопустимо большой разности частот, реле времени не успеет сработать до того, как сработает реле напряжения *2*. Последнее вызовет действие реле *4*. Контакт этого реле (нормально замкнутый) разомкнется и не даст сработать промежуточному реле *5*. Таким образом включения не произойдет.

Синхронизатор может быть использован в качестве аппарата для контроля правильности ручного включения или для автоматического включения. В первом случае весь процесс синхронизации протекает так же, как и при обычной ручной синхронизации, т. е. регулируется частота и напряжение подключаемого генератора по приборам на синхронизационной колонке и нажатием кнопки *К* в подходящий момент подается импульс на включение. В случае неудачно выбранного момента для включения синхронизатор не позволит сработать выключателю.

Во втором случае достаточно замкнуть контакт *К* после того, как напряжение и частоты будут уравнены. Синхронизатор самостоятельно выберет момент для включения и завершит операцию.

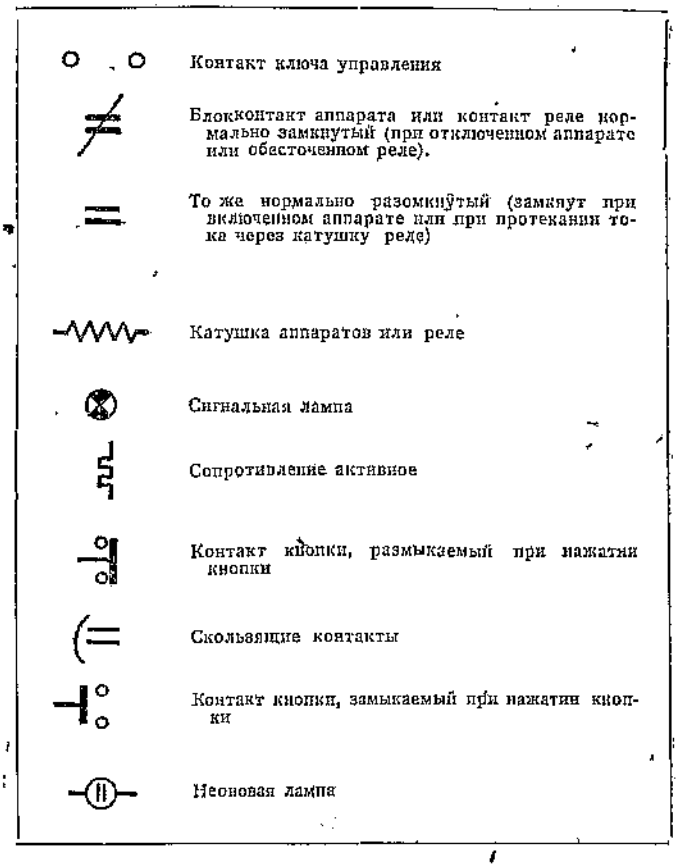
XIX,5. УПРАВЛЕНИЕ СИЛОВЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ

Дистанционное управление выключателем со щита осуществляется путем воздействия на его привод. Аппарат, посредством которого это воздействие осуществляется, называется ключом управления. Ключи управления выполняются либо кнопочными—управление производится нажатием кнопки, либо поворотными—управление производится поворотом рукоятки ключа.

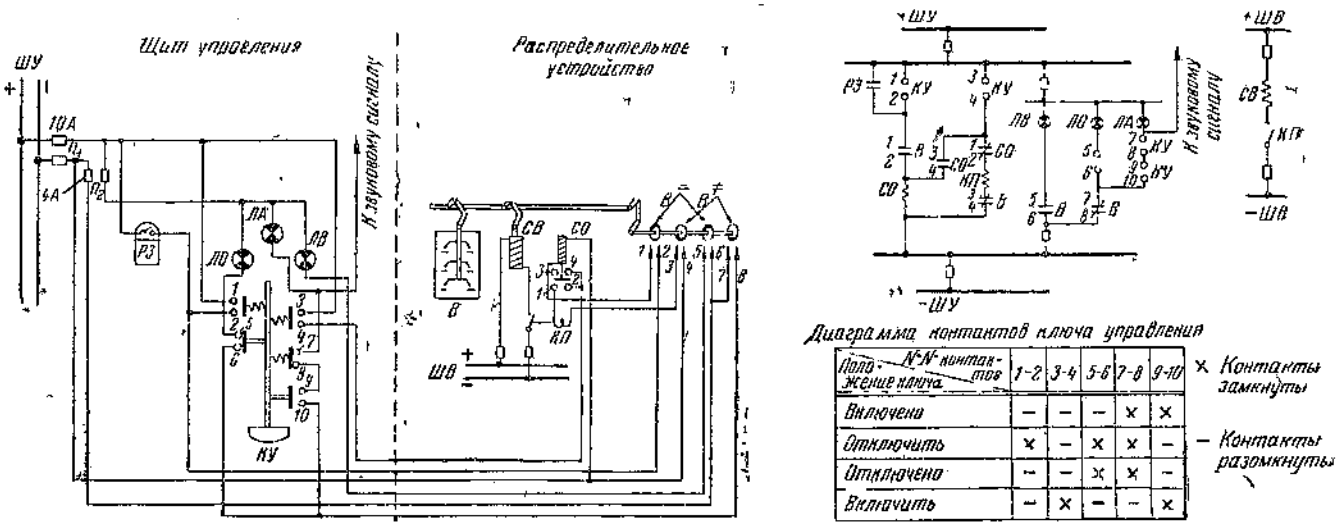
Независимо от типа привода (соленоидный, моторный или пневматический) принципы, положенные в основу построения схемы управления силовыми выключателями, остаются неизменными.

В дальнейшем нами рассматриваются схемы применительно к наиболее распространенному в Союзе типу привода—соленоидному.

Таблица XIX,2



Соленоидный привод состоит из двух соленоидов: соленоида отключения (*СО*) и соленоида включения (*СВ*). Операция отключения сводится к тому, чтобы освободить защелку, заклинивающую вал выключателя и удерживающую его во включенном положении. Само же отключение происходит под действием пружин. Соленоид отключения потребляет при этом относительно небольшую силу тока 2—5 А в зависимости от напряжения и типа привода. Замыкание цепи соленоида отключения может производиться непосредственно со щита через контакты ключа управления. Потребление же тока соленоидом включения, как уже указывалось ранее, колеблется в пределах 65—400 А в зависимости от напряжения и типа привода. Вследствие малой мощности контактов ключа управления включение цепи соленоида производится не непосредственно, а через промежуточный контактор



Фиг. XIX, 20.

(*КП*). Контакты ключа управления замыкают цепь промежуточного контактора, а последний в свою очередь замыкает цепь соленоида включения.

На фиг. XIX,20 изображена схема управления при помощи поворотного ключа соленоидным приводом масляного выключателя и сигнализации его положения, рекомендованная заводом „Электроаппарат" (СПК-2 по каталогу ВЭО АВ № 1) и несколько видоизмененная Теплоэлектропроектом. В таком виде эта схема осуществлена на ряде действующих союзных электростанций и подстанций.

Слева схема представлена в двухлинейном изображении, а справа в развернутом виде, т. е. с выделением отдельных цепей от полюса к полюсу. Отличие развернутой схемы от двухлинейной заключается в том, что в двухлинейной схеме каждый аппарат показан вместе со всеми относящимися к нему элементами и контактами и все соединения показаны от аппарата к аппарату. В развернутой же схеме все элементы и контакты аппаратов отрываются от самих аппаратов и располагаются в порядке их следования по пути протекания тока в данной цепи (от плюса к минусу) независимо от их территориального расположения. Такое построение схемы позволяет легко проследить каждую цепь в отдельности и при сложных схемах значительно облегчает их чтение. Условные обозначения, принятые в приводимых ниже развернутых схемах, приведены в табл. XIX,2.

Рассмотрим теперь действие схемы:

1. Подача команды на отключение. При повороте рукоятки в положение „отключить" замыкаются контакты *КУ-1-2* ключа управления. Через эти контакты и нормально открытые[1] блокконтакты *1-2*, связанные с валом выключателя и замкнутые при включенном положении выключателя, оживляется током катушка соленоида отключения *СО*. Под действием катушки выключатель отключается. Отключение сопровождается переключением блокконтактов; контакты *1-2* размыкаются, а контакты *3-4* замыкаются. Размыканием контактов *1-2* разрывается цепь соленоида. Дежурный, удостоверившись по сигнальной лампе, что операция закончена, снимает команду; пакет ключа под действием пружины отходит и размыкает контакты *КУ-1-2* на ключе. Таким образом размыкание контактов ключа управления происходит при обесточенной цепи; разрыв цепи производится на блокконтактах выключателя.

Разрыв цепи соленоида производится на блокконтактах выключателя, во-первых, для того, чтобы при разрыве цепи не обгорали контакты ключа управления или защитного реле (при аварийном отключении выключателя), а во-вторых, для того, чтобы не подвергнуть соленоид длительному обтеканию током, на которое он не рассчитан, при действии защиты, подающей длительный импульс на отключение (например, при действии газовой защиты).

2. Сигнализация дистанционного отключения выключателя. Одновременно с подачей команды на отключение замыкаются контакты *КУ-5-6* на ключе управления и размыкаются контакты *КУ-9-10*. После завершения операции через контакты *КУ-5-6* и блокконтакты *В-7-8* загорается лампа *ЛО*, сигнализирующая отключение выключателя.

3. Аварийное отключение под действием защиты. При замыкании контактов защитного реле *РЗ* оживляется током катушка соленоида отключения *СО* и выключатель отключается.

[1] Нормальным состоянием аппарата или реле принято считать отключенное положение аппарата или обесточенную катушку реле. Применительно к этому нормально замкнутыми контактами (≠) считаются контакты, замкнутые при отключенном положении аппарата или при обесточенном реле, а нормально открытыми контактами (=) — замкнутые при включенном аппарате или при протекании тока через катушку реле.

4. Сигнализация аварийного отключения. Поскольку аварийное отключение происходит помимо команды со щита, контакты ключа управления *КУ-5-6* и *КУ-9-10* сохраняют то положение, которое они заняли при подаче последней команды, т. е. команды на включение: контакт *КУ-9-10* замкнут и *КУ-5-6* разомкнут (см. диаграмму ключа на фиг. XIX,20). Таким образом получается несоответствие между положением контактов на ключе и контактов на валу выключателя: первые отвечают положению „включено", а последние—положению „отключено". Через эту цепь несоответствия, т. е. через контакты *КУ-9-10* и *КУ-7-8* ключа и *В-7-8* выключателя загорается лампа *ЛА*, сигнализирующая аварийное отключение выключателя. Через эту же цепь несоответствия приключается звуковой сигнал, привлекающий внимание дежурного персонала на происшедшее аварийное отключение (более подробно об организации звуковой сигнализации будет изложено ниже). В цепь аварийной сигнализации дополнительно вводится контакт *7-8* ключа управления, нормально замкнутый и размыкающийся на время производства операции включения. Назначение этого контакта — разорвать цепь аварийного сигнала на время подачи команды на включение, в противном случае в периоде между поворотом ключа и переключением блокконтактов выключателя загорелась бы аварийная лампа и подействовал бы аварийный сигнал.

Снятие аварийной лампы (ее погашение) производится „квитированием" ключа, т. е. приведением его в положение „отключено", соответствующее положению выключателя, при этом размыкается контакт *КУ-9-10* и замыкается контакт *КУ-5-6*, гаснет лампа *ЛА* и зажигается лампа *ЛО*.

Подача команды на включение. При повороте ключа в положение „включить" замыкаются контакты *КУ-3 4* ключа управления. Через эти контакты, блокконтакты (*СО-1-2*) соленоида отключения, замкнутые при обесточенной катушке, и через блокконтакты *В-3-4* выключателя оживляется током катушка промежуточного контактора *КП*. Последний включает свои ножи *КП*, замыкая цепь соленоида включения *СВ*, производящего включение выключателя. Разрыв цепи промежуточного контактора, так же как и при операции отключения, происходит на блокконтактах выключателя.

Сигнализация включенного положения. При завершении операции включения блокконтакты на валу выключателя переключаются: контакты *В-7-8* размыкаются, а *В-5-6* замыкаются. Через последние контакты замыкается цепь лампы *ЛВ*, сигнализирующей включенное положение выключателя.

По получении сигнала о завершении операции команда снимается, и пакет ключа с контактами *3-4* возвращается в исходное положение.

6. Включение на короткое замыкание. Цепь промежуточного контактора *КП* заводится через блокконтакты *1-2* соленоида отключения во избежание „накачивания", т. е. многократного повторного включения и отключения при включении на короткое замыкание.

Если команда на включение подана в момент, когда в цепи имеется короткое замыкание, то процесс включения протекает следующим образом: выключатель включится, но под действием защиты вновь отключится. В момент отключения катушка соленоида отключения *СО* обтекается током, вследствие чего его контакты *3-4* замыкаются, а *1-2* размыкаются, разрывая тем самым цепь включения. Замыканием контактов *СО-3-4* создается блокирующий контур, состоящий из контактов *КУ-3-4* ключа управления и блокконтактов *СО-3-4* соленоида, через который катушка *СО* обтекается током и держит цепь включения разомкнутой до тех пор, пока не будет снята команда на включение. После снятия команды цепь соленоида включения разрывается контактами *КУ-3-4* ключа и схема вновь готова к действию. В некоторых типах приводов (например, приводы *ПС* завода „Электроаппарат") вместо электрической блокировки от „накачивания" предусматривается механическая блокировка.

7. Расстановка предохранителей. Предохранители и шинки цепи управления и сигнализации устанавливаются на щите, что дает возможность производить отыскание „земли" непосредственно со щита. Помимо главных предохранителей $П_1$ на 10 А на ответвлениях к сигнальным лампам поставлены предохранители $П_2$ на 4 А, для того чтобы при повреждении в цепи ламп сохранить ненарушимыми цепи управления и защиты. Одновременно сигнальные лампы служат для контроля предохранителей. При перегорании любого из них горящая лампа гаснет.

Предохранители и шинки соленоидов включения находятся в распределительном устройстве.

Описанная схема обладает следующими недостатками:

1. Для связи между ключом управления и выключателем требуется большое количество проводов (шесть жил).

2. Отсутствует контроль за состоянием цепи управления.

На фиг. XIX,21 изображена схема, заимствованная из американской практики, позволяющая производить управление при помощи меньшего количества проводов (четыре жилы) и осуществлять контроль состояния цепей управления. Достигается это тем, что лампы, сигнализирующие положение выключателя, устанавливаются последовательно с оперативными катушками управления выключателем (соленоида отключения *СО* или промежуточного контактора *КП*). Лампа *ЛВ*, сигнализирующая включенное положение выключателя, ставится последовательно с соленоидом отключения *СО*; а лампа *ЛО*, сигнализирующая отключенное положение выключателя, — последовательно с *КП*. Лампы выбираются пониженного напряжения, например, 110 V при напряжении цепей управления 220 и 60 V или 48 V при напряжении 110 V и снабжаются добавочными сопротивлениями *ДС*. Лампы с сопротивлениями подбираются таким

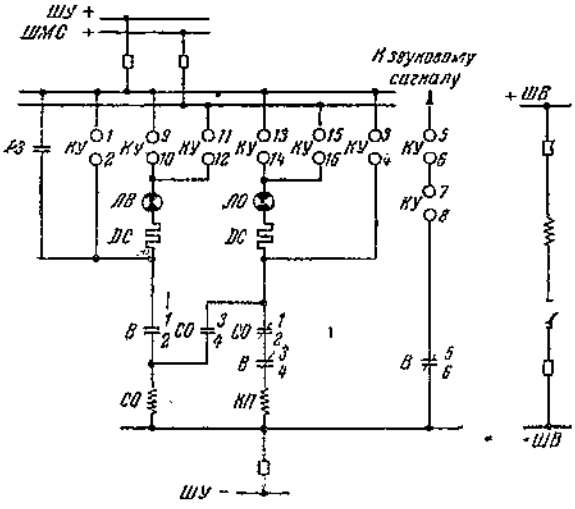


Диаграмма контактов ключа управления

Положение ключа \ №№ контактов	1-2	3-4	5-6	7-8	9-10	11-12	13-14	15-16
Включено	–	–	×	×	×	–	–	×
Отключить	×	–	–	×	–	×	×	–
Отключено	–	–	×	–	–	×	×	–
Включить	–	×	–	×	×	–	–	×

Фиг. XIX, 21.

образом, чтобы ток, протекающий в цепи, был недостаточен для срабатывания оперативных катушек и чтобы он не превосходил значения длительно допускаемого для этих катушек.

Рассмотрим действие схемы:

1. Выключатель включен. Контакты *КУ-1-2* ключа управления разомкнуты; контакты *КУ-9-10* и блок-контакты *В-1-2* замкнуты; цепь лампы *ЛВ* обтекается током и сигнализирует включенное положение выключателя и одновременно исправность цепи отключения (ток проходит через катушку соленоида отключения *СО*).

2. Подача команды на отключение. Замыкаются контакты *КУ-1-2* ключа управления. Лампа *ЛВ* с сопротивлением шунтируется и на катушку соленоида отключения *СО* подается полное напряжение; соленоид срабатывает и отключает выключатель; одновременно переключаются блокконтакты на валу выключателя.

3. Выключатель отключен. Цепь лампы *ЛО*, сигнализирующей отключенное положение выключателя, замкнута через контакты *КУ-13-14*, блокконтакты выключателя *В-3-4* и блокконтакты соленоида отключения *СО-1-2*, контролируя одновременно исправность цепи включения (*КП*).

4. Подача команды на включение. Замыкаются контакты *КУ-3-4*, шунтируя цепь лампы *ЛО* с сопротивлением. На катушку *КП* промежуточного контактора подается полное напряжение, — выключатель включается.

Таким образом лампы осуществляют контроль исправности цепи последующей (предстоящей) операции, т. е. цепи отключения при включенном выключателе и цепи включения — при отключенном.

Вместо сигнализации аварийного отключения выключателя третьей лампой *ЛА* на этой схеме показано осуществление этого же сигнала путем мигания *ЛО*.

При отключении выключателя от руки существует соответствие между контактами ключа и контактами выключателя, а именно замкнуты контакты *КУ-13-14* и *В-3-4*, лампа горит ровным светом. При аварийном отключении на ключе замкнуты контакты *КУ-15-16* (соответствующие положению ключа „включено"). На лампу подается напряжение через шину мигающего света и лампа мигает. Для выключателей, имеющих автоматическое включение, мигание аналогичным образом осуществлено на лампе *ЛВ* через контакты *КУ-11-12*. Преимущество такой сигнализации заключается в том, что мигание является более ярко выраженным сигналом, позволяющим быстро обнаружить отключившийся выключатель. Аварийный звуковой сигнал выделен в отдельную цепь и работает как в предыдущей схеме на принципе несоответствия.

XIX,6. СИСТЕМА СИГНАЛИЗАЦИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

По своему характеру и назначению сигнализацию на станции можно разделить на следующие группы:

1. Сигнализация положения, определяющая положение аппаратов. К этой группе относятся: а) сигнализация положения силовых выключателей и разъединителей („включено", „отключено"); b) сигнализация положения шиберов и задвижек („открыто", „закрыто"); с) сигнализация уровней (уровень воды в баках, уровень топлива в бункерах и т. п.).

2. Аварийная сигнализация, извещающая персонал об аварийном отключении коммутационных аппаратов (силовых выключателей, автоматов, магнитных пускателей и т. п.).

3. Предупреждающая сигнализация, извещающая персонал о наступлении ненормального режима в работе агрегатов или о состоянии, требующем немедленного принятия мер в целях предотвращения возможной аварии.

К этой группе относятся: 1) сигнализация о превышении предельных температур меди обмоток или стали генераторов и трансформаторов; 2) сигнализация о превышении предельных температур масла в подшипниках; 3) сигнал от газового реле трансформаторов; 4) сигнализация о перегрузке; 5) сигнализация о повреждении изоляции и т. п.

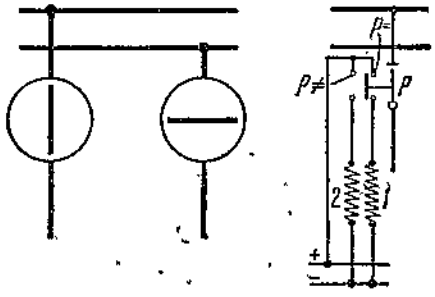
4. Сигнализация оперативная, предупреждающая персонал о наличии запрета производства какой-нибудь операции, могущей повлечь за собой повреждение оборудования, и сигнализация безопасности, предупреждающая персонал о наличии напряжения и запрета производства ремонтных работ.

1. Сигнализация положения

Способы осуществления сигнализации положения силовых выключателей изложены выше в XIX,5.

Сигнализация положения разъединителей может быть выполнена при помощи специального сигнального прибора.

Этот прибор (фиг. XIX,22) состоит из двух электромагнитов и указателя, связанного с якорем электромагнитов; при обтекании током катушки одного из электромагнитов якорек и указатель устанавливаются в вертикальном положении; при обтекании током катушки другого электромагнита указатель устанавливается в горизонтальном положении. При обесточенных обеих катушках он устанавливается под углом 45° к горизонтали.



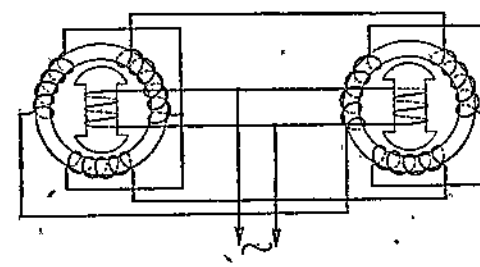
Фиг. XIX, 22.

Цепи обеих катушек заведены через блок-контакты, связанные с валом разъединителя. При включенном положении разъединителя замкнуты контакты одной катушки—вертикальное положение, при отключенном разъединителе замыкаются контакты другой катушки — горизонтальное положение. Указатель прибора, занимая вертикальное или горизонтальное положение, тем самым сигнализирует положение разъединителя.

Сигнализация положения нерегулируемых задвижек. Нерегулируемая задвижка имеет два положения: „закрыто" и „открыто". Каждое из этих положений сигнализируется горением соответствующей лампы. При переходе из одного положения в другое горят обе лампы.

Сигнализация положения регулируемых задвижек. Регулируемые задвижки, имеющие кроме конечных также и промежуточные положения, сигнализируются при помощи специального прибора, называемого „Сельсин".

„Сельсин" представляет собой два синхронных двигателя, совершенно идентичных, из которых один связан со шпинделем задвижки, а другой располагается на щите управления. Схема соединения „Сельсина" показана на фиг. XIX,23. Каждый двигатель имеет однофазный ротор и трехфазный статор. Роторы обоих двигателей питаются от общего источника переменного тока. Обмотки статора соединены параллельно. При совпадении положения обоих роторов в пространстве э. д. с. статорных обмоток совпадают по величине и по фазе, результирующая э. д. с. в контуре обоих статоров равна нулю, и поэтому тока в обмотках статора нет. При изменении положения задвижки ротор двигателя, связанного со шпинделем задвижки, поворачивается на некоторый угол, между тем как ротор второго двигателя сохраняет свое положение; вследствие этого получается сдвиг фаз между индуцированными в статорах обоих двигателей э. д. с., что приводит к появлению уравнительного тока. Создающееся при этом вращающееся поле статора входит во взаимодействие с полем ротора и образует вращающий момент, поворачивающий второй ротор в положение, соответствующее положению ротора, связанного непосредственно с задвижкой.


Фиг. XIX, 23.

Двигатель, расположенный на щите, снабжен стрелкой, отображающей положение задвижки.

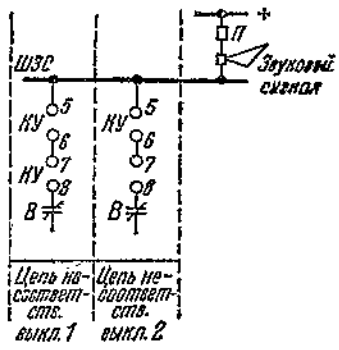
2. Аварийная сигнализация

Система аварийной сигнализации должна быть построена таким образом, чтобы немедленно после аварийного отключения какого-нибудь коммутационного аппарата (выключателя, автомата и т. п.) дежурный персонал получил сигнал, оповещающий его о происшедшей аварии, и чтобы он мог быстро обнаружить отключившийся участок и принять меры для ликвидации последствий аварии.

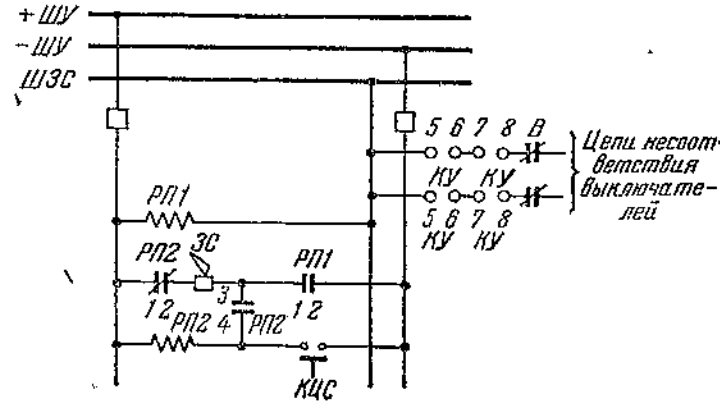
Для этой цели на щите имеются звуковой аварийный сигнал, общий для всего щита, и индивидуальные световые сигналы для каждого коммутационного аппарата. В зависимости от размеров щита и количества монтажных единиц, скоммутированных на нем, могут применяться следующие системы сигнализации:

1) местная сигнализация и 2) сигнализация с центральным съемом сигнала.

Местная сигнализация применяется для щитов небольшого размера с малым количеством монтажных единиц, как, например, местные щитки управления группой электродвигателей собственного расхода станции или щиты небольших подстанций. Для таких щитов отключившийся аппарат может быть легко обнаружен по индивидуальному световому сигналу немедленно по получении звукового сигнала. Поэтому съем сигнала как звукового, так и светового производится „квитированием" ключа управления отключившегося аппарата.



Фиг. XIX, 24.



Фиг. XIX, 25.

Схема местной сигнализации показана на фиг. XIX,24. К общей шине звукового сигнала *ШЗС* подводятся цепи несоответствия всех выключателей, управляемых со щита (нижняя часть фиг. XIX,24 повторение цепи фиг. XIX,21, идущей к звуковому аварийному сигналу). При замыкании цепи несоответствия любого выключателя замыкается цепь звукового сигнала.

Сигнализация с центральным съемом сигнала. На больших щитах со сложными схемами желательно световые сигналы сохранить до ликвидации аварии и приведения работы станции в нормальное состояние. Звуковой же сигнал, назначение которого привлечь внимание персонала на наличие аварийного отключения, необходимо снять немедленно (прекратить его действие).

На таких щитах поэтому цепи аварийной световой и звуковой сигнализации разделены таким образом, что звуковой сигнал снимается с одного центрального места — стола дежурного, а световой сигнал путем квитирования ключа аварийно отключившегося выключателя.

При этом центральная звуковая сигнализация может выполняться двояко:

1) без повторности действия, когда на время до квитирования (снятия) индивидуального светового сигнала звуковая сигнализация прекращает свое действие; в случае если в промежутке времени между снятием звукового и светового сигналов произойдет отключение второго выключателя, звукового сигнала не будет;

2) с повторностью действия, когда сигнал немедленно после его снятия готов к действию на случай второго отключения независимо от того, снят ли индивидуальный световой сигнал или нет.

Пример выполнения центрального съема сигнала без повторности действия показан на фиг. XIX,25.

Цепи несоответствия выключателей подведены к шинке звукового сигнала (*ШЗС*). При аварийном отключении любого выключателя через его цепь несоответствия замыкается цепь промежуточного реле *РП1*. Реле срабатывает и своими нормально открытыми контактами *1-2* замыкает цепь звукового сигнала (*ЗС*). Помимо этих контактов в цепь звукового сигнала включены нормально замкнутые контакты *1-2* второго промежуточного реле *РП2*. Нажатием кнопки центрального съема сигнала *КЦС* замыкается цепь этого реле, его контакты *1-2* размыкаются и рвут цепь звукового сигнала. Нормально открытые контакты *3-4* этого же реле, замыкаясь, создают обходную цепь (+*ШУ*, катушка реле *РП2*, контакты *3-4* реле *РП2*, контакты *1-2* реле *РП1* и *ШУ*), через которую реле запирается и держит звуковой сигнал выключенным до тех пор, пока квитированием ключа аварийно отключившегося выключателя не будет разорвана цепь реле *РП1*, после чего вся установка для центрального съема сигнала обесточивается, схема возвращается в исходное положение, и сигнал снова готов к действию.

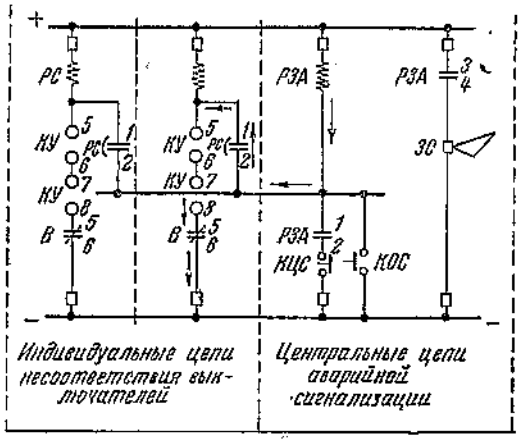
Выполнение центрального съема сигнала с повторностью действия обычно требует установки индивидуальных реле специального типа в цепи управления каждого выключателя.

Одна из таких схем, использующая специальные реле со скользящим контактом, показана на фиг. XIX,26.

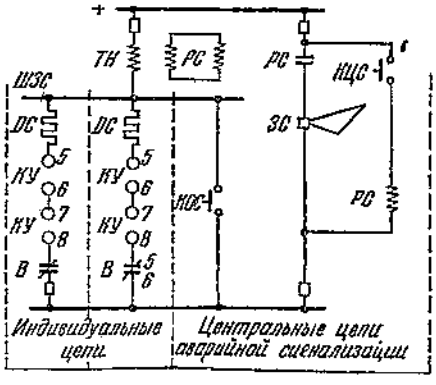
Схема работает следующим образом: в цепь несоответствия каждого выключателя, идущую к звуковому сигналу (фиг. XIX,26, слева), включается катушка сигнального реле *РС*. При аварийном отключении выключателя реле срабатывает. Скользящие контакты *РС-1-2*, замыкаясь, подают кратковременный импульс через шину звукового сигнала *ШЗС* на центральное реле аварийной сигнализации *РЗА*. Путь протекания тока в этот момент показан стрелками. Реле срабатывает и замыкает свои контакты. Одна пара контактов *1-2*, замыкаясь, подает минус на шину звукового сигнала, и таким образом реле *РЗА* продолжает обтекаться током через свои собственные контакты даже после того, как контакты *1-2* реле *РС* разомкнутся, т. е. реле запирается и кратковременно поданный импульс на нем закрепляется. Другой парой контактов *3-4* реле *РЗА* замыкает цепь звукового сигнала (*ЗС*). Последний работает до тех пор, пока не будет нажата кнопка центрального съема сигнала *КЦС*. При нажатии этой кнопки разрывается цепь реле *РЗА*, его контакты размыкаются и разрывают цепь звукового сигнала. Для опробова-

ния действия центральной сигнализации установлена кнопка *КОС*.

Некоторый интерес представляет схема, не требующая индивидуальных реле и использующая для закрепления импульса переходящие процессы в магнитно-связанной системе. Схема показана на фиг. XIX,27.



Фиг. XIX, 26.



Фиг. XIX, 27.

Цепи несоответствия выключателей заводятся через добавочные сопротивления *ДС* к общей шинке звуковой аварийной сигнализации *ШЗС*. Эта шинка связана с другим полюсом через вторичную обмотку трансформатора напряжения. В цепь первичной обмотки этого трансформатора включена одна катушка поляризованного реле *РС*, контакты которого находятся в цепи звукового сигнала. Вторая катушка поляризованого реле приключена к шинкам через нормально разомкнутую кнопку *КЦС*, служащую для съема сигнала. Действие схемы происходит следующим образом: при аварийном отключении выключателя через цепь несоответствия замыкается цепь вторичной обмотки трансформатора напряжения. В период установления тока в цепи вторичной обмотки в первичной обмотке индуцируется э. д. с., которая пропадает после того, как ток во вторичной обмотке достигает установившегося значения. В течение этого промежутка времени катушка реле *РС* обтекается током, срабатывает и замыкает свои контакты в цепи звукового сигнала. Съем сигнала производится нажатием кнопки *КЦС*. При этом замыкается цепь второй катушки поляризованного реле, которая размыкает контакты в цепи звукового сигнала, прекращая его действие.

Добавочное сопротивление устанавливается в цепи несоответствия с той целью, чтобы обеспечить повторное действие звукового сигнала в том случае, если второе отключение произойдет до того, как был сквитирован ключ на первом выключателе. В этом случае при отключении второго выключателя его цепь несоответствия приключается параллельно первой; общее сопротивление в цепи вторичной обмотки трансформатора напряжения уменьшается, сила тока увеличивается. Во время переходного процесса (изменения величины тока) в первичной обмотке снова индуцируется э. д. с. и сигнал срабатывает повторно. В тех схемах, где световая аварийная сигнализация выполняется при помощи третьей лампы (*ЛА*), можно эту лампу использовать в схеме звуковой сигнализации вместо добавочного сопротивления.

3. Предупреждающая сигнализация

Предупреждающий сигнал, имеющий целью предупредить персонал о наступлении ненормальных режимов в состоянии агрегатов или сети, получается от контактов первичного элемента, реагирующего на ненормальный режим. Сигнал о перегрузке получается через максимальное токовое реле, срабатывающее при превышении тока против номинального.

Сигнал о превышении температуры масла в трансформаторах и подшипниках, температуры охлаждающей воды и воздуха генератора получается от замыкания контактов контактного термометра и т. п.

Сигнал о плохом состоянии изоляции в сети постоянного и переменного токов получается от замыкания контактов специального реле контроля изоляции.

На осуществлении контроля изоляции в цепях управления и защиты постоянного тока ввиду его особой важности остановимся несколько подробнее.

В простейшем виде контроль изоляции осуществляется при помощи двух вольтметров и параллельно приключенных к ним реле повышения напряжения (фиг. XIX,28).

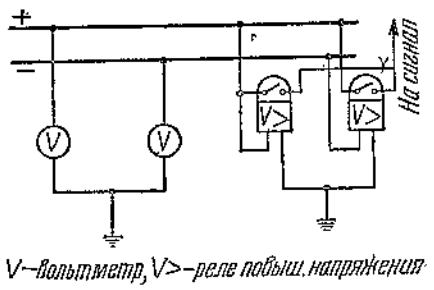
Нормально оба вольтметра и реле находятся под напряжением, равным половине напряжения на шинах. При замыканиях на землю на одном из полюсов напряжение его по отношению к земле понижается, а второго полюса соответственно повышается.

Реле срабатывает и подает сигнал, а по вольтметру определяется полюс, на котором произошло замыкание на землю.

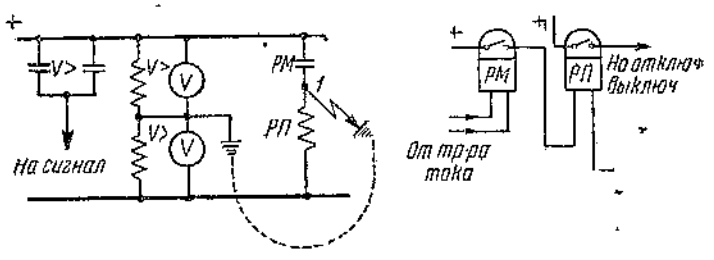
Однако контроль изоляции, осуществляемый по этой схеме, нельзя считать удовлетворительным по следующим причинам:

1. Реле повышения напряжения недостаточно чувствительно и реагирует только на резкое снижение сопротивления изоляции.

2. Схема не исключает возможности произвольного действия некоторых реле при замыкании на землю только на одном полюсе, что легко можно усмотреть из фиг. XIX,29, изображающей ту же схему, что и на фиг. XIX,28, но в развернутом виде. На этой схеме кроме того показана цепь промежуточного реле *РП* какой-нибудь защиты, например, максимальной токовой. При отсутствии замыкания на землю в системе постоянного тока это реле срабатывает только при действии максимальной защиты, т. е. когда реле *РМ* замкнет свои контакты. При замыкании же на землю в точке *1* через реле *РП* протекает ток замыкания на землю и реле может сработать по-



Фиг. XIX, 28.



Фиг. XIX, 29.

мимо контакта *РМ*, если протекающий ток будет равен или больше тока трогания реле, что будет иметь результатом произвольное отключение выключателя. Можно было бы снизить ток замыкания на землю путем установки добавочного сопротивления в цепи заземления, но это одновременно снизило бы чувствительность контроля.

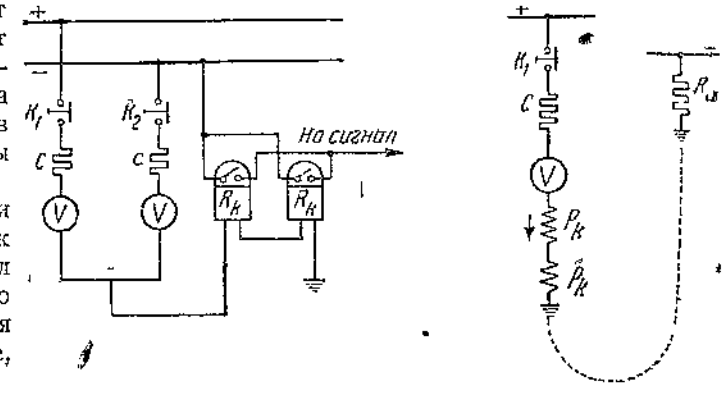
Из этих соображений схема контроля изоляции должна быть построена таким образом, чтобы: 1) ток на землю через систему контроля изоляции был меньше тока срабатывания наиболее чувствительного реле, установленного на станции, и 2) реле контроля изоляции было чувствительнее всех остальных реле, присоединенных к шинам.

Схема, удовлетворяющая указанным условиям, показана на фиг. XIX,30. Она отличается от предыдущей тем, что реле контроля изоляции установлено в линии заземления вольтметров. В качестве реле контроля изоляции принято поляризованное реле телефонного типа, имеющее сопротивление 1 000 Ω и ток срабатывания 0,002 А. Так как поляризованное реле срабатывает только при определенной полярности, то последовательно установлены два реле, из которых одно реагирует на замыкание на землю на положительном полюсе, а другое — на отрицательном.

Сопротивление вольтметров подбирается таким образом, чтобы ток замыкания на землю был ниже тока срабатывания наиболее чувствительного реле.

Легко убедиться, что пока схема остается симметричной, т. е. сопротивление изоляции обоих полюсов остается одинаковым, через реле контроля *РК* ток не протекает и появляется он только в том случае, когда изоляция одного из полюсов ниже другого, иначе говоря, реле реагирует не на абсолютную величину сопротивления изоляции, а на нарушение ее на одном из полюсов. Для возможности проверки состояния изоляции на каждом из полюсов в схему введены две кнопки K_1 K_2, при нажатии которых можно проверить, не ухудшилась ли изоляция ниже допустимого предела.

Действительно, если нажать, например, кнопку K_2 и таким образом отключить вольтметр, присоединенный к минусу от земли, то схема примет вид, указанный на фиг. XIX,30 справа, т. е. образуется цепь, состоящая из последовательно включенных под напряжение сети сопротивлений вольтметра (с его добавочным сопротивлением), двух реле контроля

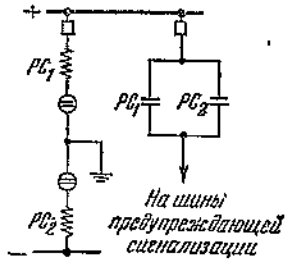


Фиг. XIX, 30.

изоляции $R_к$ и сопротивления изоляции $R_и$ отрицательного полюса. Если последнее будет ниже какого-нибудь определенного предела, то ток, протекающий через реле контроля изоляции, будет равен или выше тока трогания и реле сработает и даст сигнал. Аналогичным образом проверяется состояние абсолютной величины сопротивления изоляции на положительном полюсе нажатием кнопки K_1.

Контроль изоляции на шинах постоянного тока может быть осуществлен также при помощи неоновых ламп, используя их свойство зажигаться только при достижении напряжения на клеммах лампы определенной величины, так называемого напряжения зажигания. Когда напряжение на лампе меньше напря-

жения зажигания, сопротивление лампы очень велико и лампа заперта. При напряжении зажигания сопротивление снижается и лампа зажигается. Схема, построенная на этом принципе, показана на фиг. XIX,31. Между шинами устанавливаются две неоновые лампы, каждая из которых соединена последовательно с обмотками поляризованных реле. Средняя точка заземлена. При нормальном состоянии изоляции (одинаковом на обоих полюсах) напряжение от каждого полюса до заземленной точки равно половине напряжения шин, недостаточное для зажигания лампы. При снижении сопротивления изоляции одного из полюсов напряжение на лампе, присоединенной к противоположному полюсу, повышается, и если при этом повышение достигнет величины, соответствующей напряжению зажигания, лампа зажигается и одновременно срабатывает соответствующее поляризованное реле, подающее звуковой сигнал о наличии замыкания на землю. Если для напряжения шин 220 V принять лампы с напряжением зажигания 140 V, чувствительность схемы будет примерно соответствовать чувствительности описанной выше схемы. Вместе с тем эта схема обладает тем преимуществом, что при нормальном состоянии изоляции ток утечки на землю через заземленную точку практически отсутствует из-за большого сопротивления неоновых ламп, и таким образом произвольное срабатывание какого бы то ни было реле совершенно исключается.



Фиг. XIX, 31.

Организация системы предупреждающей сигнализации аналогична системе аварийной сигнализации, т. е. имеется звуковой сигнал, отличный по звуку от сигнала аварийного, и индивидуальные сигнальные лампы. Съем звукового сигнала производится одной кнопкой центрального съема. Индивидуальный световой сигнал снимается устранением первопричины.

Для осуществления центрального съема сигнала применяются схемы, аналогичные схемам аварийной сигнализации.

4. Сигнализация оперативная и безопасности

Сигнализация оперативная и безопасности имеет целью предотвратить неправильные действия персонала. К таким действиям относятся:

1) операция с разъединителями под током;

2) вход в ячейку распределительного устройства, находящуюся под напряжением.

Сигнализация от неправильных операций с разъединителями осуществляется установкой сигнальных ламп у привода разъединителей. Лампа горит в том случае, когда операция разрешена по состоянию схемы, а именно:

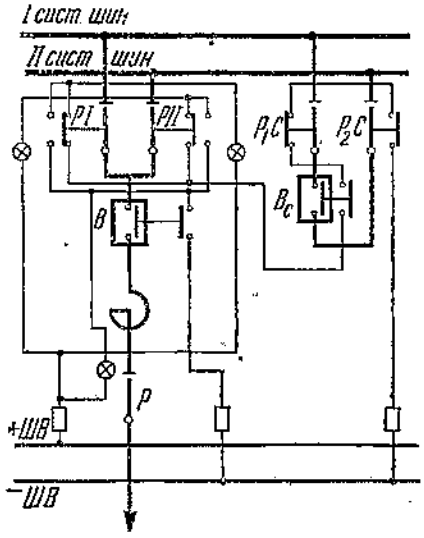
А. Для шинных разъединителей при двойной системе шин операция с разъединителями допустима только при соблюдении одного из следующих условий:

1) при отключенном разъединителе *PII* второй системы операции с разъединителем *PI* первой системы допустимы только при отключенном выключателе B;

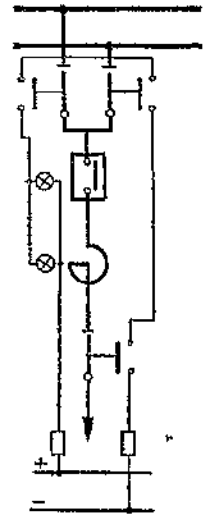
2) при включенном *PII* операции *PI* допустимы только при включенном положении разъединителей P_1C и P_2C шиносоединительного выключателя и самого выключателя B_C.

Б. Для линейных разъединителей и шинных при одиночной системе шин операции допустимы только при отключенном выключателе.

Схема включения сигнальных ламп показана на фиг. XIX,32. Сигнализация, разрешающая операцию,



Фиг. XIX, 32.



Фиг. XIX, 33.

выполнена на горение, а не на потухание лампы, так как в последнем случае перегорание лампы могло бы служить ложным сигналом, разрешающим операцию тогда, когда она в действительности запрещена.

Сигнализация, запрещающая вход в ячейку, находящуюся под напряжением, осуществляется при помощи сигнальной лампы, устанавливаемой перед входом в ячейку. Лампа горит в том случае, если в ячейке нет напряжения, т. е. когда все разъединители этой монтажной единицы отключены, для чего цепь сигнальной лампы заводится последовательно через контакты всех разъединителей, разомкнутые при включенном положении последних. Схема такой сигнализации показана на фиг. XIX,33.

XIX,7. БЛОКИРОВКИ БЕЗОПАСНОСТИ

Несмотря на наличие сигнализации безопасности, в практике эксплоатации имели место неоднократно неправильные операции с разъединителями, послужившие причиной тяжелых аварий, равно как и попадания персонала под напряжение.

Поэтому более целесообразным является устройство блокировок, не допускающих производства операций с разъединителями или вход в ячейку, если

не соблюдены необходимые для этого условия. Такие блокировки осуществляются при помощи электрозамков, состоящих из электромагнитов с подвижным якорем.

При обесточенной катушке якорь электромагнита заклинивает привод разъединителя или дверь ячейки высокого напряжения, не допуская таким образом операции с разъединителем или открытия двери ячейки.

При обтекании катушки током якорь втягивается, освобождая привод или дверь.

Схема включения электрозамков аналогична схемам включения ламп безопасности. Место лампы в этой схеме занимает катушка электрозамка.

XIX,8. ЩИТЫ УПРАВЛЕНИЯ

Исключительная роль, которую играет **главный щит** в управлении станцией, и ответственность функций, возлагаемых на дежурный персонал щита, вызывают особые требования к компановке щита управления, имеющие целью обеспечить удобную связь щитового персонала с остальными цехами станции, с одной стороны, и создать обстановку, благоприятствующую спокойной и сосредоточенной работе персонала, с другой.

Расположение щита управления в общей компановке станции должно удовлетворять следующим условиям:

1. Помещение щита должно быть изолировано от всех других помещений для того, чтобы туда не проникал шум из других цехов станции.

2. Помещение щита должно быть расположено таким образом, чтобы обеспечить удобную связь с машинным залом, распределительным устройством и открытой подстанцией.

3. Длина контрольно-измерительных и сигнальных кабелей, связывающих щит с остальными цехами станции, должна быть по возможности минимальной.

Для удовлетворения перечисленных требований щит обычно располагается со стороны постоянного торца распределительного устройства генераторного напряжения и отделяется от него лестничной клеткой. При отсутствии распределительного устройства генераторного напряжения, т. е. на станциях, работающих по схеме генератор-трансформатор, щит располагается в торце машинного зала или в отдельном здании.

Здание щита на электростанциях обычно строится трехэтажным. На первом этаже располагаются аккумуляторные батареи, зарядные агрегаты и некоторые вспомогательные помещения; второй этаж отводится для подводов контрольных кабелей и кабелей постоянного тока к панелям щита, так называемый кабельный полуэтаж; на третьем этаже располагаются щит управления и одна или две комнаты для дежурного персонала (дежурный инженер, дежурный электротехник). На подстанциях, где количество управляемых элементов и контрольных кабелей значительно меньше, щит может выполняться в виде одноэтажной пристройки к распределительному устройству.

Большое количество приборов контроля и сигнализации и аппаратов управления, выносимых на щит, требует при компановке щита чрезвычайно четкой их расстановки, без чего работа дежурного по щиту будет чрезвычайно затруднена. Компановка щита должна выполняться с соблюдением следующих условий:

1. Необходимо прежде всего, чтобы на фасаде щита не было никаких лищних приборов, не требующих постоянного надзора со стороны персонала. К таким приборам, например, относятся счетчики, регуляторы напряжения, регистрирующие приборы.

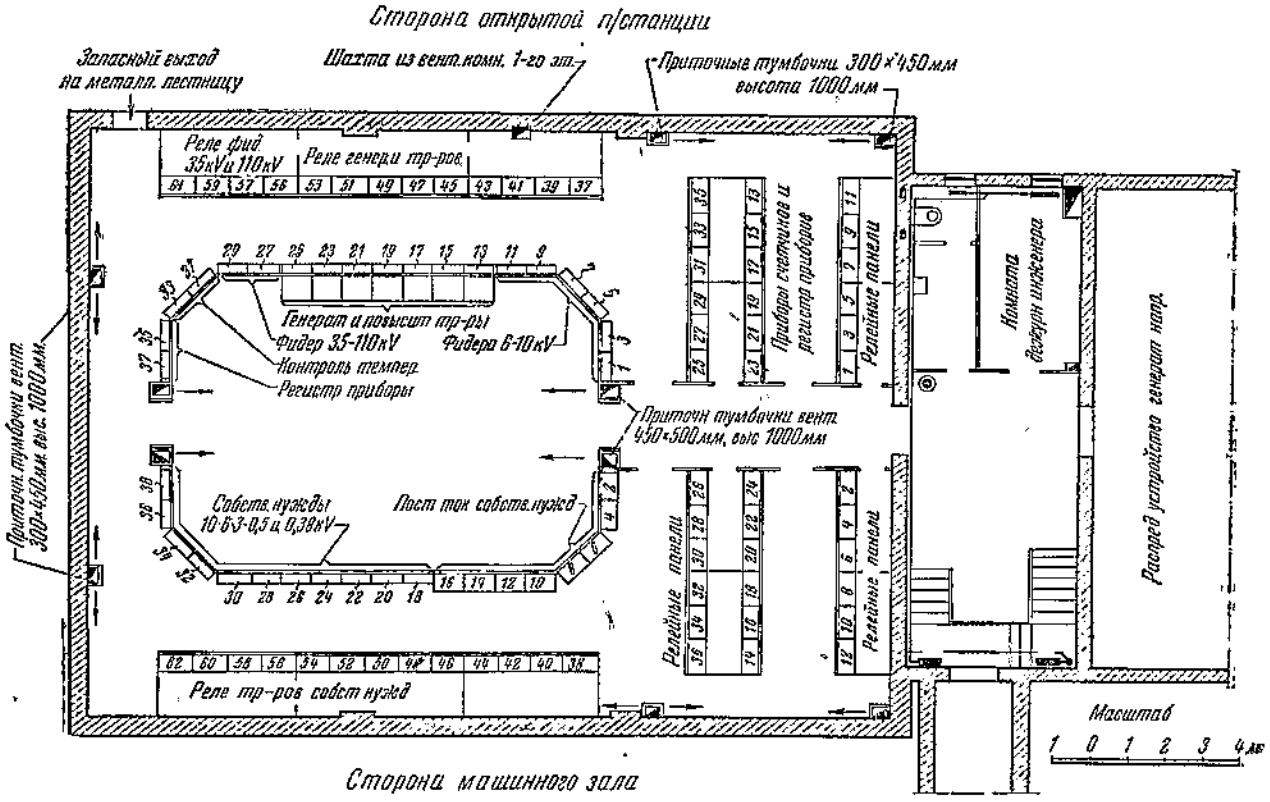
2. Приборы управления и контроля основных элементов коммутации станции должны быть сосредоточены по возможности на одном участке. К таким элементам относятся: генераторы, повысительные трансформаторы, шиносоединительные и секционные выключатели. Такое расположение даст возможность дежурному персоналу производить с максимальной быстротой необходимые коммутационные переключения при всяких переходных и аварийных режимах.

3. Расположение **панелей** в помещении щита должно обеспечить хорошую обозреваемость и видимость с одного места наибольшего количества панелей. Идеальным решением явилось бы с этой точки зрения расположение панелей по окружности. Однако такое расположение делает помещение щита крайне громоздким по своим размерам, в результате чего основная цель остается недостигнутой.

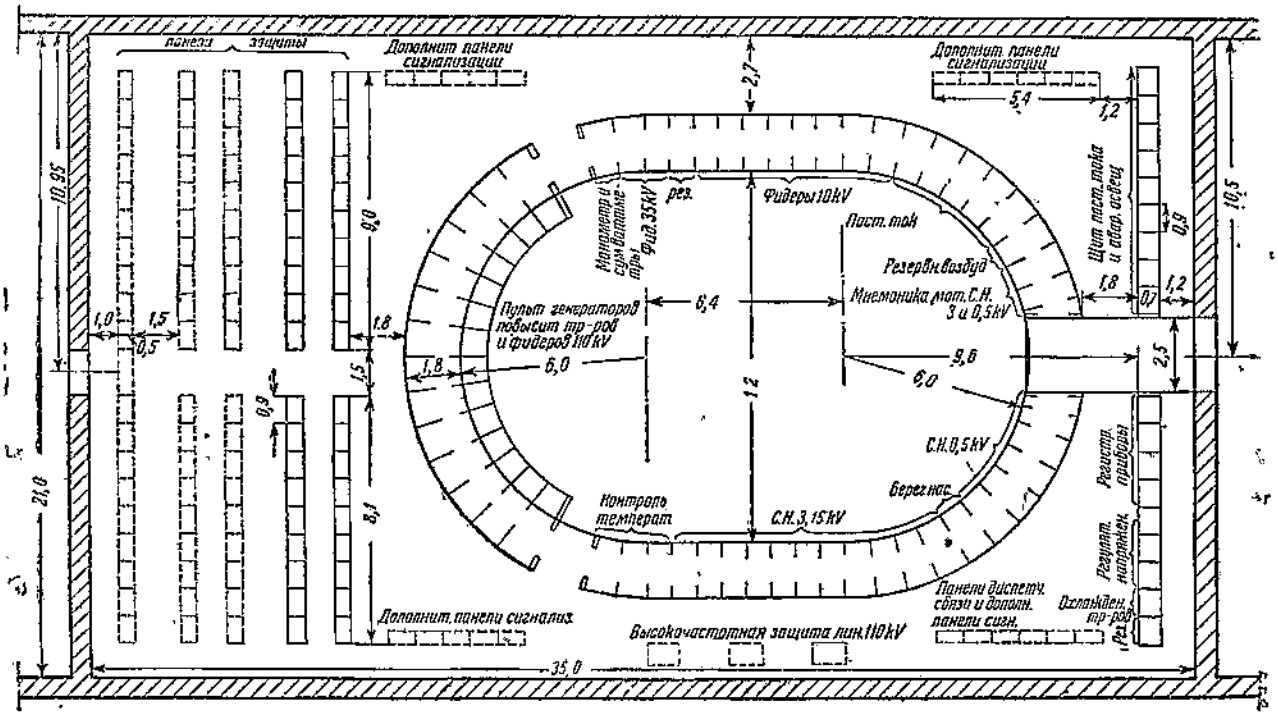
Более рациональным и достигающим цели является расположение панелей, несущих приборы и аппараты основных монтажных единиц, по окружности или по ломаному периметру, приближающемуся к окружности, а остальных — по прямой линии.

Общий контур щита при этом принимает форму либо неправильного многоугольника (фиг. XIX,34), либо эллипса (фиг. XIX,35).

Конструкция щита представляет собой металлический каркас, выполненный из углового или швеллерного железа. Каркас крепится к полу и к ближайшей стене при помощи болтов и поперечных связей. К каркасу со стороны фасада привертываются панели щита. Панель обычно состоит из трех частей: нижняя часть или подрамник, позади которого располагаются кабельные воронки контрольных кабелей и клеммные ряды для присоединения проводов; средняя часть, на которой располагаются контрольно-измерительные приборы и аппаратура управления и сигнализации, и верхняя часть или карниз, высотой около 200 мм, служащий для обрамления щита и придающий ему законченный вид. Панели щита могут выполняться из мрамора, стали или специальных сортов пластмассы. При выполнении панелей из стали (что в последнее время вошло довольно широко в практику изготовления щитов) применяются листы толщиной не менее 3 мм, которые привертываются или привариваются к каркасу. Преимущество стальных панелей помимо их невысокой стоимости по



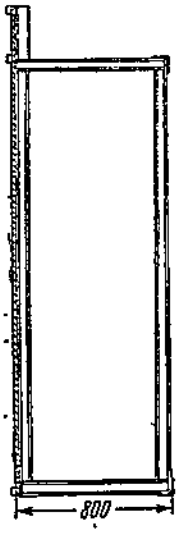
Фиг. XIX, 34.



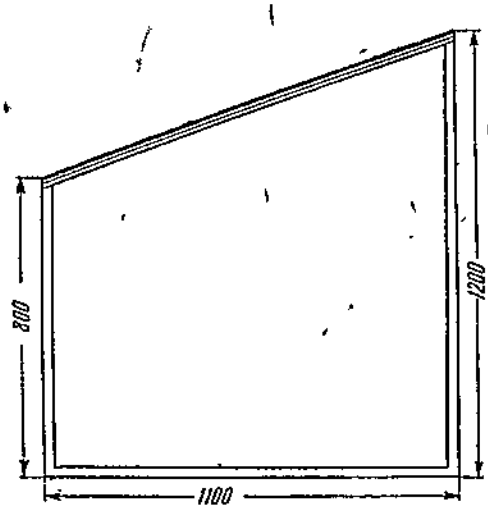
Фиг. XIX, 35.

сравнению с мраморными заключается в том, что они удобны для сверловки и отверстия в панели могут быть легко заделаны или заварены в случае необходимости замены одних приборов другими.

Щиты выполняются в следующих модификациях: 1) щит из плоских вертикальных свободно стоящих панелей (фиг. XIX,36), 2) щит из наклонных односкатных свободно стоящих панелей, так называемый пульт (фиг. XIX,37) и 3) щит, комбинированный из наклонных односкатных пультов с плоскими вертикальными панелями (фиг. XIX,38).



Фиг. XIX, 36.



Фиг. XIX, 37.

Релейные щиты устанавливаются либо во втором периметре сзади основного щита, либо выносятся в отдельное помещение, рядом с помещением щита управления.

Вынос релейных панелей из пределов щита управления имеет то преимущество, что проверка отдельных реле и комплектных защит, выполняемая обычно персоналом службы реле, может производиться без захода на щит управления. Кроме того в пользу такого расположения говорит еще и то, что релейные панели могут выполняться на заводах отдельно от панелей управления.

На пульты (наклонные панели) обычно выносится только управление основными коммутационными элементами станции. Контрольно-измерительные приборы выносятся на соответствующие вертикальные панели, располагаемые против пультов. Этим достигается одновременно и выделение этих элементов в отдельный участок, на наблюдении за которым и сосредоточивается основное внимание персонала.

На фасадах панелей щита располагаются: 1) контрольно-измерительные приборы, по которым ведется контроль за работой агрегатов и фидеров; 2) приборы сигнализации; 3) аппараты управления; 4) мнемоническая схема, изображающая в условном виде схему коммутации станции; схема эта выполняется из накладных полос, в которые врезаются указатели положения выключателей и разъединителей.

Расположение всего комплекса приборов и аппаратов должно быть построено таким образом, чтобы обеспечить удобный контроль за состоянием цепей и легкий доступ к аппаратам управления.

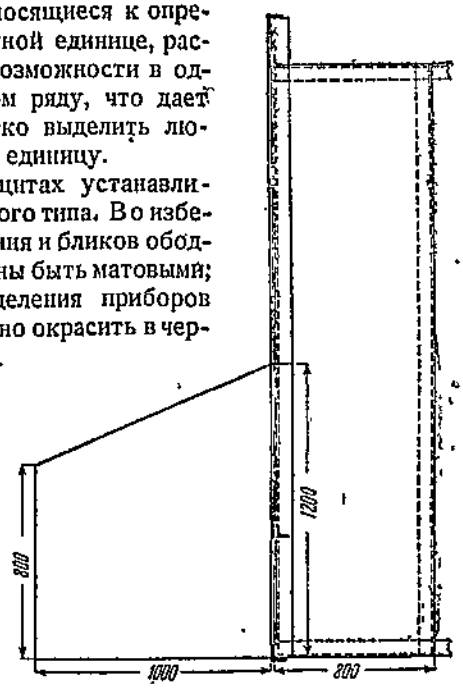
Измерительные приборы располагаются на вертикальных панелях в несколько рядов по верху панелей.

Для удобства приборы одинакового назначения располагаются по возможности на всех панелях в одном горизонтальном ряду, например, все амперметры и вольтметры — в первом ряду сверху, ваттметры и частотомеры — во втором ряду и т. д.

Приборы, относящиеся к определенной монтажной единице, располагаются по возможности в одном вертикальном ряду, что дает возможность легко выделить любую монтажную единицу.

Приборы на щитах устанавливаются утопленного типа. Во избежание отсвечивания и бликов ободки прибора должны быть матовыми; для лучшего выделения приборов ободки желательно окрасить в черно-матовый цвет.

Ниже на доступной высоте располагаются аппараты управления, врезаемые в мнемоническую схему. Последняя выполняется из железной ленты, окрашенной эмалевой краской.



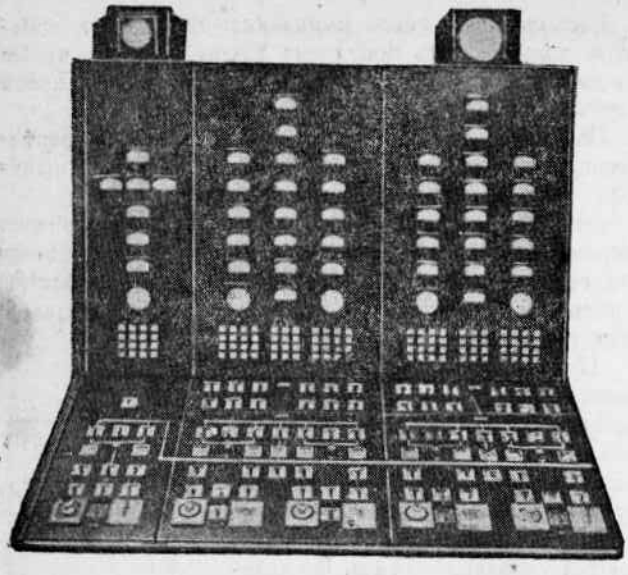
Фиг. XIX, 38.

Вся проводка на щитах производится сзади панелей одножильными медными луженными проводами сечением 1,5 — 2,5 мм² с резиновой изоляцией до 1 000 V в цветной шелковой оплетке.

Несмотря на ряд мероприятий, принимаемых для уменьшения периметра обслуживания главного щита, как, например, уплотнение панелей, вынос второстепенных элементов во второй ряд за пределы периметра основного щита, — нормальные щиты управления особенно для мощных электростанций становятся громоздкими, плохо обозреваемыми и неудобными для производства быстрых переключений.

Поэтому в американской практике, начиная с 1929 г., стали применяться так называемые миниатюрные щиты управления, позволяющие на очень малом габарите расположить большое количество монтажных единиц. Достигается это главным образом за счет применения измерительных приборов и аппаратуры управления и сигнализации малых габаритов.

Измерительные приборы здесь применяются прямо-



Фиг. XIX, 39.

угольные, размером 100×110 mm вместо ранее применявшихся круглых приборов диаметром 225 mm. Ключи управления и сигнальные лампы применяются также миниатюрного типа: ключи — размером 50 × ×50 mm и сигнальные лампы с арматурой диаметром 30 — 35 mm.

Опасения, которые имелись вначале, что слишком уплотненное расположение приборов и аппаратов на щите будет затруднять эксплоатацию щитов и приведет к неправильным действиям персонала, были полностью опровергнуты практикой эксплоатации этих щитов. Большинство вновь строящихся американских крупных станций и подстанций оборудованы миниатюрными щитами управления. В частности, крупнейшая американская гидроэлектрическая станция Болдер Дам оборудована миниатюрным щитом управления, три панели которого показаны на фиг. XIX,39. На этих трех панелях сосредоточено управление пятью генераторами и двумя трансформаторами.

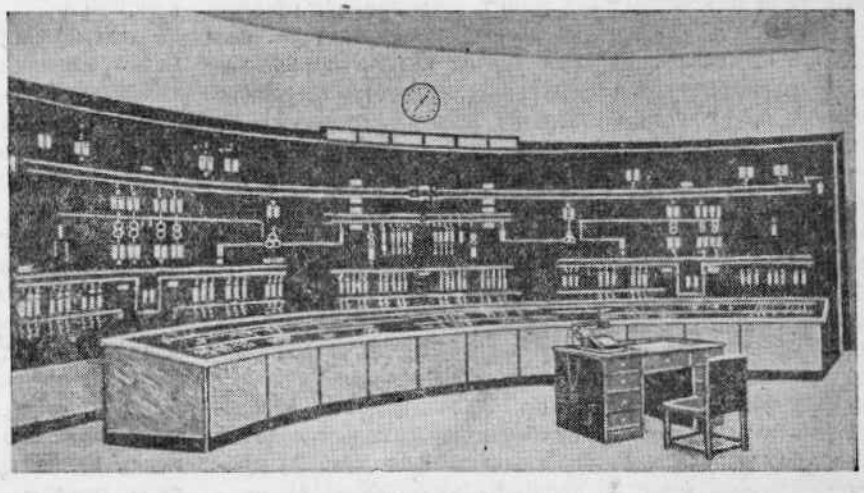
Европейские фирмы пошли по несколько иному пути при решении задачи уменьшения габаритов щита и улучшения его обозреваемости, а именно по пути применения так называемого светящегося щита, фасад которого показан на фиг. XIX, 40. Основная особенность этого щита заключается в том, что наряду с обычной мнемонической схемой с врезанными приборами управления, располагаемыми на пульте, на вертикальных панелях имеется вторая мнемоническая схема, выполненная при помощи светящихся полос и теневых приборов.

Все части схемы, находящиеся под напряжением, светятся одним цветом, например, белым, а части, находящиеся без напряжения, — зеленым. Символы, обозначающие выключатели и разъединители во включенном положении, светятся красным цветом. При изменении состояния схемы, например, аварийном отключении выключателя, символ, изображающий выключатель, переходит на мигающий свет, а часть установки, оставшейся вследствие аварийного отключения без напряжения, меняет свой цвет из белого на зеленый, мигающий. Дежурный у щита, квитируя ключ управления отключившегося выключателя, переводит светящуюся схему с мигающего на ровный свет.

На этом щите кроме того предусмотрен так называемый предварительный запрос производимой операции и запретные блокировки. Предварительный запрос заключается в том, что всякая операция со щита производится в два приема: первый прием — запрос, когда ключ устанавливается в промежуточное положение. При этом та часть схемы, которая изменит свое состояние после производства операции, переходит на мигающий свет, а сверху над светящейся схемой появляется транспорант, указывающий, разрешена или запрещена данная операция.

Второй прием — собственно операция. Однако, если почему-либо дежурный после получения отрицательного ответа на запрос все-таки произведет операцию, последняя не совершится из-за наличия запретных блокировок, не допускающих производства неправильных операций.

При всей их наглядности эти щиты все же не нашли достаточно широкого применения, вследствие того что они требуют для своего выполнения большого количества реле, специальных приборов, а также вследствие сложности и громоздкости получающихся при этом схем вторичной коммутации.



Фиг. XIX, 40.

ГЛАВА XX

КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

XX,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Распределительным устройством называется совокупность коммутационных и измерительных аппаратов одного напряжения, электрически между собой связанных, служащих для приема энергии, поступающей на сборные шины от генераторов, трансформаторов, преобразователей, фидеров, и дальнейшего распределения ее с шин между токоприемниками, трансформаторами, преобразователями или по фидерам в сеть.

На станциях и подстанциях различают обычно несколько обособленных распределительных устройств различных напряжений, связанных между собой через трансформаторы или преобразователи. Так, например, на генераторной станции, принципиальная схема которой показана на фиг. XX,1, имеются следующие распределительные устройства: главное устройство генераторного напряжения 10 kV, повышенного напряжения 110 kV, собственных нужд 3 kV, 0,5 kV и 0,38 kV. Кроме того имеется распределительное устройство постоянного тока 220 V для управления станцией и аварийного освещения. Таким образом на рассматриваемой станции имеется шесть самостоятельных устройств различного назначения, рода тока и напряжения. Эти распределительные устройства обычно территориально разобщены и связаны между собой через трансформаторы или преобразователи. Каждое распределительное устройство связано с соответствующей сетью: кабельной или воздушной, высокого или низкого напряжения.

Распределительные устройства могут быть разделены на следующие три основные группы:

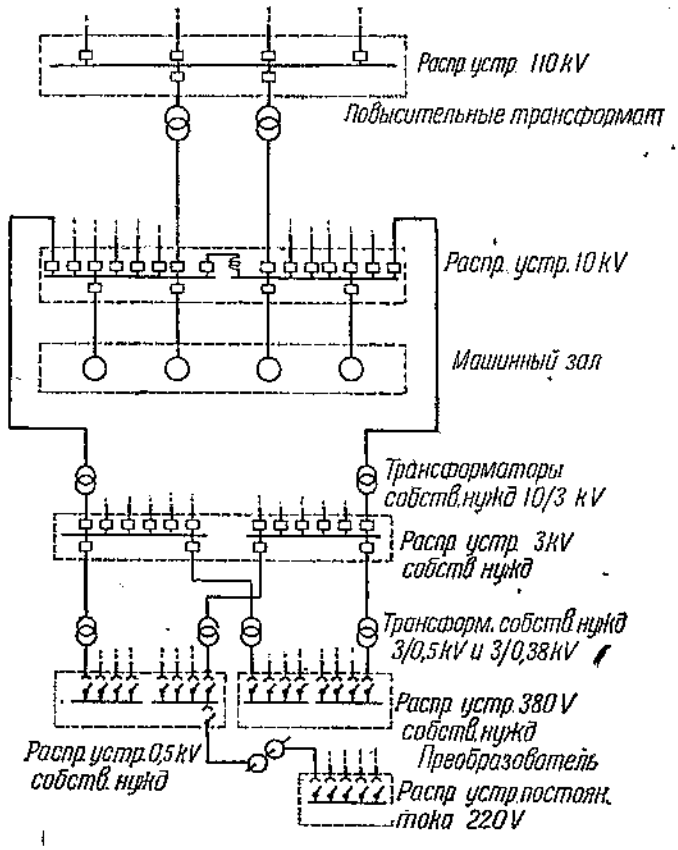
1. Распределительные устройства закрытого типа, с аппаратами, размещенными внутри зданий.

2. Распределительные устройства открытого типа, с аппаратами, установленными на открытом воздухе, без каких-либо защитных покрытий.

3. Комплектные распределительные устройства заводского изготовления в металлических кожухах, предназначенные как для внутренней, так и для наружной установки.

Независимо от принадлежности распределительного устройства к той или иной из указанных трех основных групп они могут быть классифицированы по другим характерным признакам, например, по напряжению, по мощности и назначению, по типу применяемых выключателей, по типу изоляции токоведущих частей (воздушная изоляция, масляная изоляция), по взаимному расположению аппаратов (высокий тип, низкий тип) и многим другим признакам.

Развитие распределительных устройств и их совершенствование протекали параллельно с ростом мощности станций, совершенствованием аппаратов и повышением требований к надежности и качеству электроснабжения. Для того чтобы лучше уяснить конструкции современных распределительных устройств, необходимо кратко рассмотреть путь развития распределительных устройств, начиная от первых весьма несовершенных конструкций до наиболее совершенных современных распределительных устройств. Поскольку развитие распределительных устройств протекало в различных странах неодинаково, необходимо рассмотреть различные направления. Основное внимание уделяется СССР, США и Германии.



Фиг. XX, 1.

XX,2. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАКРЫТОГО ТИПА

А. Распределительный щит как первоначальный тип распределительного устройства низкого и высокого напряжений

На первых электростанциях, имевших небольшую мощность и относительно невысокие напряжения, в качестве коммутационных аппаратов применялись рубильники, предохранители, несколько позднее воздушные автоматы и простейшие масляные выключатели. Коммутационные аппараты и измерительные приборы монтировались на панелях из мрамора или шифера и металлическом каркасе. Мрамор и шифер

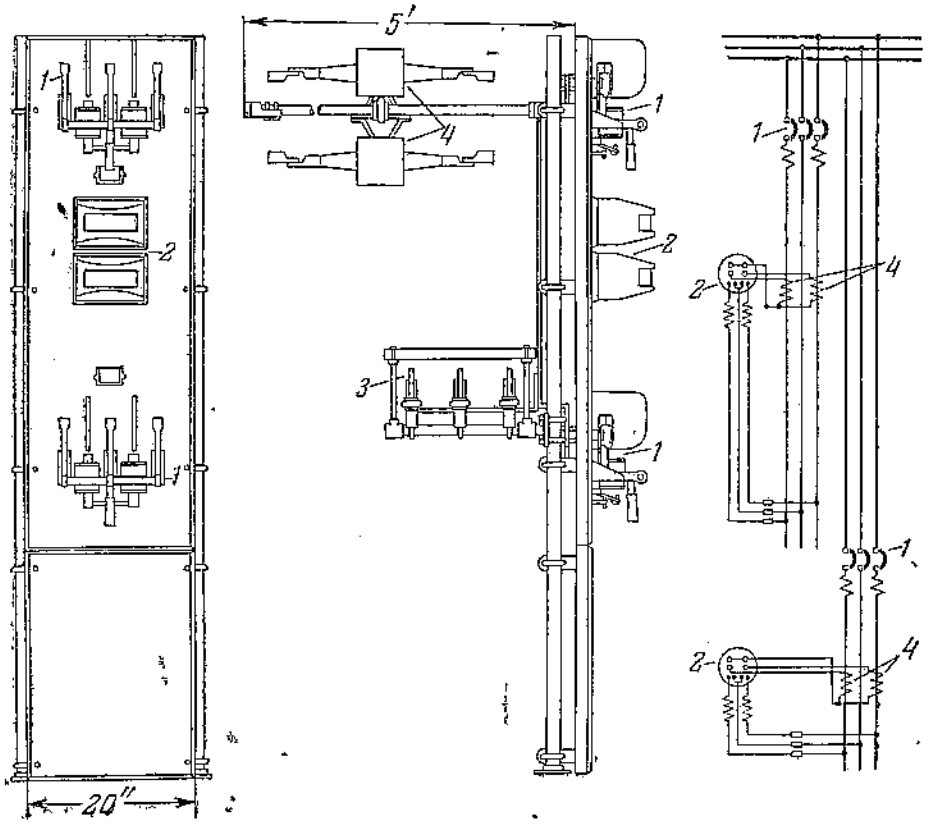
обладают хорошими изоляционными качествами и вместе с тем достаточной механической прочностью. Рубильники и другие аппараты низкого напряжения могли устанавливаться непосредственно на лицевой стороне щита на мраморных или шиферных панелях. Такого рода распределительные щиты ставились в машинном зале и обслуживались вручную. На фиг. XX,2 показана типичная панель распределительного щита старой конструкции для отходящих фидеров напряжением 240—600 V (США). Коммутационная схема цепей дана справа. Каркас щита выполнен из стальных труб и собран из стандартных деталей. На каркасе укреплена мраморная панель, на которой установлены воздушные автоматические выключатели *1* и измерительные приборы профильного типа *2*. На задней стороне щита, на каркасе, смонтированы сборные шины *3* и трансформаторы тока *4*. Электрические соединения на чертеже не показаны.

Распределительный щит станции собирался из ряда таких панелей в соответствии со схемой. Каркас щита крепился к полу и для большей жесткости добавочно крепился отрезками труб к стене. Сзади щита оставлялся достаточный по ширине проход для доступа к аппаратам. Общий вид одного из распределительных щитов станции низкого напряжения (фирма Westinghouse, США) показан на фиг. XX,3.

На описываемых старых станциях с напряжением до 1 kV применялись также и масляные выключатели, устанавливаемые на каркасе распределительного щита.

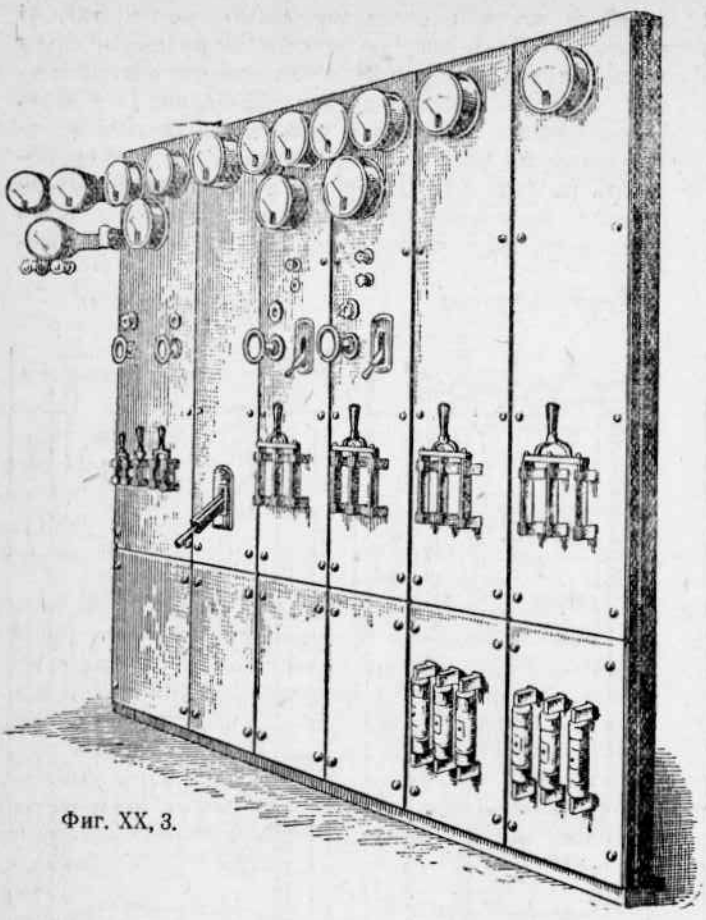
Распределительные устройства в виде щитов с металлическим каркасом выполнялись на старых станциях и для более высоких напряжений порядка 2 000÷6 000 V. При такой конструкции производство всякого рода ремонтных работ на распределительном щите связано с опасностью прикосновения к токоведущим частям высокого напряжения. Изолировать друг от друга аппараты смежных цепей, а также аппараты высокого и низкого напряжения чрезвычайно трудно. Возникли поэтому такие конструкции распределительных устройств, в которых сборные шины, выключатели и другие аппараты высокого напряжения монтировались на особом каркасе, несколько отодвинутом от каркаса щита с измерительными приборами низкого напряжения (фиг. XX,4). При такой конструкции сохранялось ручное управление выключателями с помощью рычажной передачи, в то же время аппараты высокого напряжения были отделены от аппаратов, приборов и проводов низкого напряжения. Благодаря этому условия эксплоатации улучшались.

Однако и такая конструкция распределительного устройства не соответствовала быстро возраставшим мощностям и напряжениям станций. Масляные выключатели приобретали слишком большой вес и большие габариты. Ширина ячейки каркаса с аппаратами высокого напряжения уже не соответствовала целесообразной ширине панели щита[1]. Монтаж выключателей на каркасе за щитом связан с устройством длинных рычажных передач для управления выключателями. Главное же заключалось в том, что описываемые конструкции не обеспечивали безопасности обслуживания и надежности эксплоатации. Очень скоро поэтому пришли к полному отделению аппаратов высокого напряжения от приборов управления низкого напряжения. Все аппараты высокого напряжения стали размещать в особом изолированном помещении, получившем название распределительного устройства высокого напряжения. Приборы измерения, управления, сигнализации, защиты сосредоточиваются на щите управления. Отсутствие аппаратов и токоведущих частей первичных цепей отличает щит управления от распределительного щита. Связь щита управления с распределительным устройством высокого напряжения осуществляется электрической. Ручные приводы выключателей постепенно



Фиг. XX, 2.

[1] Под шириной панели понимается размер по длине щита.



Фиг. XX, 3.

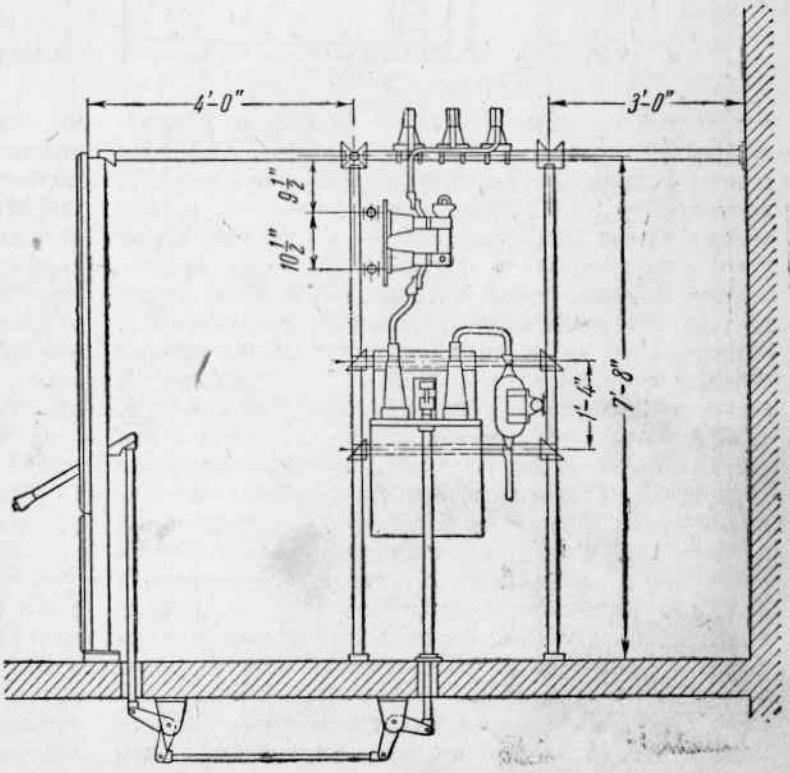
вытесняются дистанционными электрическими приводами. Измерительные приборы присоединяются исключительно через трансформаторы тока и напряжения. Таким образом был пройден первый этап развития распределительных устройств от простейших распределительных щитов до первых обособленных распределительных устройств высокого напряжения и первых щитов управления. Дальнейшее развитие распределительных устройств шло по пути совершенствования их. Принцип отделения аппаратов высокого напряжения от приборов управления при этом полностью сохранен.

Распределительные щиты каркасного типа с коммутационными аппаратами и измерительными приборами применяются в настоящее время исключительно при напряжениях до 500 V. В качестве примера на фиг. XX,5 показана современная конструкция распределительного щита с каркасом из профильной стали. Сборные шины, рубильники и предохранители установлены с задней стороны щита. Рукоятки управления и измерительные приборы смонтированы на панелях спереди. При такой конструкции обеспечивается полная безопасность обслуживания. Панели распределительных щитов выполняются из стальных листов. Ширина панели колеблется в пределах 800—1 000 mm. Высота распределительного щита 2 200 — 2 400 mm.

В. Основные этапы развития распределительных устройств закрытого типа в странах Западной Европы

В Германии и других странах Западной Европы распределительные устройства высокого напряжения принято было выполнять в виде так называемых ячейковых конструкций. В таких распределительных устройствах аппараты устанавливались в ячейках-камерах, построенных из кирпича, бетона, гипсовых плит и других строительных материалов. Ячейки огораживались стенками с трех сторон, четвертая со стороны коридора обслуживания оставалась открытой. Здесь предусматривались только легкие металлические сетки для защиты обслуживающего персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям. Во многих случаях ограничивались только поручнями. Перегородки из строительных материалов между аппаратами, принадлежащими смежным электрическим цепям, имели основное назначение защитить обслуживающий персонал при производстве всякого рода работ в распределительном устройстве от случайного прикосновения к токоведущим частям соседних электрических цепей. Кроме того перегородки, о которых идет речь, имели и другое назначение — препятствовать распространению возникшего повреждения на смежные цепи.

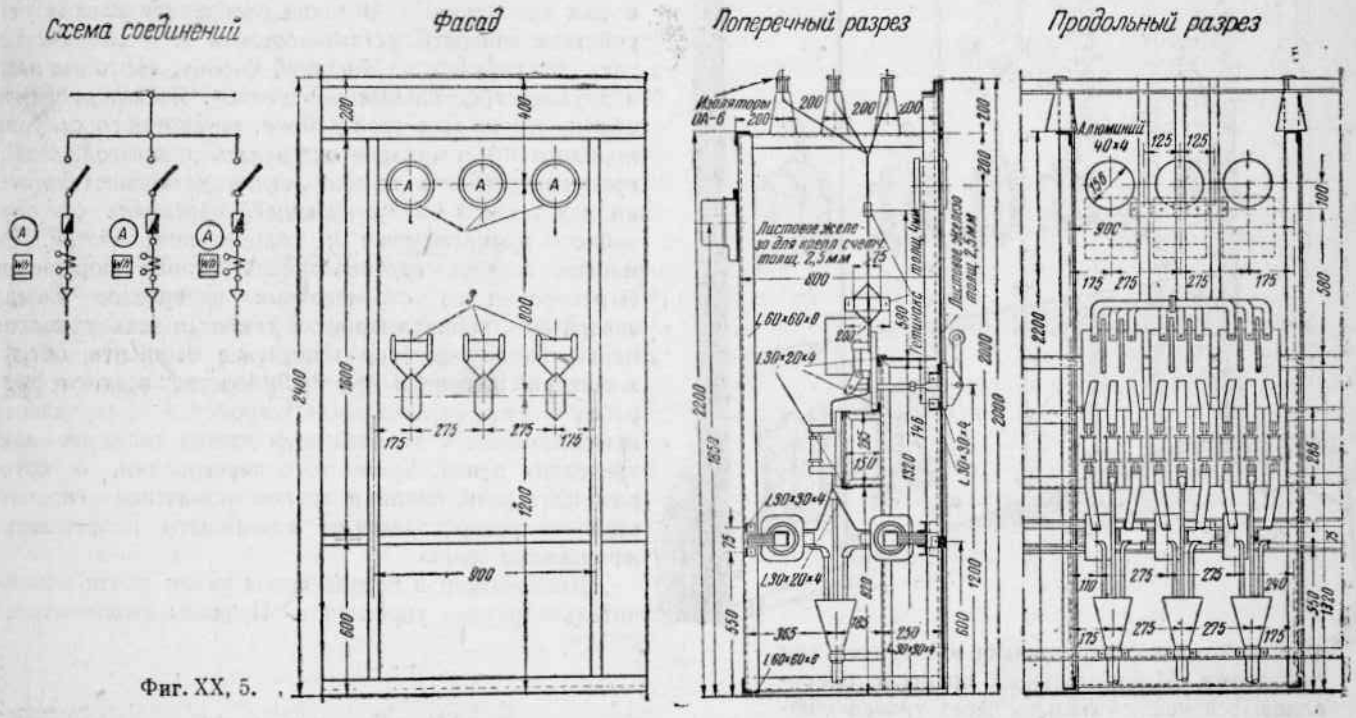
Выключатели в первое время имели почти исключительно ручное управление. Приводы выключателей



Фиг. XX, 4.

устанавливались вне ячеек на стене, отделяющей ячейки от коридора управления. Этим обеспечивалась полная безопасность обслуживающего персонала при производстве операций с выключателями. Обычно аппараты высокого напряжения располагались в двух или трех этажах здания распределительного устройства.

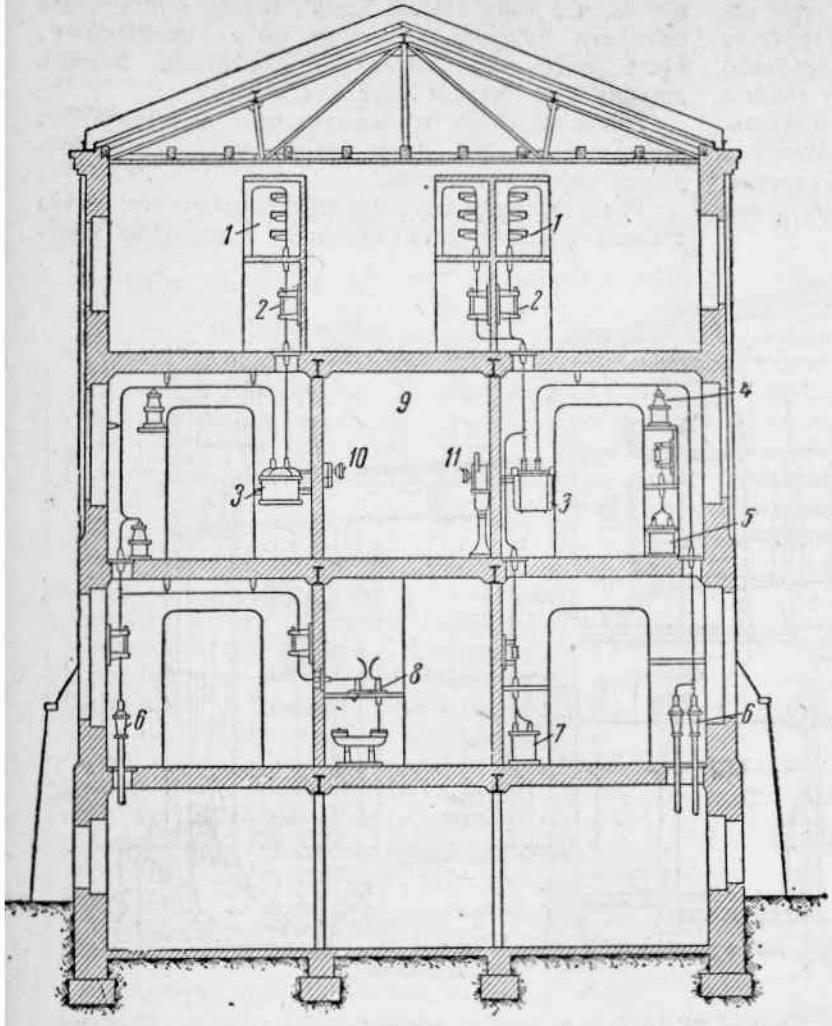
Типичным примером распределительного устройства старой конструкции является распределительное



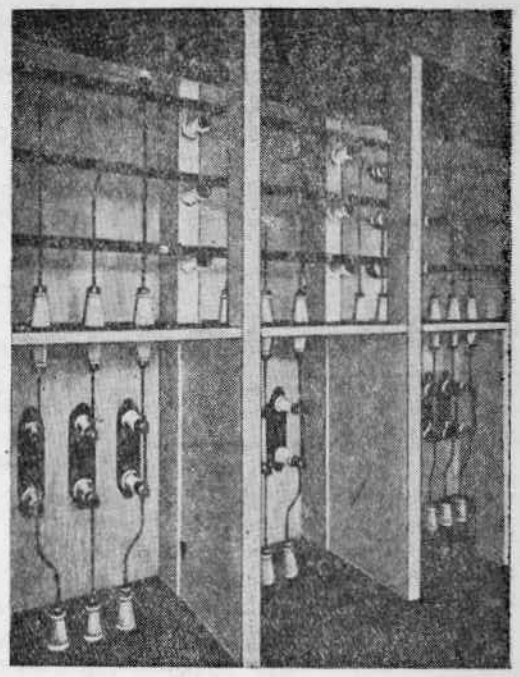
Фиг. XX, 5.

устройство германской станции Märkische Elektrizitätswerk, построенной в 1909 г. (фиг. XX,6). На станции установлено три турбоагрегата по 3 600 kW, напряжением 10 kV. Аппаратура размещена в трех этажах здания распределительного устройства. Кроме того предусмотрен полуподвальный этаж, предназначенный для силовых кабелей. В верхнем этаже размещены сборные шины *1* и шинные разъединители *2*, этажом ниже — масляные выключатели *3*, измерительные трансформаторы тока *4* и напряжения *5*, еще ниже размещены концевые кабельные муфты *6*, трансформаторы напряжения в цепи генераторов *7* и разрядники *8*. Распределительное устройство выполнено двухрядным. Справа размещены двойная система главных сборных шин станции, выключатели генераторов и групповые выключатели фидеров. Слева размещены одиночная система фидерных сборок и выключатели фидеров. Аппараты, содержащие масло и горючие компаунды, как-то: выключатели, измерительные трансформаторы, кабельные концевые муфты, установлены в особых помещениях и надежно изолированы прочными стенами и перекрытием от помещения сборных шин и центрального коридора управления. Этим исключается распространение аварий на шины и смежные части распределительного устройства. В коридоре управления *9* сосредоточены ручные приводы выключателей фидеров *10*, электрические дистанционные приводы выключателей генераторов *11* и часть измерительных приборов и реле. Более полное представление об этом коридоре управления можно получить из фиг. XX, 7. Коридор управления непосредственно примыкает к помещению главного щита управления, где сосредоточено управление генераторами станции. Таким образом управление станцией производится частично с главного щита управления, частично из коридора управления распределительного устройства. Как уже указывалось, эти помещения непосредственно примыкают друг к другу. Остальные коридоры распределительного устройства являются коридорами обслуживания. Они служат для осмотра оборудования и транспорта его при ремонтах и монтаже. Из этих же коридоров производится управление разъединителями. Фиг. XX,8 и XX,9 дают представление об устройстве ячеек верхнего этажа с шинами и разъединителями, а также ячеек выключателей.

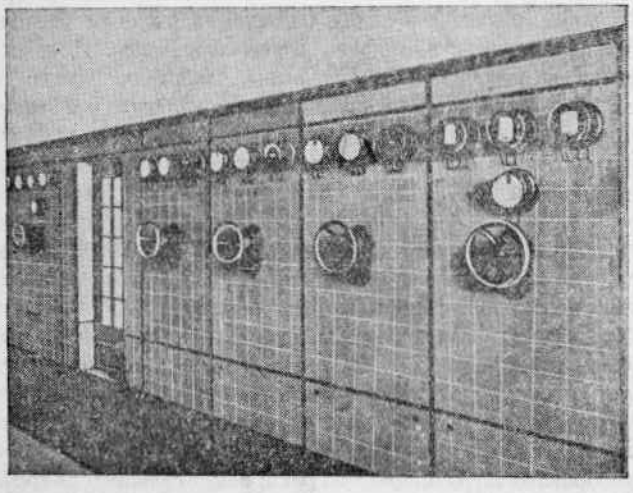
Распределительные устройства с выключателями, установленными в ячейках, открытых со стороны коридора обслуживания (ячейковая конструкция), получили в первый период электростроительства очень широкое распространение для всех напряжений до 110 kV включительно. Недостаток их заключался в том, что не обеспечивалась полная надежность в эксплоатации в случае повреждения выключателя, связанного с воспламенением масла или взрывом выключателя. При горении масла образуется большое количество дыма и копоти, которая оседает на ап-



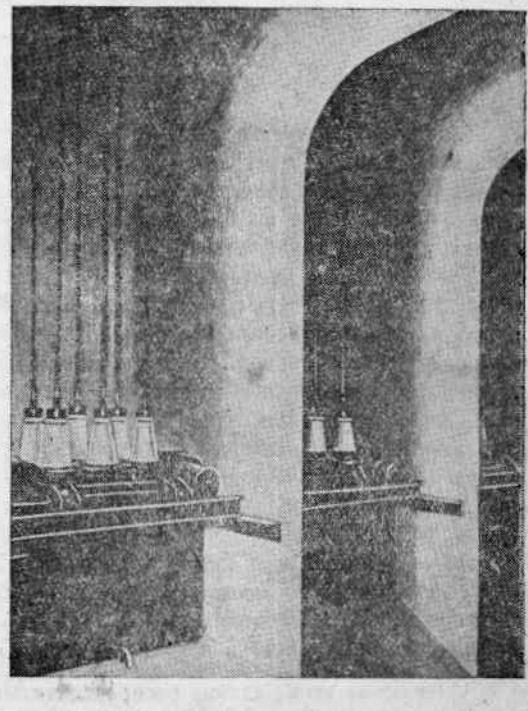
Фиг. XX, 6



Фиг. XX, 8.



Фиг. XX, 7.



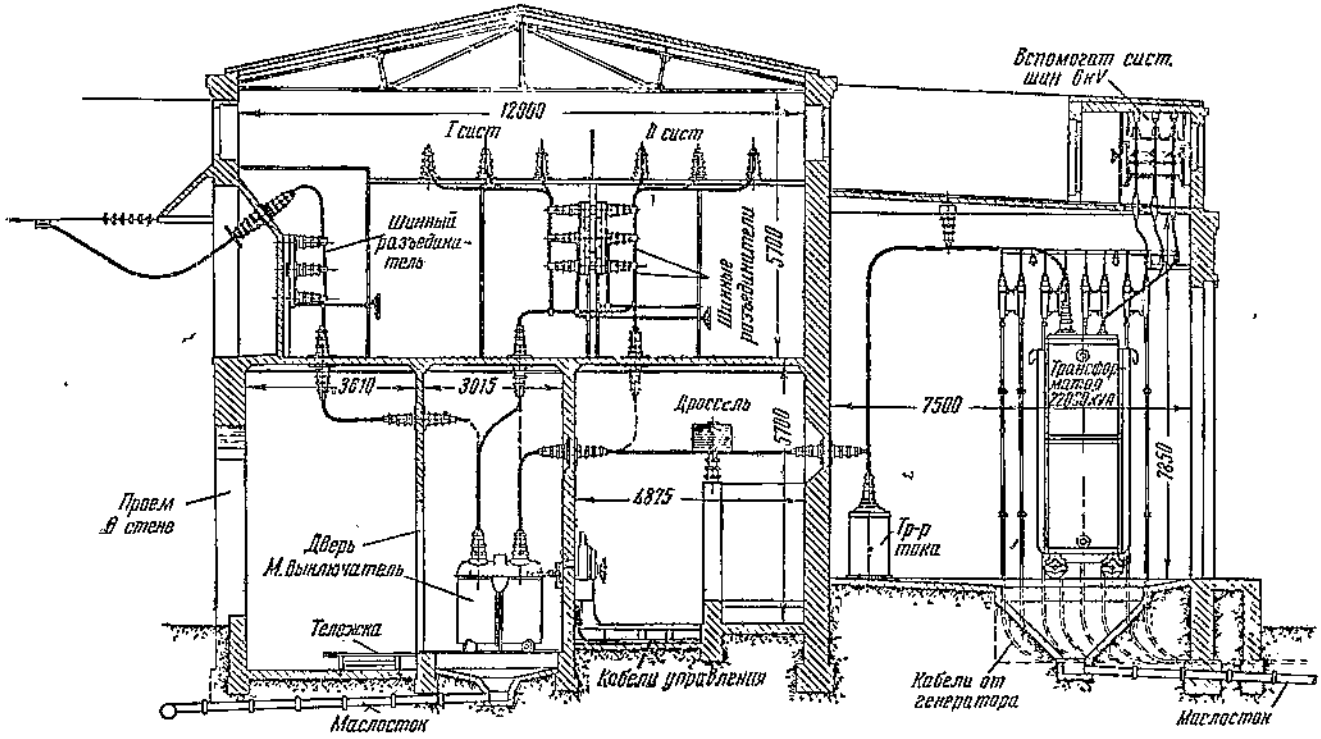
Фиг. XX, 9.

паратах и изоляторах смежных цепей, при этом нарушается работа всего распределительного устройства или значительной его части. Опасность особенно велика при большой мощности установки. В связи с этим в Европе возникли конструкции распределительных устройств, в которых масляные выключатели устанавливались в совершенно изолированных камерах, так называемых взрывных камерах, с доступом в них только снаружи.

метить, что примененные здесь баковые выключатели большого габарита не могут быть осмотрены на месте, поскольку для этого необходимо поднять крышку выключателя вместе с втулками.

Повысительные трансформаторы размещены в отдельных камерах, пристроенных к зданию распределительного устройства.

Рассмотренный тип распределительного устройства с выключателями, установленными в взрывных каме-



Фиг. XX, 10.

Типичным примером распределительного устройства с масляными выключателями, установленными в взрывных камерах, является распределительное устройство 100-kV станции Golpa (Германия) — одной из первых станций районного типа, построенной в период 1915—1918 гг. (фиг. XX,10). Мощность станции равна 128 MW. Распределительное устройство относится к ячейковым конструкциям. В отличие от распределительного устройства, рассмотренного выше, доступ в ячейки выключателей возможен только снаружи[1]. Камеры закрыты дверями. В случае взрыва выключателя двери ячейки будут разрушены, и продукты горения выброшены наружу. Смежные цепи при этом не будут затронуты. Под выключателями предусмотрены специальные маслостоки для отвода горящего масла. Вдоль камер выключателей проложен рельсовый путь, по которому они могут быть транспортированы с помощью особой тележки в мастерскую, расположенную в торце здания. Следует от-

рах с выходом наружу, получил широкое применение при всех напряжениях, главным образом в ответственных установках большой мощности, поскольку при больших токах короткого замыкания условия работы выключателей становились очень тяжелыми. Повреждения выключателей и взрывы, имевшие место в первый период эксплоатации станций, хотя и относительно редко, заставляли все же прибегать к мерам безопасности, чтобы обеспечить непрерывность электроснабжения. Устройство взрывных камер повышает стоимость распределительного устройства за счет дополнительных строительных работ, а также вследствие значительного увеличения количества проходных изоляторов (шесть добавочных втулок на каждую цепь) (фиг. XX,10), стоимость которых при напряжениях порядка 100 kV очень высока. Кроме того при установке выключателей в изолированных камерах затрудняется надзор за ними. Германские инженеры придают исключительно большое значение хорошей обозреваемости аппаратов и распределительного устройства в целом, а также доступности ко всем его частям. Учитывая все эти требования, фирмой Brown-

[1] Наружная стена здания распределительного устройства вдоль камер выключателей имеет большие проемы в виде арок по всей длине.

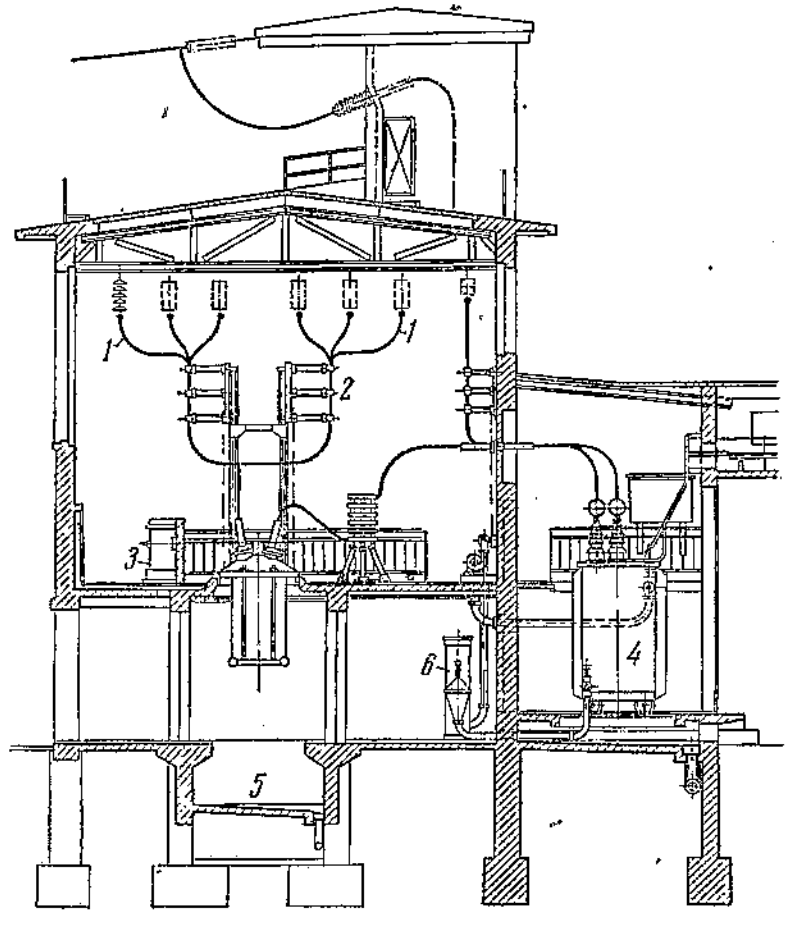
Boveri (Швейцария) была разработана оригинальная конструкция распределительного устройства с подвесными выключателями (1923 — 1926 гг.). Особенность этой конструкции (фиг. XX,11) заключается в том, что выключатели укреплены в железобетонном перекрытии таким образом, что их крышки с наружными частями вводных изоляторов расположены поверх перекрытия, а кожухи свисают в изолированное помещение, сообщающееся с внешним воздухом. Крышка выключателя выполняется особо прочной с таким расчетом, чтобы исключить возможность прорыва газов и продуктов горения при взрыве выключателя в помещение распределительного устройства. При такой конструкции сборные шины и все аппараты распределительного устройства могут быть размещены в одном общем помещении и только кожухи выключателей должны быть изолированы. Отпадают дорогие проходные изоляторы, улучшается обозреваемость, управление всеми аппаратами сосредоточивается в одном месте.

Распределительное устройство, показанное на фиг. XX,11, относится к подстанции Oberweser (Германия) с напряжением 100/5,2 kV. Как видно из чертежа, сборные шины *1* прикреплены на подвесных изоляторах к фермам перекрытия. Разъединители *2* укреплены несколько ниже на металлических конструкциях. Дистанционные электрические приводы выключателей *3* поставлены в коридоре управления с левой стороны. Здесь же сосредоточены приводы разъединителей (ручное управление). Трансформаторы *4* установлены в особых изолированных помещениях, пристроенных к зданию распределительного устройства 100 kV. Нижний этаж здания распределительного устройства сообщается непосредственно с наружным воздухом. Под выключателями предусмотрены кюветы *5* и трубы для стока масла. Осмотр контактов выключателя производится на месте. Для этого достаточно опустить кожух выключателя, после чего контакты становятся доступными. Здесь же размещена установка для охлаждения масла трансформаторов *6*. Для вывода из здания распределительного устройства проводов воздушных линий предусмотрена особая надстройка на крыше здания. Проходные изоляторы защищены козырьками.

Следует отметить еще одну характерную особенность рассматриваемого распределительного устройства — отсутствие перегородок между аппаратами и проводами смежных цепей. Только около выключателей предусмотрено легкое ограждение. Такой тип распределительного устройства получил в Германии название Hallenbau[1], т. е. зальный тип. Положительное качество такой конструкции — хорошая обозреваемость, наглядность, сокращение объема строительных работ, недостаток — затруднения при производстве ремонтных работ, опасность прикосновения к токоведущим частям смежных цепей. Необходимо отметить, что последнее обстоятельство при напряжениях 110 kV имеет меньшее значение, поскольку крайние токоведущие части двух соседних цепей отстоят друг от друга на расстоянии 2,5 — 3 м. По этому типу построены многие распределительные устройства в Германии и других странах, главным образом для повышенных напряжений порядка 60 — 100 kV.

Распределительные устройства с подвесными выключателями получили применение и при менее высоких напряжениях порядка 6 — 35 kV, хотя экономия на проходных изоляторах при этом не имела существенного значения. Основное, что достигалось такой конструкцией при средних напряжениях, — большая наглядность и возможность управления выключателем и тремя разъединителями каждой цепи из центрального коридора. В качестве примера приводится типичная конструкция распределительного устройства фирмы Brown-Boveri для напряжений до 30 kV (фиг. XX,12).

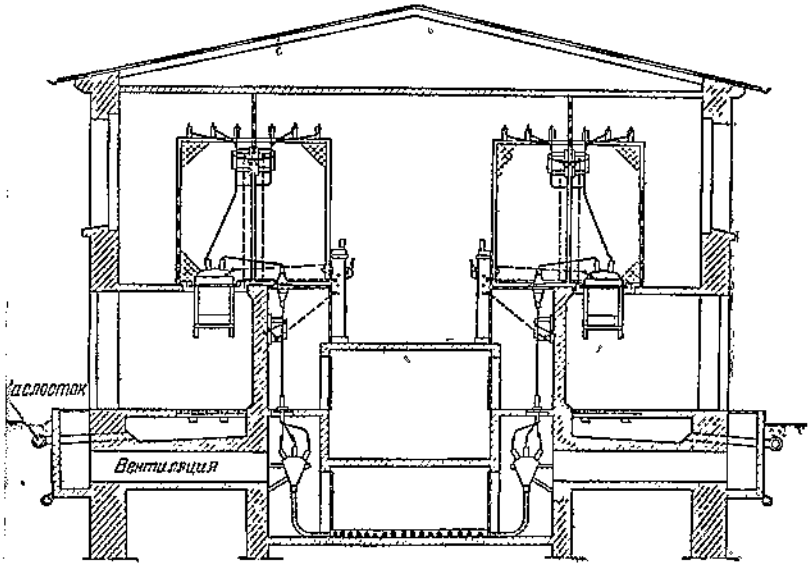
Рассматриваемая конструкция относится к ячейковому типу, поскольку здесь предусмотрены перегородки между аппаратами смежных цепей. Однако



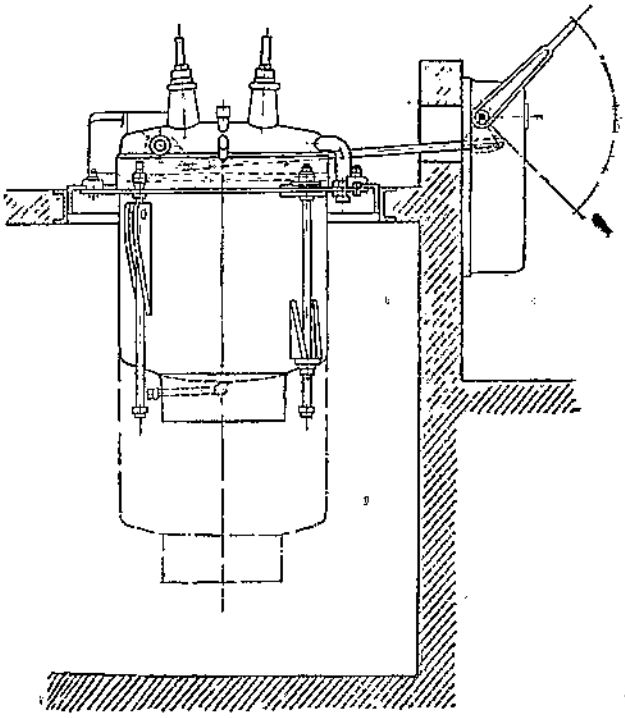
Фиг. XX, 11.

[1] Halle — зал, большое помещение, сарай. Bau — постройка, сооружение.

эти перегородки выполнены не из бетона, а из металлической сетки, что улучшает обозреваемость. Выключатели укреплены в перекрытии. Кожухи их свисают в взрывные камеры с выходом наружу. Для удаления дыма и копоти, получающихся в случае повреждения кабельной муфты и возгорания компаунда, залитого в муфту, предусмотрена специальная вентиляция. Характерной особенностью рассматриваемой конструкции является ломаная форма междуэтажного перекрытия. Уровень пола центрального коридора приблизительно на 1 м ниже плоскости подвеса выключателей, при этом получаются наиболее простые приводы выключателей и разъединителей. На фиг. XX,13 показано крепление выключателя подвесного типа в перекрытии. Для осмотра контактов выключателя кожух должен быть опущен (см. пунктир).



Фиг. XX, 12.



Фиг. XX, 13.

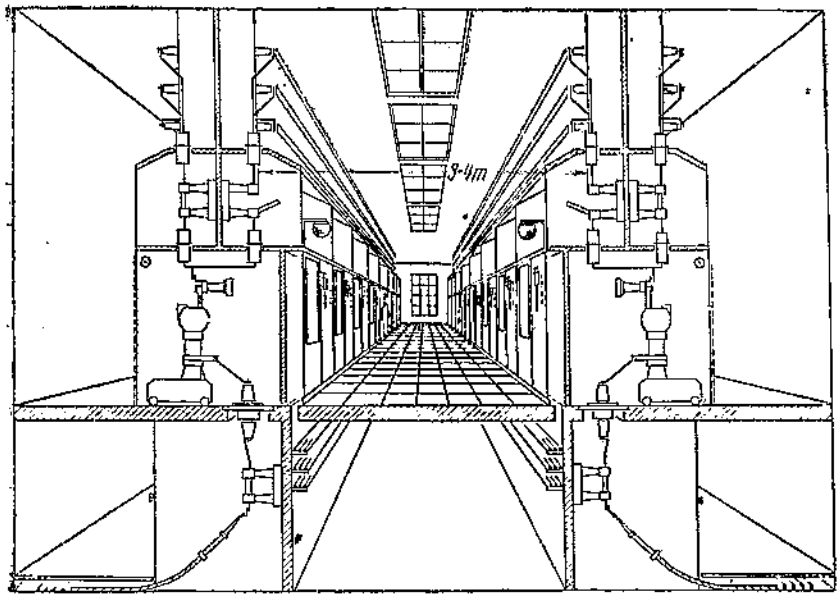
Приблизительно с 1927 — 1929 гг. в Европе стали строить выключатели без масла. Отказ от многообъемных масляных выключателей и применение вместо них воздушных и жидкостных малообъемных выключателей, безопасных в отношении взрыва и пожара, в значительной степени отразились на конструкции распределительных устройств. Взрывные камеры оказались ненужными, выключатели могут быть установлены в обычных ячейках, открытых со стороны коридора обслуживания. Конструкции распределительного устройства упростились, надежность эксплоатации повысилась. Не следует, однако, думать, что отказ от аппаратуры, содержащей масло и горючие компаунды, исключает всякую возможность повреждений в распределительном устройстве. Несомненно, надежность современного распределительного устройства выше рассмотренных ранее старых устройств с масляными выключателями. Все же и в современном распределительном устройстве, оборудованном, например, воздушными компрессорными выключателями, не исключены повреждения, связанные с образованием электрической дуги, выгоранием токоведущих частей, разрушением изоляции и пр. Поэтому и в новейших устройствах с безмасляной аппаратурой должны быть предусмотрены меры, препятствующие распространению аварий на смежные части распределительного устройства. К числу таких мероприятий относятся прежде всего защитные перегородки из прочных огнестойких материалов между аппаратами смежных цепей, а также горизонтальные полки, отделяющие аппараты электрических цепей от сборных шин и пр. Напомним, что перегородки, о которых идет речь, необходимы также в целях обеспечения безопасности работ в распределительном устройстве. Короче — ячейковая система, полностью оправдавшая себя в течение многих лет эксплоатации распределительных устройств высокого напряжения, сохранена и при новейшей аппаратуре, не содержащей масла. Ненужными являются только взрывные камеры, маслостоки и пр.

В качестве примера типичной конструкции современного распределительного устройства с аппаратурой, не содержащей масла, ниже рассматривается распределительное устройство фирмы Siemens (Германия) для напряжения от 10 до 30 kV (фиг. XX,14).

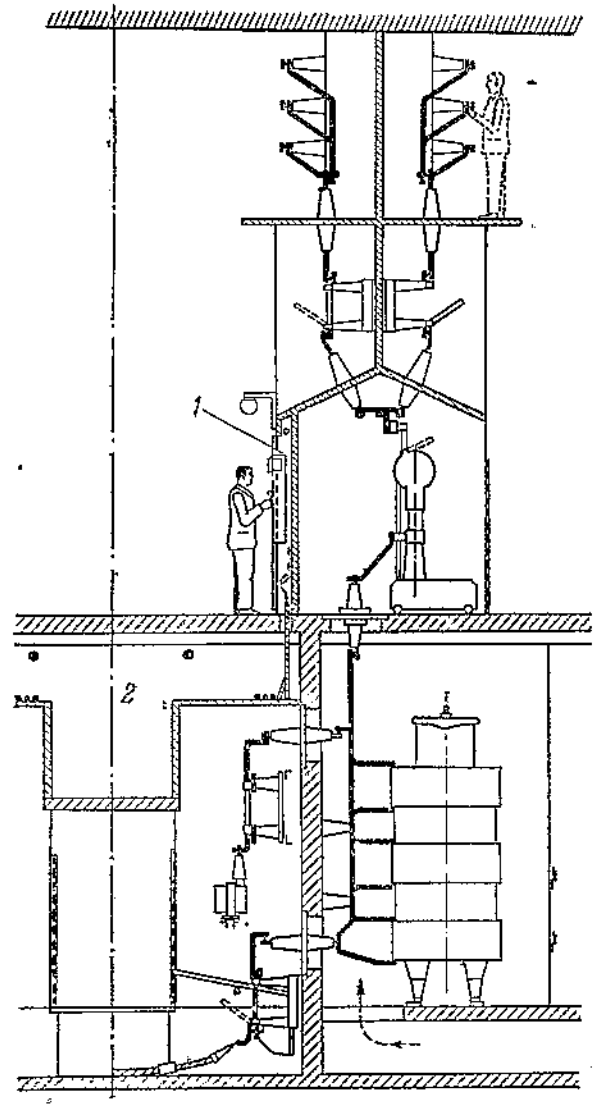
Как видно из чертежа, основное оборудование, как-то: две системы шин, разъединители и выключатели размещены в одном общем этаже. Для линейных разъединителей и кабелей предусмотрен особый этаж высотой порядка 2—2,5 м. Если фидеры должны быть оборудованы реакторами, высота первого этажа должна быть увеличена (фиг. XX,15).

Центральный коридор попрежнему является коридором управления[1]. Отсюда производится управление разъединителями и выключателями (пневматические приводы). Здесь же на стенах *1*, отделяющих коридор от выключателей, может быть установлена часть измерительных приборов и реле защиты. Под коридором управления предусматривается коридор или тоннель *2* для прокладки кабелей управления. На чертежах хорошо видны вертикальные стены, разделяющие ячейки и горизонтальные полки между сборными шинами и разъединителями, а также между выключателями и разъединителями. Горизонтальные перегородки препятствуют распространению дуги, возникшей в ячейке на шины.

В новейших распределительных устройствах очень усовершенствованы процессы сооружения ячеек и монтажа оборудования. Старые методы, связанные с производством сложных и трудоемких строительных работ, оставлены. В настоящее время широко применяются так называемые сборные строительные конструкции, в которых все элементы ячейки изготовляются на заводах и доставляются на место в готовом виде. На месте производится только сборка ячеек и установка аппаратов на заранее изготовленных конструкциях. В качестве примера ниже показана типовая конструкция распределительного устройства фирмы AEG (Германия) с воздушными компрессорными выключателями с разрывной мощностью 400 MVA для напряжения 10 kV. На фиг. XX,17 показан поперечный разрез распределительного устройства. На фиг. XX,16 конструкция ячеек и процесс сборки распределительного устройства. Характерные черты рассматриваемого распределительного устройства заключаются в следующем: все аппараты размещены в одном этаже. Нижний полуэтаж предназначен только для линейных разъединителей и кабелей. Ячейки выполнены открытыми со стороны коридора. Предусмотрены только защитные сетки. Со стороны коридора управления имеется прочная защитная стенка, к которой приставлены шкафы управления с расположенными в них приводами, измерительными приборами и реле. Управление всеми коммутационными аппаратами пневматическое. Верхняя часть ячейки со стороны коридора управления остается также открытой. Между сборными шинами и разъединителями предусмотрены полки. Края этой полки закруглены и опущены вниз, чтобы улучшить обозреваемость шин из коридоров и затруднить переброску дуги вверх. Выключатели смонтированы на тележках и могут быть выдвинуты из ячеек после отсоединения шин и воздухопроводов. Ячейки выполняются из стандартных строи-



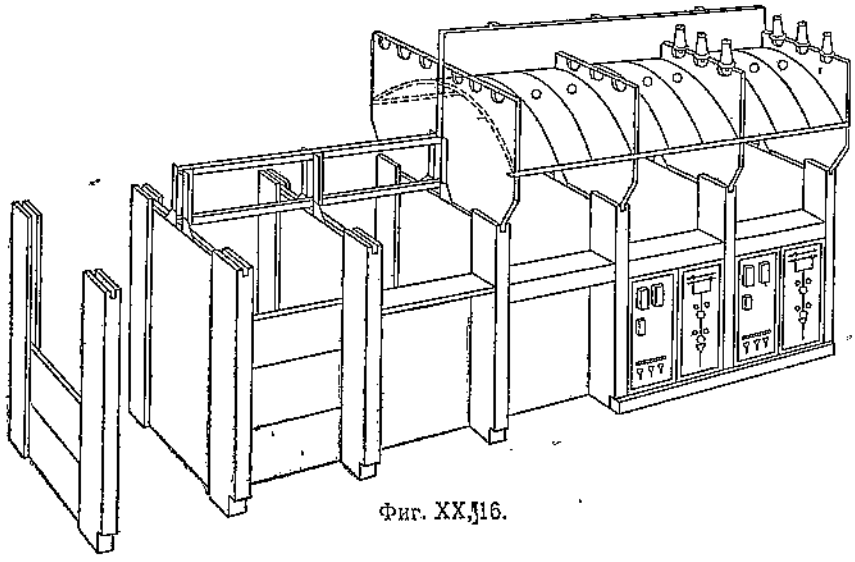
Фиг. XX, 14.



Фиг. XX, 15.

[1] Этим не исключается центральный щит управления, откуда управляется работа станции или подстанции в целом.

тельных деталей, как-то: стоек, балок, плит, легких металлических конструкций для крепления разъединителей и др. Порядок сборки ячейки понятен из фиг. XX,16.



Фиг. XX,16.

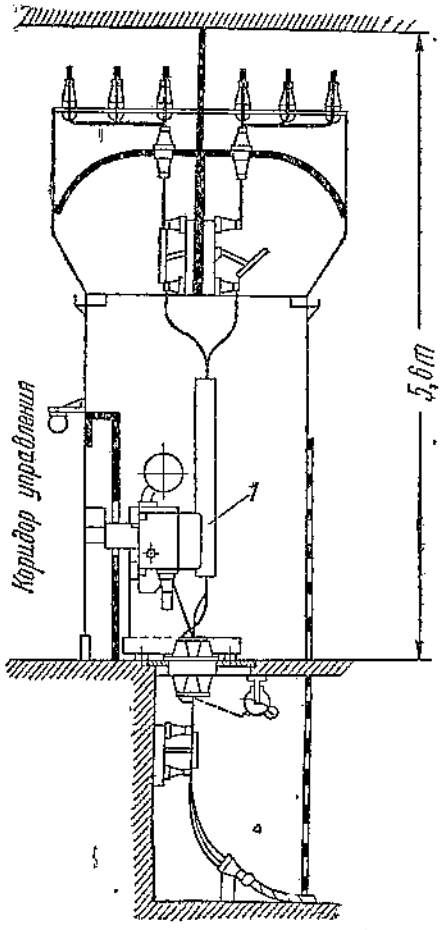
Распределительные устройства для более высоких напряжений от 100 kV и выше строятся в настоящее время почти исключительно в виде открытых устройств. Только при наличии особо неблагоприятных условий для сооружения открытого устройства (стесненные условия, вредные газы, угольная пыль) прибегают к закрытым конструкциям. При наличии весьма совершенных безмасляных выключателей устройства закрытого типа не вызывают каких-либо серьезных трудностей и конструкция современного распределительного устройства закрытого типа для напряжения порядка 100 kV получается значительно проще описанных выше старых конструкций с масляными выключателями для этого же напряжения. В качестве примера ниже приводится разрез по распределительному устройству 100 kV с выключателями сжатого воздуха фирмы AEG (Германия) (фиг. XX,18).

Как видно из чертежа, здесь сборные шины, разъединители, выключатели *a*, трансформаторы тока *c* и напряжения *d* размещены в одном этаже здания (высота 9 m).

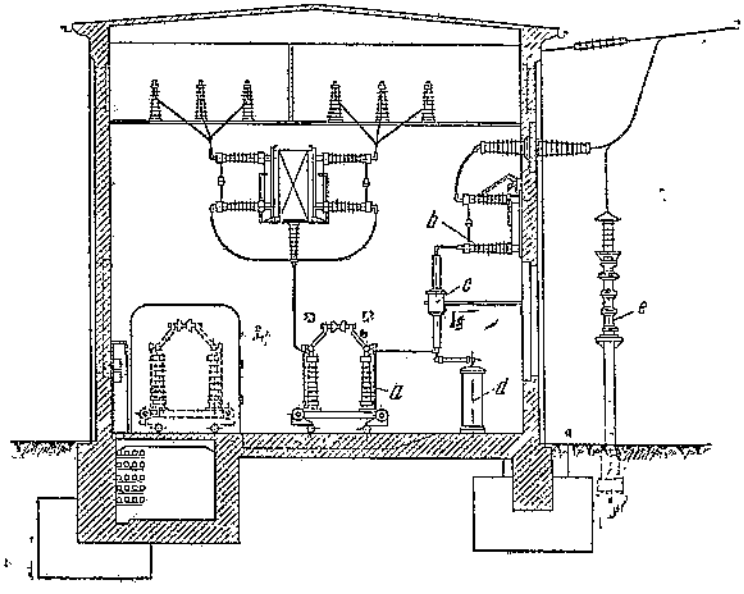
Резрядники *e*, защищающие установку от перенапряжений, находятся на открытом воздухе.

C. Развитие распределительных устройств закрытого типа в США

В США развитие распределительных устройств протекало несколько иначе, чем в Европе. В отличие от европейских конструкций все токоведущие



Фиг. XX, 17.



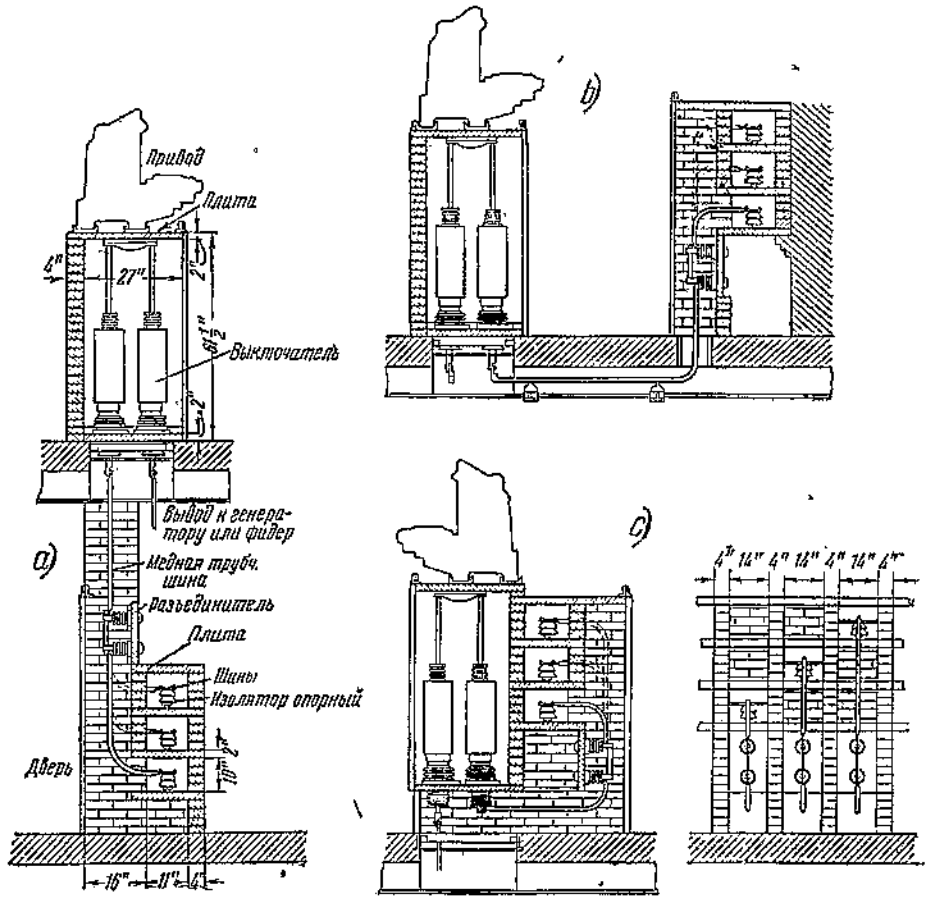
Фиг. XX, 18.

части и аппараты, расположенные в ячейках, обычно закрывались плитами из строительных материалов или стальными листами, в которых оставались только смотровые окна. Обозреваемость в том смысле, как это понимается в Европе, здесь отсутствует.

Для осмотра аппаратов, а также для отключения разъединителей (если последние не имеют приводов) необходимо открыть двери соответствующей ячейки. Взрывные камеры для масляных выключателей не применяются. Выключатели многообъемные и малообъемные устанавливаются в таких же ячейках, как и другие аппараты. В качестве мер защиты от воспламенения масла и взрывов широко применяется разделение здания распределительного устройства прочными стенами на отсеки в соответствии с электрической схемой и устройство в каждом отсеке мощной аварийной вентиляции для быстрого удаления продуктов горения. Поскольку все аппараты и токоведущие части полностью закрыты, опасность закопчения распределительного устройства значительно меньше.

В США с самого раннего периода электростроительства широко применяется разделение фаз перегородками. Во всех цепях каждая фаза, начиная от сборных шин до выходных разъединителей, размещена как бы в особой ячейке. Этим исключаются междуфазовые замыкания, сопровождающиеся мощной дугой и протеканием очень больших токов короткого замыкания. Всякого рода повреждения в распределительном устройстве могут привести только к однофазным замыканиям на заземленные части, при этом ток ограничивается сопротивлением в нейтрали, величина которого выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить надежное действие релейной защиты. Поврежденная цепь быстро отключается, размеры разрушения относительно невелики. Надежность такого распределительного устройства очень высока.

На фиг. XX,19 a, b, c показаны типичные конструкции ячеек распределительных устройств старой конструкции для напряжений до 15 kV с горшковыми выключателями фирмы GEC. Как видно из чертежа, сборные шины, выключатели и разъединители размещены в ячейках, стены которых выполнены из кирпичной кладки, а горизонтальные перегородки из бетонных плит. Фазы тщательно разделены стенами и перегородками из этих же материалов. Ячейки плотно закрываются дверьми из стальных листов. Каждая фаза имеет самостоятельную дверь, которые открываются из коридора обслуживания. Ячейки сборных шин полностью закрыты и снабжены только окнами для вывода ответвлений. Опорные изоляторы, поддерживающие сборные шины, размещены против этих окон, чтобы обеспечить доступ к ним. Ошиновка выполняется из медных полос или труб. Применяются также гибкие изолированные провода. Изоляция шин ведет к дальнейшему повышению надежности. В зависимости от электрической схемы и располагаемого места для размещения аппаратов применяются различные варианты взаимного положения



Фиг. XX, 19.

ячеек выключателей и сборных шин. Так, выключатели могут быть установлены в особом этаже над этажом шин (фиг. XX,19 a) или ячейки выключателей и шин устанавливаются в одном общем этаже в два ряда с проходом между рядами (фиг. XX,19b). Соединительные провода прокладываются в этом случае под перекрытием. Возможно также придвинуть ячейки выключателей к шинной конструкции (фиг. XX,19 c). Доступ к выключателям и шинам осуществляется в этом случае из боковых коридоров.

Горшковые выключатели, примененные в рассматриваемом случае, являются наиболее старыми выключателями, построенными в США. Эти выключатели имеют по два цилиндра на фазу и заключены в ячейки, выполненные со стальным каркасом с за-

полнением кирпичом или плитами (фиг. XX,20). Привод расположен сверху, что характерно для этого типа выключателей США.

Для установок очень большой мощности средних напряжений (до 15 kV) в США большое распространение получил весьма оригинальный тип распределительного устройства, в котором аппараты и токоведущие части каждой фазы располагались в совершенно изолированных помещениях. На фиг. XX,21 показана типовая конструкция этого рода применительно к схеме с двойной системой шин и двумя выключателями в каждой цепи. Для аппаратов каждой фазы здесь предусмотрен особый этаж. Так, в верхнем этаже здания размещены: шины первой и второй системы *1*, разъединители *2*, выключатели *3* обеих систем, фидерные реакторы *4*, трансформаторы напряжения *5*. Все эти аппараты относятся к фазе *A*. Этажом ниже размещаются эти же аппараты, но принадлежащие фазе *B*, и т. д. Приводы выключателей *6*, общие для всех трех фаз, размещаются в верхнем этаже. Рычажные передачи протянуты по всей высоте здания. Линейные разъединители и кабельные муфты размещены в самом нижнем этаже[1]. Спуски от реакторов выполнены одножильным кабелем.

Как уже указывалось выше, разделением фаз преследуется цель повышения надежности распределительного устройства, поскольку при этом совершенно исключаются междуфазовые замыкания в пределах распределительного устройства. Разделение фаз широко применяется в установках средней мощности и тем более в установках очень большой мощности. Однако методы разделения фаз могут быть различными. В разобранных выше примерах деление фаз осуществлялось с помощью перегородок в пределах ячейки. При очень большой мощности установки, в особенности при наличии реакторов, считалось, что деление фаз путем размещения аппаратов каждой фазы в особом помещении конструктивно легче выполнимо. При такой конструкции пересечения шин различных фаз отсутствуют, соединения получаются более короткими, все части распределительного устройства легко доступными. При расположении каждой фазы в особом помещении расстояния между фазами получаются очень большими, что уменьшает электродинамические усилия, возникающие при внешних замыканиях. Это позволяет принять облегченные конструкции изоляторов и шин. Объем здания распределительного устройства с разделенными фазами по этажам по американским данным не больше объема здания распределительного устройства обычного типа. Стоимость распределительного устройства в целом увеличивается не более чем на 15%, главным образом за счет усложнения приводов выключателей и разъединителей.

В настоящее время распределительные устройства с размещением каждой фазы в особом помещении не строятся. Этот тип распределительного устройства заменен другими, более совершенными, которые описываются ниже. Однако основная идея повышения надежности путем деления фаз в этих новейших устройствах полностью сохранена.

До сих пор были рассмотрены конструкции распределительных устройств закрытого типа средних напряжений. Распределительные устройства более высоких напряжений, порядка 60—100 kV, выполнялись в США в первое время также в виде устройств закрытого типа. Характерным для этих распределительных устройств является свободное размещение масляных выключателей и других аппаратов в больших помещениях без всяких перегородок между аппаратами смежных цепей. Вместе с аппаратами высокого напряжения в общем помещении часто устанавливались и трансформаторы. Рассмотренные раньше европейские конструкции типа Hallenbau были заимствованы из США, где электростроительство развивалось быстрее и в большем масштабе по сравнению с Европой. Отличие европейских конструкций заключалось в том, что там принимались меры защиты от возгорания масла (взрывные камеры, подвесные выключатели), в то время как в Америке многие установки очень высокого напряжения были выполнены без всякой защиты.

Отметим, что период строительства распределительных устройств очень высоких напряжений в виде устройств закрытого типа был в США относительно кратковременным. Там очень скоро перешли к строительству распределительных устройств открытого типа.

D. Наиболее характерные типы закрытых распределительных устройств в СССР

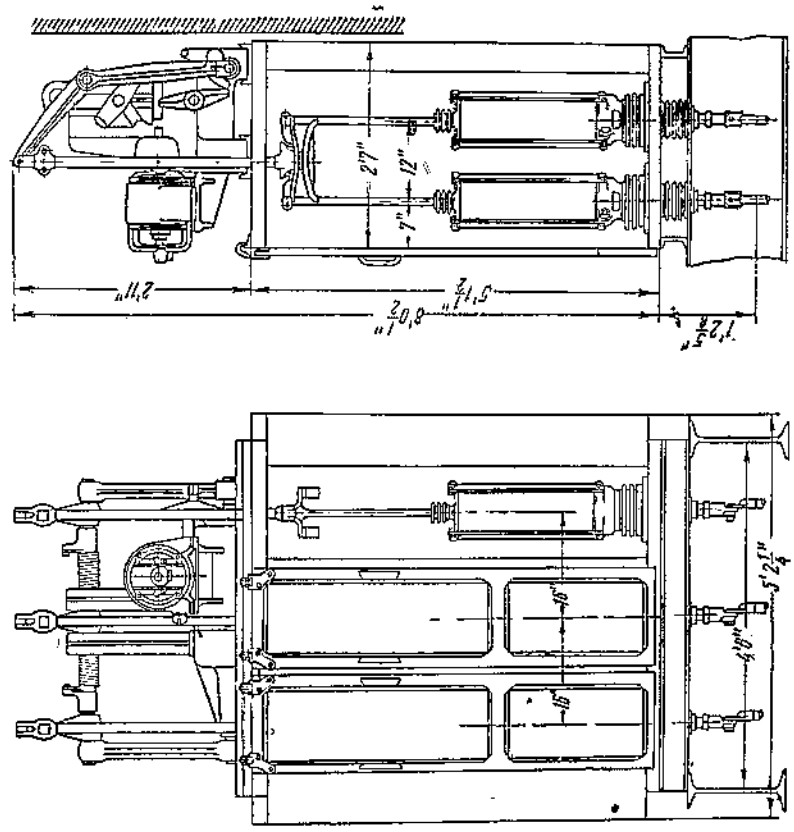
Как известно, электростроительство в СССР началось позднее, чем в США и странах западной Европы. Крупные станции были построены в СССР после 1920 г. (план ГОЭЛРО) на заграничном оборудовании. При проектировании первых станций в значительной мере использовались заграничные образцы, главным образом германские станции. Таким образом в СССР появились распределительные устройства, типичные для Западной Европы. Сюда относятся наиболее старые ячейковые конструкции с многообъемными выключателями без взрывных камер, весьма схожие с рассмотренными выше германскими конструкциями (первая очередь Горьковской ГРЭС и многие другие). Далее появились распределительные устройства с масляными выключателями во взрывных камерах с выходом наружу, а также ряд конструкций с подвесными выключателями (подстанции Московского высоковольтного кольца и др.). Первые распределительные устройства 110 kV были выполнены закрытого типа и очень походили на рассмотренное выше распределительное устройство станции Golpa. Появились также распределительные устройства типа Hallenbau с открыто стоящими выключателями (подстанция 110 kV при 1-й МГЭС). Распределительные устройства 35 kV выполнялись примерно до 1929—1930 гг. исключительно закрытыми (Мосэнерго).

[1] На чертеже не показан.

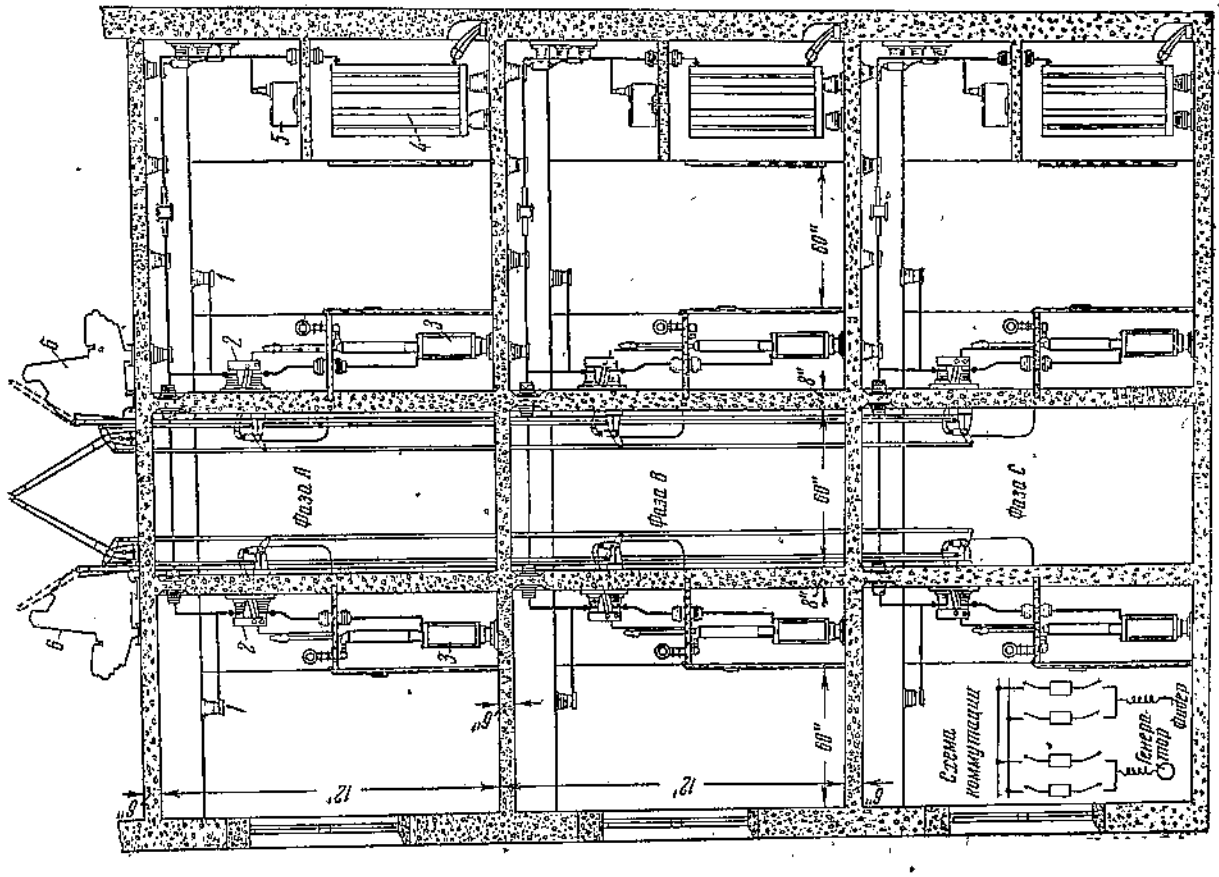
Начиная с 1925—1930 гг., центральные проектные организации и крупные энергообъединения начали систематическую работу по проектированию распределительных устройств и выбору наилучших конструкций применительно к отечественным условиям и продукции союзных аппаратных заводов. Эти конструкции из года в год совершенствовались и приняли более или менее стабильную форму. Распределительные устройства, получившие наибольшее распространение в СССР, могут быть разделены на две характерные группы: 1) распределительные устройства с многообъемными масляными выключателями типа ВМ с взрывными камерами; 2) распределительные устройства с малообъемными масляными выключателями типа МГГ, МГФ, ВМГ без взрывных камер.

На фиг. XX,22—XX,24 показана конструкция понизительной фабрично-заводской подстанции с первичным напряжением 10 kV и вторичным 380 и 500 V.

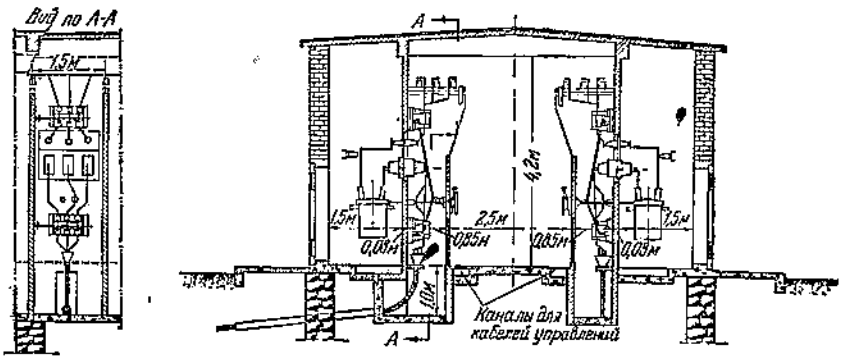
На первом чертеже дан разрез по распределительному устройству для напряжения 10 kV с одиночной системой шин, с выключателями завода „Электроаппарат" типа ВМ с разрывной мощно-



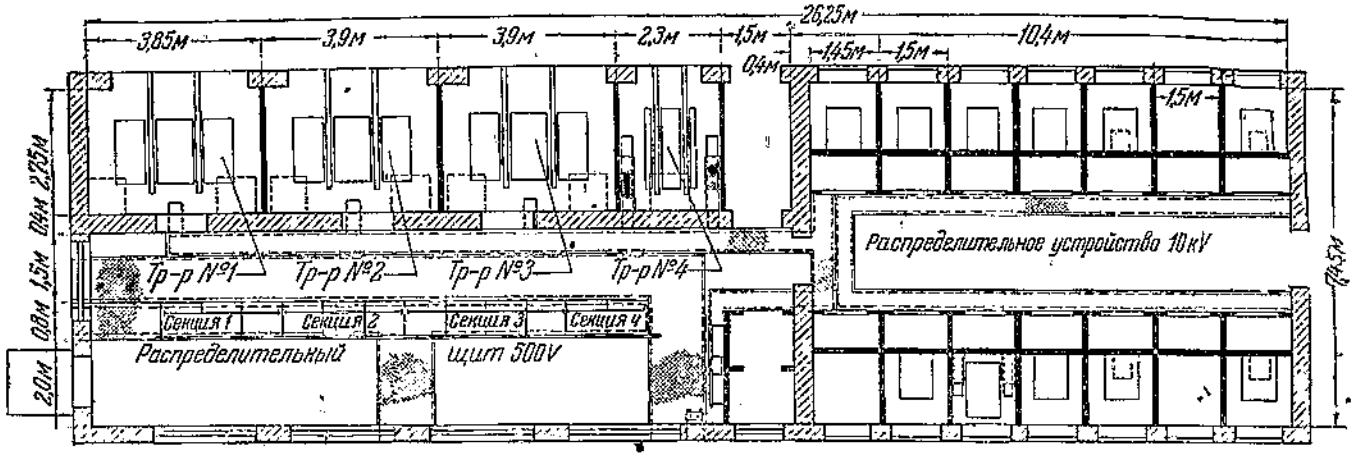
Фиг. XX, 20.



стью 100 — 150 MVA. Распределительное устройство выполнено двухрядным. Сборные шины располагаются в плане в виде буквы П. Масляные выключатели установлены во взрывных камерах с доступом только снаружи и отделены от коридора управления прочной железобетонной стеной. Сборные шины и вся остальная аппаратура помещаются в так называемых форкамерах, т. е. ячейках, примыкающих к стене, отделяющей коридор управления от выключателей. Сборные шины укреплены на изоляторах, поставленных на поперечных стенках между камерами. Пролет шин (расстояние меж-

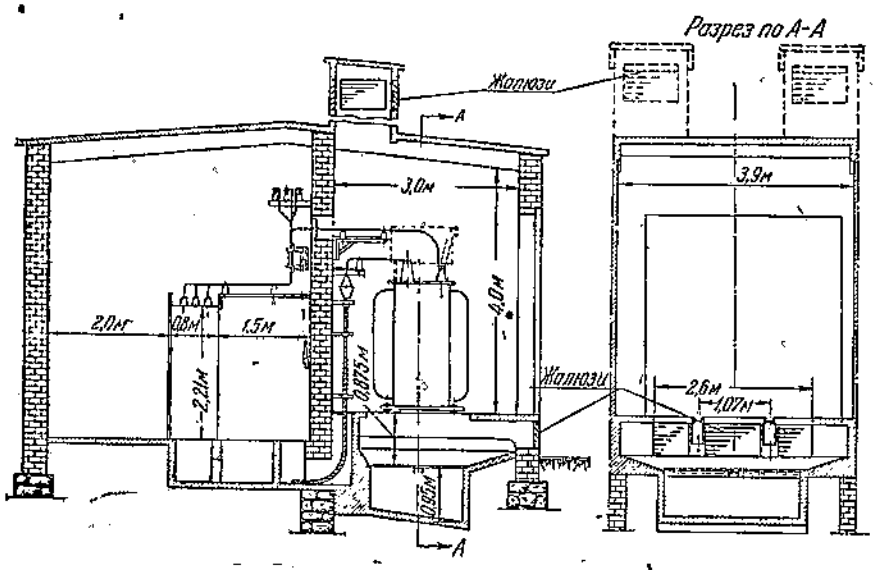


Фиг. XX, 22.



Фиг. XX, 23.

ду опорными изоляторами) соответствует ширине ячейки и равен 1,5 m (см. продольный разрез). Трехполюсные разъединители — шинные и линейные — укреплены на основной продольной стене и имеют рычажное управление. Выключатели также имеют ручное управление с помощью маховичных приводов. Для крепления приводов выключателей и разъединителей предусмотрена стенка, окаймляющая в виде пояса все камеры. На этой стене обычно располагаются также измерительные приборы, простейшие защитные реле и сигнальные лампы. Нижняя часть форкамеры защищена сетчатыми дверками. Подвод шин к выключателям осуществляется через проходные изоляторы и трансформаторы тока проходного типа. Силовые кабели выводятся через трубы непосредственно наружу. Для прокладки кабелей управления предусмотрены каналы в центральном коридоре.



Фиг. XX, 24.

На фиг. XX,23 показан план промышленной подстанции с тремя трансформаторами по 1 000 kVA 10/0,5 kV для силовой нагрузки и одним трансформатором 180 kVA 10/0,38/0,22 kV для освещения. Подстанция состоит из двух частей. Правая часть занята распределительным устройством 10 kV

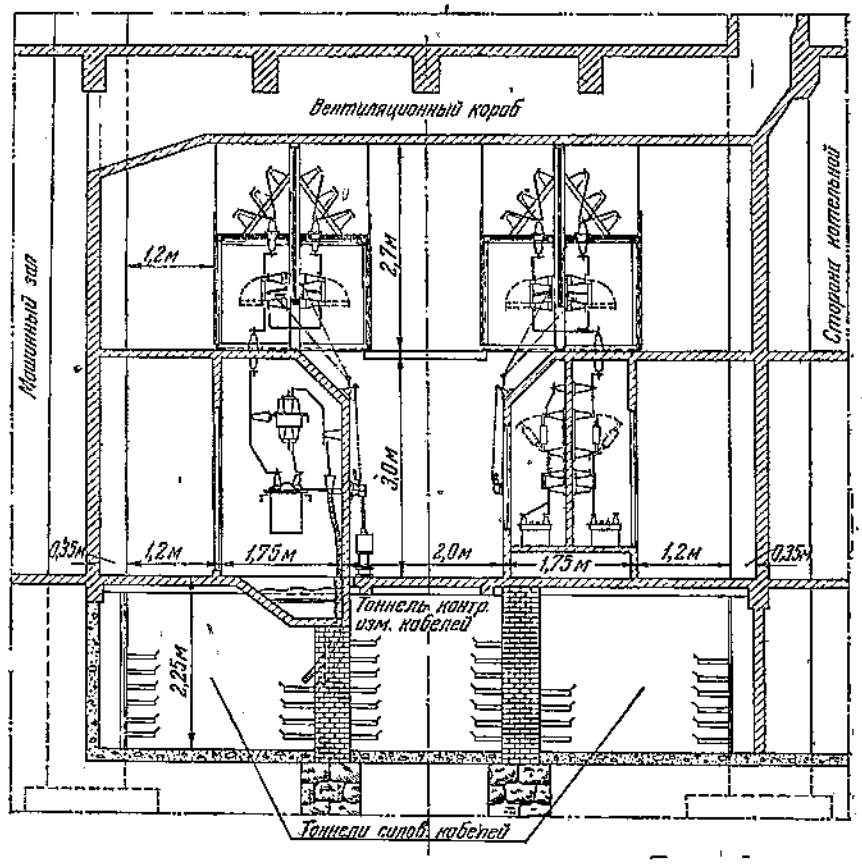
(всего 14 камер, разрез согласно фиг. XX,22). В левой части размещены трансформаторы (четыре камеры) и распределительные щиты 500 и 380/220 V (три секции 500 V и одна секция 380/220 V). В середине предусмотрен тамбур, для входа в обе половины подстанции. При таком расположении частей подстанции аппараты с напряжением выше 1 000 V совершенно изолированы. Соединение трансформаторов с шинами 10 kV осуществляется кабелем. Соединение с шинами 500 V и 380/220 V — шинами.

На фиг. XX,24 даны поперечный и продольный разрезы по камере трансформатора 1 000 kVA. Выкатка трансформатора производится широкой стороной. Трансформатор установлен на рельсах, положенных на железобетонные балки. Под трансформатором предусмотрен маслосборник для стока масла в случае повреждения трансформатора. Кювет закрыт решеткой, на которую насыпается слой щебня и гравия толщиной порядка 0,3 m (на чертеже не показан). При такой конструкции горение масла в маслосборнике затруднено. Камеры трансформаторов должны хорошо вентилироваться. Подвод воздуха осуществляется снизу через жалюзи. Отвод нагретого воздуха осуществляется через вытяжные трубы, предусмотренные наверху. На фиг. XX,24 видно также присоединение кабеля 10 kV к трансформатору и соединение шинами с распределительным щитом. Под щитом предусмотрен канал для вывода кабелей 500 и 380 V.

Рассмотренное распределительное устройство (фиг. XX,22) широко применяется при напряжениях 6—10 kV не только на фабрично-заводских подстанциях, но и на подстанциях небольшой мощности в районных и коммунальных сетях.

При двойной системе шин конструкция распределительного устройства с многообъемными масляными выключателями получается более сложной, чем при одиночной системе. Аппараты высокого напряжения приходится размещать в двух этажах. Сборные шины и шинные разъединители выносятся в верхний этаж. Выключатели и линейные разъединители остаются в нижнем этаже. В качестве примера устройства с двойной системой шин на фиг. XX,25 приведен поперечный разрез по распределительному устройству 3—6 kV собственных нужд генераторной станции, применявшемуся до 1941 г. Распределительное устройство размещалось обычно в так называемой этажерке между машинным залом и котельной. Распределительное устройство занимает два этажа. Кроме того предусмотрен этаж (неполной высоты) для прокладки силовых кабелей и кабелей управления.

Выключатели установлены в изолированных камерах, закрытых дверьми. Поскольку распределительное устройство размещено внутри главного здания станции, устройство взрывных камер с выходом наружу невозможно. Поэтому предусмотрен особый коридор вдоль камер выключателей, так называемый взрывной коридор, куда могут быть выброшены продукты горения в случае повреждения выключателя. В этом коридоре предусматривается мощная аварийная вентиляция для быстрого удаления продуктов горения.

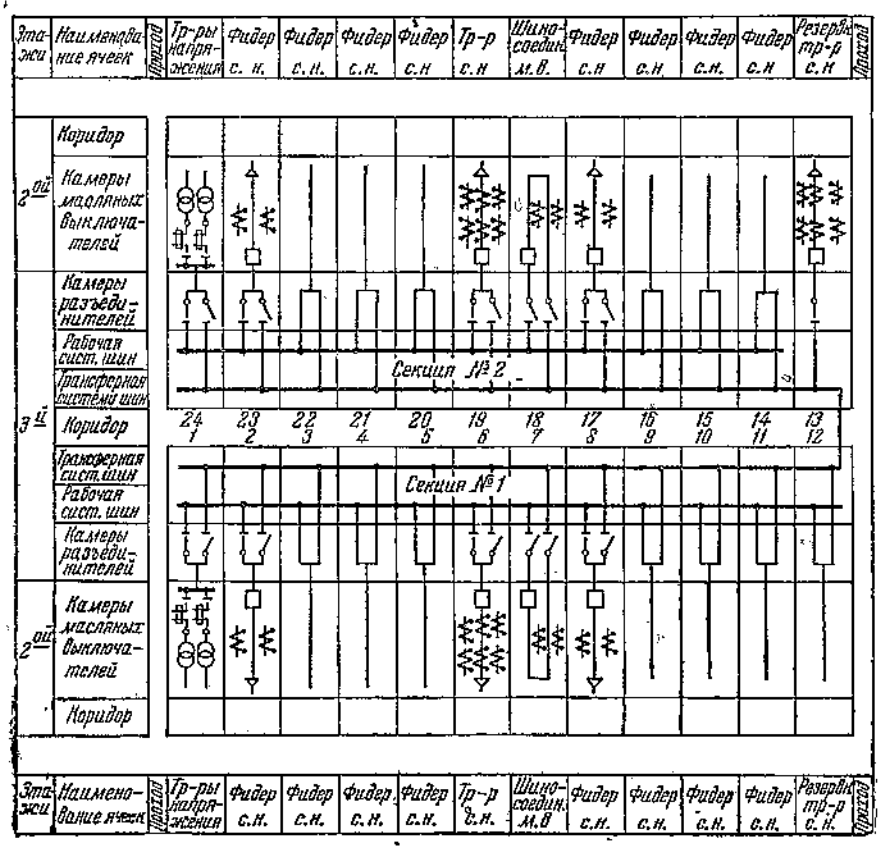


Фиг. XX, 25.

Взрывные коридоры применяются также на подстанциях в тех случаях, когда здание распределительного устройства примыкает к производственному помещению и, следовательно, сообщение камер выключателей с наружным воздухом невозможно. Взрывные коридоры применяются также в районах, подверженных снежным заносам, сильным морозам, а также при загрязненной или взрывоопасной окружающей среде.

На фиг. XX,25 показаны разрезы по фидеру собственных нужд (слева) и по цепи трансформаторов напряжения (справа). В верхнем этаже ячейки распределительного устройства выполнены сборной конструкции. Опорные изоляторы шин, проходные изо-

ляторы и разъединители укреплены на жестком металлическом каркасе. Перегородки между ячейками, а также горизонтальные полки между шинами и разъединителями выполнены из тонких асбоцементных плит. Сборные шины размещены в наклонных плоскостях. При такой конструкции все три фазы хорошо видны из коридоров обслуживания. Ответвления от шин до проходных изоляторов получаются короткими. Управление шинными разъединителями осуществляется из центрального коридора нижнего этажа с помощью рычажных приводов. В междуэтажном перекрытии оставлены проемы, через которые снизу хорошо видно положение разъединителей. Ячейки разъединителей огорожены металлическими сетками. Ячейки нижнего этажа выполнены из железобетона. В центральном коридоре размещены соленоидные приводы выключателей.



Фиг. XX, 26.

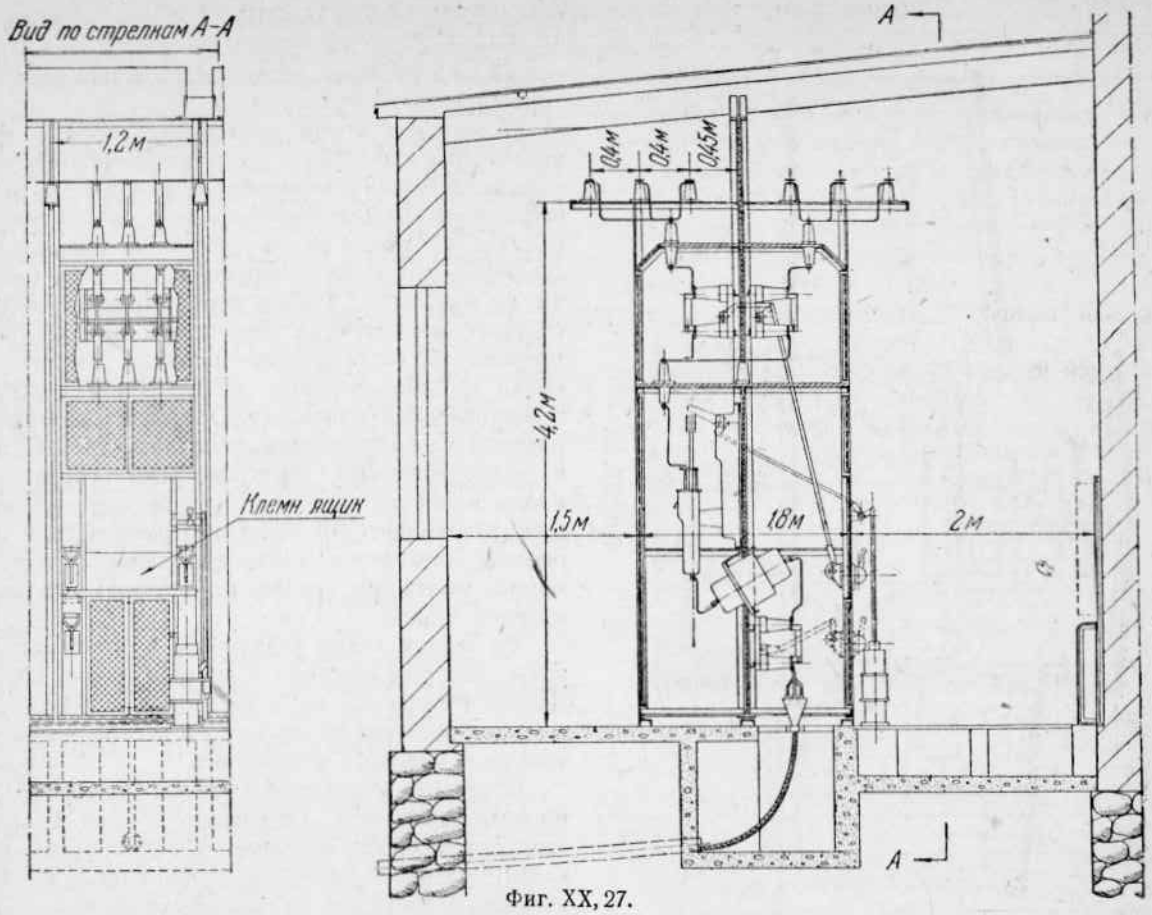
На фиг. XX,26 показана так называемая схема заполнения распределительного устройства фиг. XX,25 в предположении, что оно имеет две секции шин и питается двумя рабочими трансформаторами собственных нужд; третий трансформатор собственных нужд является резервным.

Схема заполнения показывает условно здание распределительного устройства в целом и размещенную в здании аппаратуру. Чертеж не отражает размеров здания и выполняется не в масштабе, почему он и носит название „схемы" заполнения. Схема заполнения дает на одном чертеже представление о всем распределительном устройстве. Схема заполнения не заменяет конструктивных чертежей, но облегчает понимание последних главным образом в отношении использования ячеек здания. Эта схема облегчает составление спецификаций на аппараты и потребное количество материалов и потому всегда составляется одновременно с разработкой конструктивных чертежей.

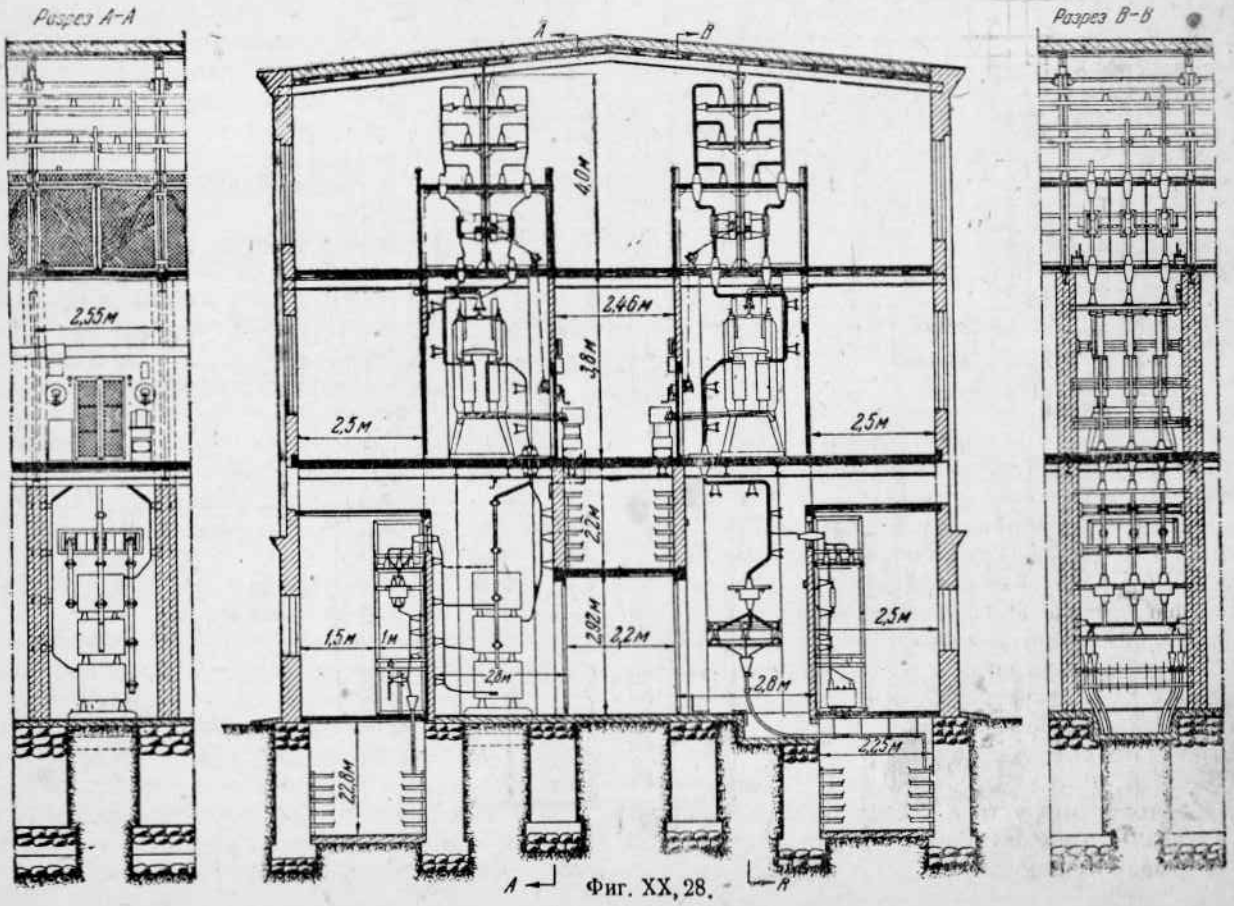
В настоящее время в эксплоатации имеется большое количество распределительных устройств рассмотренных типов с многообъемными масляными выключателями. Однако выключатели с большим объемом масла постепенно вытесняются более совершенными выключателями с малым содержанием масла. В связи с этим меняется и тип распределительного устройства. В качестве примера на фиг. XX,27 показан разрез по типовой ячейке распределительного устройства 6 — 10 kV с выключателем типа ВМГ (Центроэлектромонтаж 1940 г.)

Распределительное устройство размещается в одноэтажном здании. Конструкция ячеек — сборная. Шины и все аппараты укреплены на металлическом сварном каркасе. Перегородки между ячейками и в пределах ячейки выполняются из асбоцементных плит. Со стороны коридоров ячейки ограждаются металлическими сетками и дверьми из стальных листов. Выключатели снабжены дистанционными приводами. Управление разъединителями ручное с помощью рычажных приводов. Линейный разъединитель и выключатель обращены в разные стороны, благодаря чему доступ к выключателю совершенно безопасен при отключенных разъединителях. Сравнивая последние две конструкции распределительных устройств с двойной системой шин (фиг. XX,25, XX,27) с выключателями приблизительно одинаковой разрывной мощности, но разных типов (многообъемный, малообъемный), ясно видим преимущества последней конструкции с малообъемными выключателями, в смысле простоты, компактности и надежности.

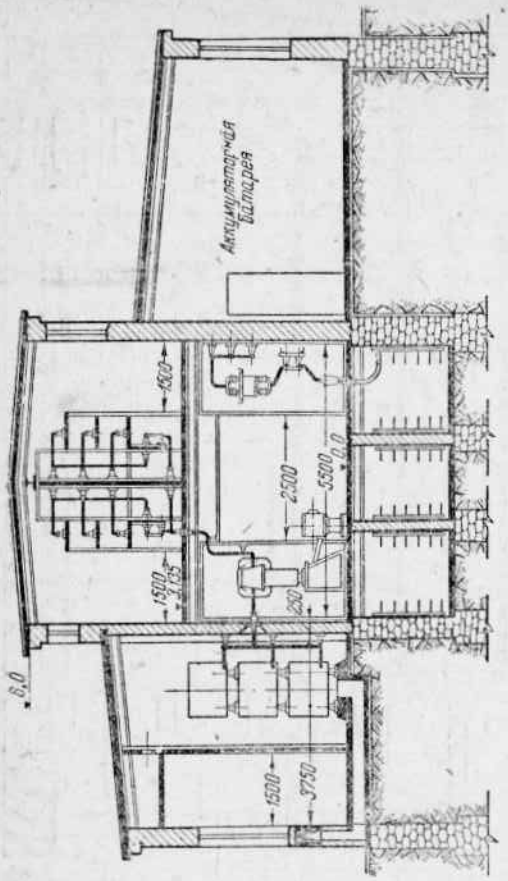
В качестве примера сложного устройства закрытого типа рассматривается распределительное устройство для напряжения 6 — 10 kV мощных станций и подстанций с малообъемными выключателями типов МГФ и МГГ (ТЭП, 1940 г.) (фиг. XX,28). Предусмотрена двойная система шин; отходящие фидеры реактированы. Аппараты распределительного устройства размещены в трехэтажном здании. Расположение аппаратов двухрядное. На фиг. XX,28 даны



Фиг. XX, 27.



Фиг. XX, 28.



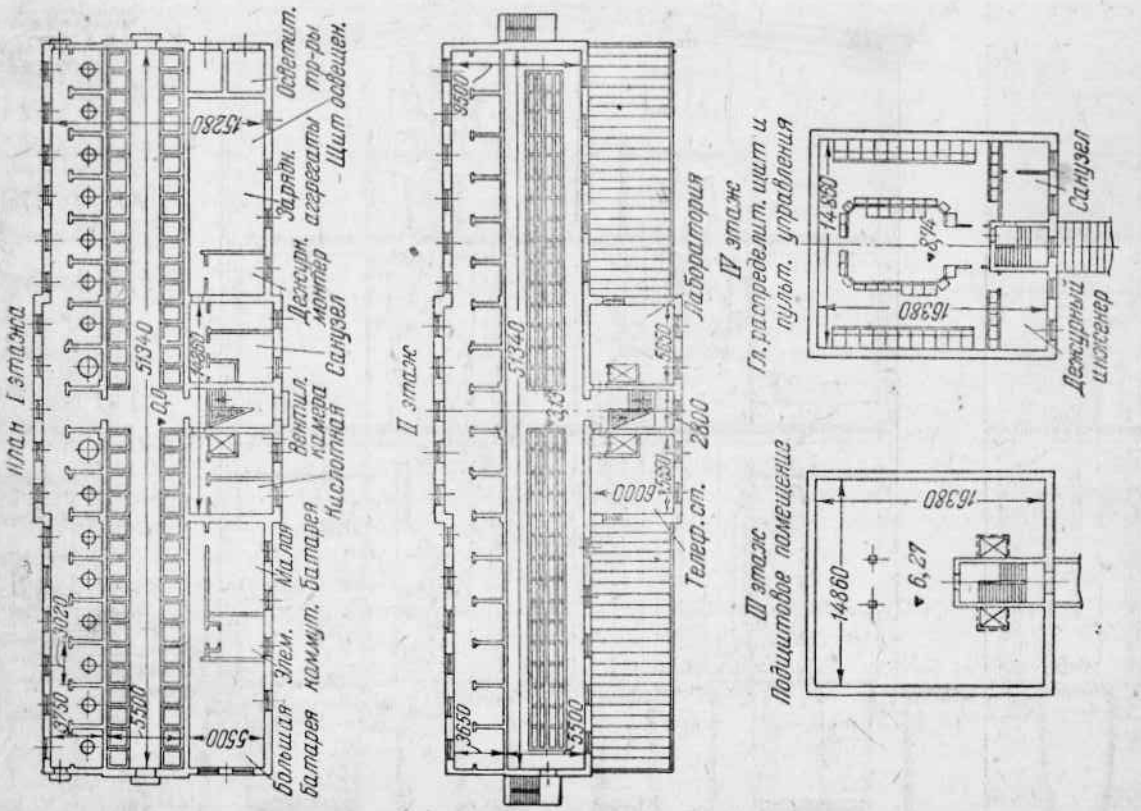
Фиг. XX, 29.

разрезы по фидеру (левая часть) и по цепи генератора (правая часть).

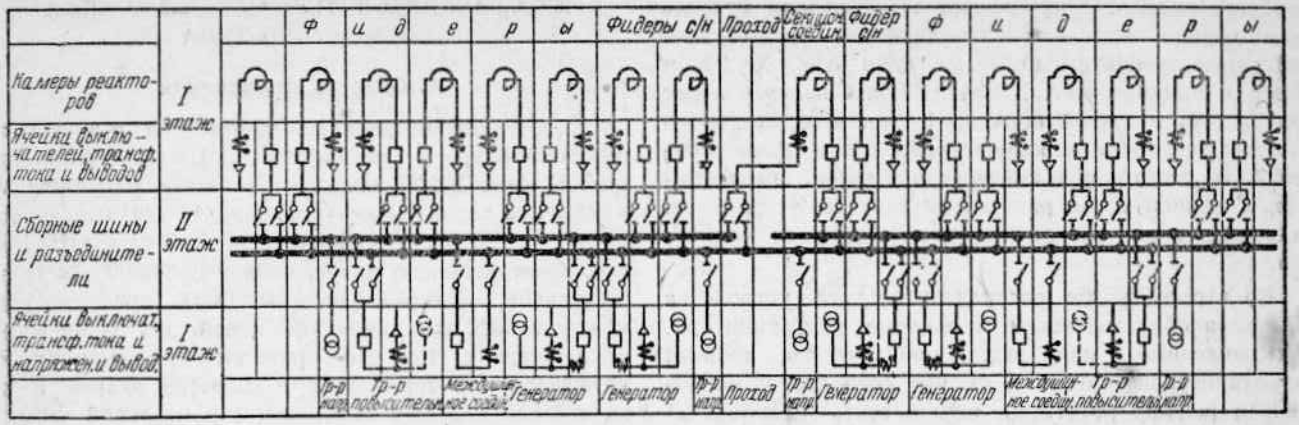
В верхнем этаже размещены сборные шины и шинные разъединители. Две секции рабочих шин расположены ближе к наружным стенам здания. Резервная несекционированная система шин расположена внутри. Соединение обоих рядов резервной системы осуществляется с помощью перемычек поверху (на чертеже не показано). Ячейки верхнего этажа выполнены сборной конструкции. Изоляторы и разъединители крепятся на металлическом каркасе. Перегородки и полки из асбоцементных плит. Шины расположены в вертикальной плоскости. Опорные изоляторы установлены на горизонтальных полках. Между шинами и разъединителями предусмотрены горизонтальные полки и проходные изоляторы. Между фазами шинных разъединителей предусмотрены легкие перегородки. Управление разъединителями ручное с помощью рычажных передач из центрального коридора второго этажа.

Во втором этаже размещены выключатели и приводы. Доступ к выключателям из боковых коридоров. Ячейки огорожены металлическими сетками. Дистанционные приводы выключателей расположены в центральном коридоре управления.

В нижнем этаже расположены фидерные и секционные реакторы, кабельные сборки генераторов, трансформаторов, линейные разъединители фидеров и пр. Фидерные реакторы установлены в закрытых ячейках с доступом из среднего коридора. Три фа-



Фиг. XX, 30.



Фиг. XX, 31.

зы фидерных реакторов поставлены друг на друга. В камерах реакторов предусмотрена хорошая вентиляция. Приток воздуха осуществляется из среднего коридора через жалюзи в дверях. Теплый воздух удаляется через индивидуальные каналы для каждой камеры.

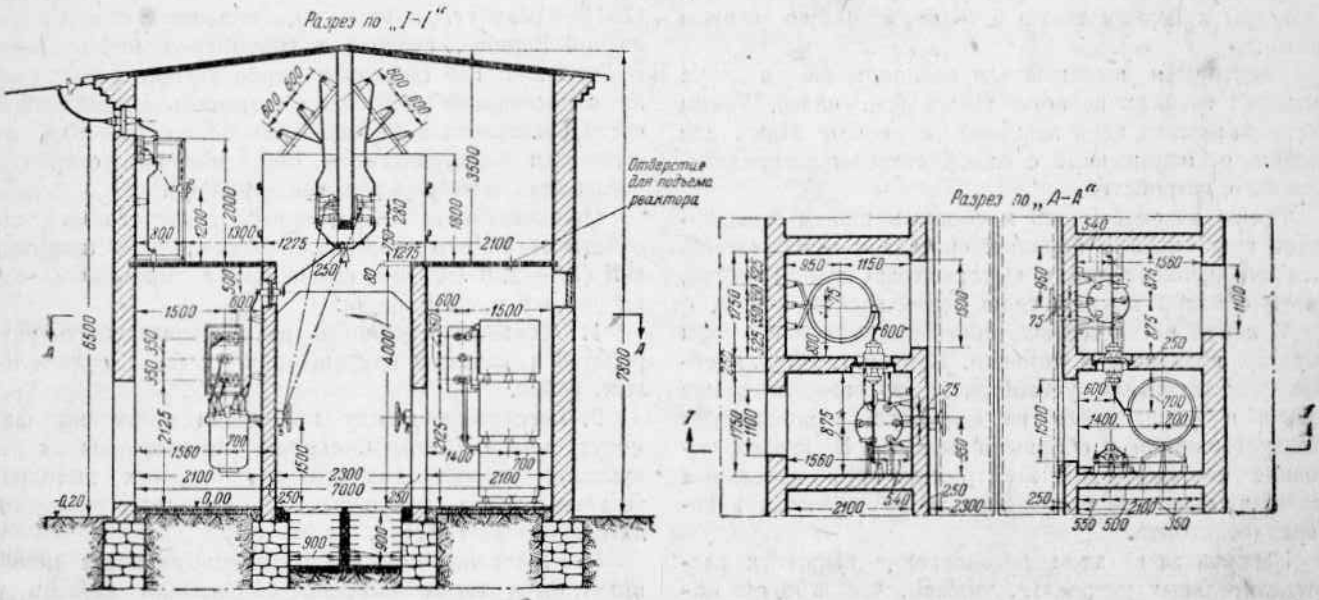
Линейные разъединители, трансформаторы тока, кабельные муфты фидеров размещены в ячейках, примыкающих к камерам реакторов. Обслуживание этих аппаратов производится из боковых коридоров. Ячейки с кабельными сборками фидеров выполнены сборной конструкции.

Кабельные сборки генераторов (трансформаторов) размещены в ячейках, которые в фидерных цепях заняты реакторами. Трансформаторы напряжения генераторов размещены в отдельных ячейках в боковых коридорах.

Под перекрытием первого этажа расположен тоннель для кабелей управления. Для силовых кабелей предусмотрены тоннели ниже уровня земли по наружным стенам здания.

Интересная конструкция распределительного устройства с выключателями МГФ-13 и реактированными фидерами была предложена Сибэнергопроектом в 1941 г. (фиг. XX,29—XX,31).

Реакторы устанавливаются в специальной однорядной пристройке в камерах шириной около 3 м. Вдоль стены, примыкающей к реакторному помещению, расположены ячейки выключателей реактированных цепей и линейных разъединителей. В целях



Фиг. XX, 32.

удобства эксплоатации ячейка выключателя отделена от ячейки линейного разъединителя промежуточной вертикальной стенкой (см. план фиг. XX,29 и схему заполнения фиг. XX,31). Каждая из этих ячеек получается шириной порядка 1,5 m, что достаточно как для установки выключателей, так и разъединителей. В аналогичной конструкции ячеек, примыкающих к правой стене распределительного устройства, размещается аппаратура цепей, не имеющих реакторов.

Во втором этаже распределительного устройства находятся сборные шины и шинные разъединители, расположенные в один ряд. Ширина ячейки шинных разъединителей около 1,5 m, что позволяет на ширине 3 m (ячейка реактора) осуществить присоединение двух цепей и установить в первом этаже два выключателя у противоположных стен распределительного устройства.

В правой пристройке (фиг. XX,29 и XX,30) размещаются аккумуляторные батареи, зарядные агрегаты и т. д.

Щит управления располагается в четвертом этаже, над средней частью распределительного устройства.

По данным авторов проекта это распределительное устройство по сравнению с распределительным устройством типа фиг. XX,28 имеет ряд преимуществ в смысле уменьшения объема строительных работ и экономии сортовой стали и цветного металла.

Вторая отечественная война привела к пересмотру многих установившихся ранее в электростроительстве взглядов, в том числе и на конструкции распределительных устройств. Они стали делаться более простыми и компактными. Пример одного из таких распределительных устройств представлен на фиг. XX,32. Здесь принято двухрядное расположение аппаратуры в первом этаже и однорядное во втором этаже.

Реакторы и выключатели расположены в двух смежных ячейках первого этажа (см. план). Таким образом каждая цепь занимает в первом этаже две ячейки, расположенные с одной стороны распределительного устройства.

Присоединение цепей к сборным шинам производится в шахматном порядке: сначала к выключателю в левой ячейке, затем к выключателю правой ячейки, потом снова к выключателю левой ячейки и т. д.

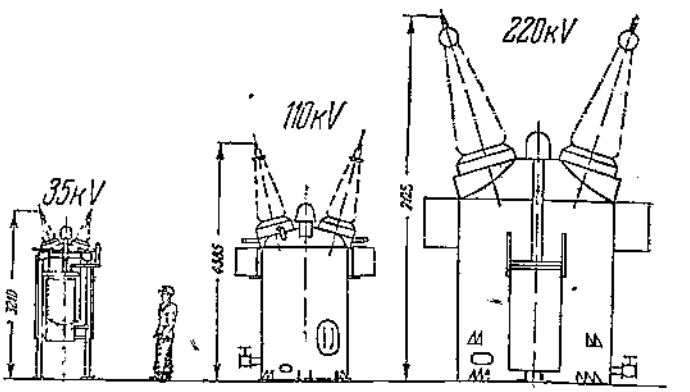
В левой части чертежа показано выполнение при выводах воздушными линиями. В этом случае линейные разъединители установлены во втором этаже здания и управляются из коридора, находящегося между выводами и сборными шинами. В правой половине чертежа дана конструкция при кабельных выводах, линейные разъединители монтируются в камерах реакторов.

Заканчивая на этом рассмотрение закрытых распределительных устройств, укажем, что в этой области предстоит еще очень большая работа по отысканию их рациональных типов.

XX,3. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ОТКРЫТОГО ТИПА

А. Область применения

С повышением рабочего напряжения размеры аппаратов быстро увеличиваются. В качестве иллюстрации на фиг. XX,33 показаны в одном масштабе выключатели завода „Электроаппарат" для напряжений 35, 110 и 220 kV и даны их основные размеры. С повышением рабочего напряжения увеличиваются также расстояния, которые должны быть предусмотрены между аппаратами смежных цепей для безопасного обслуживания. Все это приводит при высоких напряжениях к очень большим размерам зданий и относительно высокой стоимости строительной части. В связи с этим возникла мысль установки аппаратов распределительного устройства под открытым небом, без всякой защиты от атмосферных воздействий (дождь, снег, пыль и т. д.). Распределительные уст-



Фиг. XX, 33.

ройства открытого типа появились впервые в США (1913—1914 гг.) и несколько позднее в странах Западной Европы, сначала в Швейцарии и Норвегии. В Германии, где стоимость строительных работ была относительно невысока (стоимость строительной части составляла в Германии не более 10—20% от стоимости электрического оборудования), открытые установки появились позднее (1923 г.).

Положительные стороны распределительных устройств открытого типа достаточно высоких напряжений (30—220 kV) по сравнению с закрытыми заключаются в следующем:

1. Меньшая стоимость распределительного устройства в связи с сокращением объема строительных работ.

2. Расстояния между проводами различных фаз могут быть выбраны большими по сравнению с закрытыми устройствами без значительных дополнительных затрат, что повышает надежность распределительного устройства.

3. Расстояния между аппаратами смежных цепей могут быть также выбраны с большим запасом с относительно малыми дополнительными затратами, благодаря чему в значительной мере устраняется опас-

ность распространения повреждений, а также опасность, связанная с применением масла.

4. Сокращаются сроки сооружения распределительного устройства, легко осуществляется расширение установки и замена оборудования другим с большими габаритами (трансформаторов, выключателей).

Наряду с указанными положительными качествами имеются и недостатки:

1. Обслуживание распределительного устройства менее удобно, поскольку наблюдение за аппаратами, коммутационные переключения и всякого рода работы должны производиться на открытом воздухе во всякую погоду.

2. Распределительные устройства открытого типа, как правило, занимают значительно большую площадь по сравнению с распределительными устройствами закрытого типа.

3. Аппараты, установленные на открытом воздухе, не защищены от загрязнения, запыления (угольная пыль на станциях), вредного действия химических реагентов, морских соленых туманов, гололеда и пр.

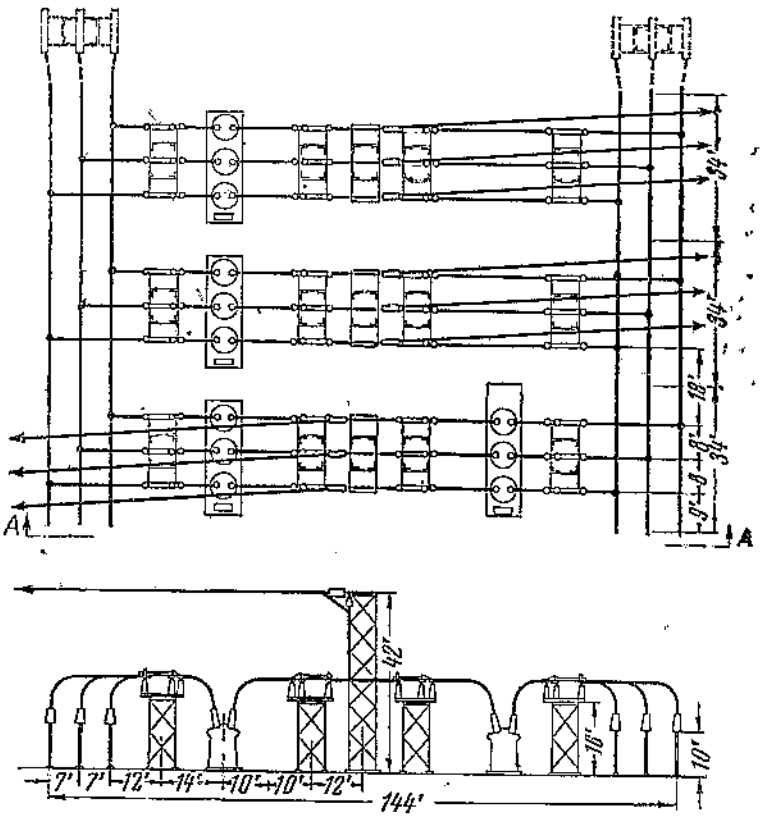
В настоящее время распределительные устройства открытого типа получили широкое применение во всех странах при рабочих напряжениях, начиная от 35 kV и выше, в особенности при напряжениях 110 — 220 kV, поскольку открытая установка дает здесь наибольший экономический эффект по сравнению с закрытой. Надежность открытых распределительных устройств не ниже закрытых. В области очень высоких напряжений закрытые распределительные устройства сооружаются теперь только при наличии особо неблагоприятных условий, как-то: непосредственная близость распределительного устройства к производственным помещениям с большим выделением пыли или вредных газов, очень ограниченная площадь и др. Эти условия являются относительно редким исключением.

Распределительные устройства открытого типа применяются также и при менее высоких напряжениях порядка 6 — 20 kV в установках небольшой мощности, непосредственно связанных с воздушными линиями высокого напряжения, например, для загородных трансформаторных пунктов, подстанций сельскохозяйственного типа и пр.

В. Типичные конструкции открытых распределительных устройств в США

В первых распределительных устройствах открытого типа, построенных в США, аппараты высокого напряжения размещались в том же порядке, что и в устройствах закрытого типа для тех же напряжений. Тяжелые масляные выключатели устанавливались на фундаментах на уровне земли, над ними на металлических конструкциях располагались разъединители, еще выше сборные шины. Несущие конструкции имели весьма большие габариты, электрические соединения были сложны. Однако постепенно конструкции упрощались и совершенствовались. Аппараты, в частности разъединители, стали устанавливать ниже, более доступно. Появились конструкции низкого или плоского типа.

К числу более старых американских конструкций принадлежат распределительные устройства с жесткими низкорасположенными шинами тип, получивший название „ground bus“[1]. Распределительные устройства этого типа применялись многими электрическими объединениями при напряжениях 60—220 kV

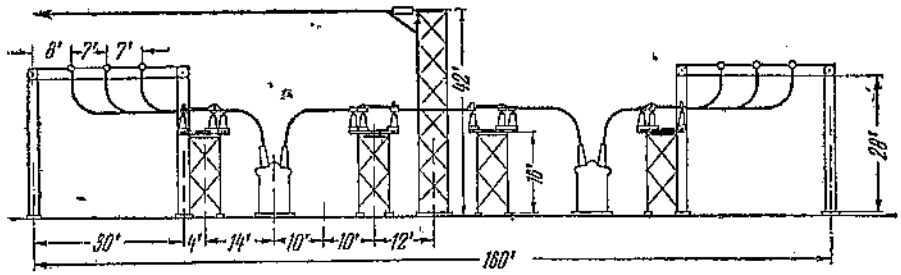


Фиг. XX, 34.

(фиг. XX,34). Шины из труб укреплены здесь на опорных изоляторах, поставленных на невысокие конструкции через каждые 17′ (размеры даны в футах) (1′ = 304,8 mm). При напряжениях 60—110 kV в качестве подставок под изоляторы применялись отрезки труб, заделанные в бетонные фундаменты. Высота этих подставок (10′) выбрана с таким расчетом, чтобы обеспечить возможность обслуживающему персоналу безопасно проходить под шинами. В противном случае должно быть предусмотрено ограждение. Разъединители установлены на легких металлических стульях, высота которых выбрана таким образом, чтобы выдержать нормальные междуфазовые расстояния между шинами и ответвлениями, расположенными над шинами, а также

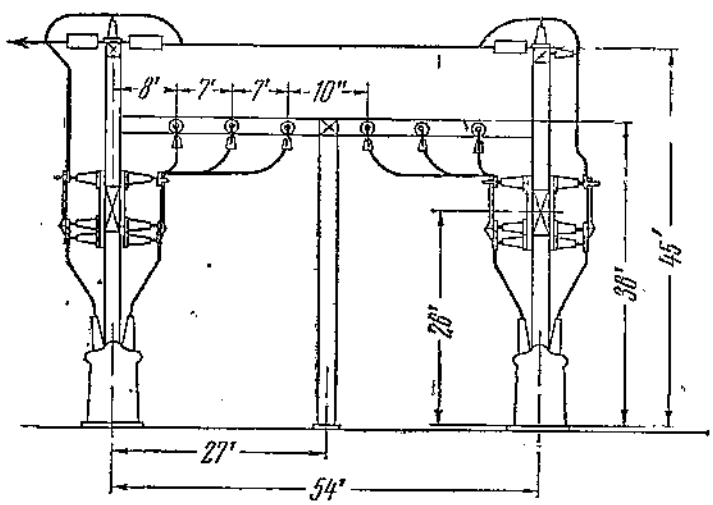
[1] Ground (англ.) — основание, земля, поверхность; bus — шина.

обеспечить возможность транспорта выключателей вдоль распределительного устройства под ответвлениями. В середине распределительного устройства установлены высокие опоры (42′) для восприятия тяжения проводов линий передачи и от трансформаторов. Направление выводов может быть двухсторонним. Расположение оборудования в плане хорошо видно из чертежа, на котором даны также основные размеры распределительного устройства применительно к рабочему напряжению 110 kV.



Фиг. XX, 35.

Достоинство рассматриваемой конструкции с жесткими шинами американские инженеры видели в простоте несущих конструкций. Только в середине распределительного устройства имеются относительно высокие опоры, которые должны быть рассчитаны на тяжение проводов линий. Все остальные конструкции элементарно просты и имеют минимальные размеры и вес. Однако все же для распределительных устройств с напряжением выше 66 kV предпочтение отдается конструкциям с гибкими проводами, в особенности в более поздних конструкциях. При гибких проводах меняется только конструкция шин (фиг. XX,35). Сборные шины укреплены здесь на П-образных опорах (высота 28′) с помощью оттяжных изоляторов. В остальном рассматриваемая конструкция ничем не отличается от предыдущей. Преимущество



Фиг. XX, 36.

конструкции с гибкими шинами заключается в более надежном креплении ответвлений от сборных шин и некоторой экономии на изоляторах, шинах и зажимах. Эти преимущества особенно выявляются при напряжениях свыше 66 kV, поскольку при очень высоких напряжениях расстояния между фазами и ширина ячейки должны быть выбраны настолько большими, что трудно обеспечить достаточную жесткость крепления шин и ответвлений, если ошиновка выполняется трубами. Стоимость изоляторов также увеличивается.

Рассмотренные конструкции открытых распределительных устройств относятся к низкому типу. Характерные особенности низкого типа заключаются в следующем: установка разъединителей на невысоких стульях рядом с выключателями, несущие конструкции выполняются в виде отдельно стоящих не связанных между собой опор; относительно малая высота и большая занимаемая площадь. Токоведущие части (провода) расположены обычно в трех плоскостях (фиг. XX,35): в нижней плоскости находятся ножи разъединителей, зажимы выключателей и соединения между ними; во втором ярусе расположены сборные шины; в третьем ярусе — провода ответвляющихся от шин линий и трансформаторов.

При стесненных условиях строительства применяются конструкции, развитые больше в высоту и занимающие меньшую площадь, так называемый высокий тип (фиг. XX,36). Разъединители укреплены здесь на несущих конструкциях выше выключателей. В данном случае ножи разъединителей расположены вертикально. Вместо отдельно стоящих опор применена общая связанная металлическая конструкция.

Высокий тип дает экономию площади, но менее удобен в эксплоатации благодаря трудному доступу к разъединителям.

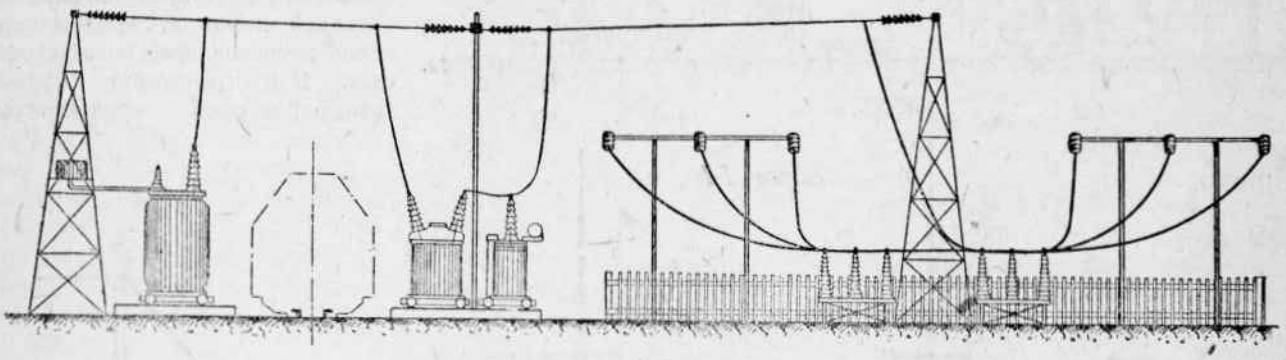
С. Европейские конструкции распределительных устройств открытого типа

В странах Западной Европы, как указывалось уже выше, открытые распределительные устройства стали применять позже, чем в США. Первые европейские конструкции выполнялись высокого типа.

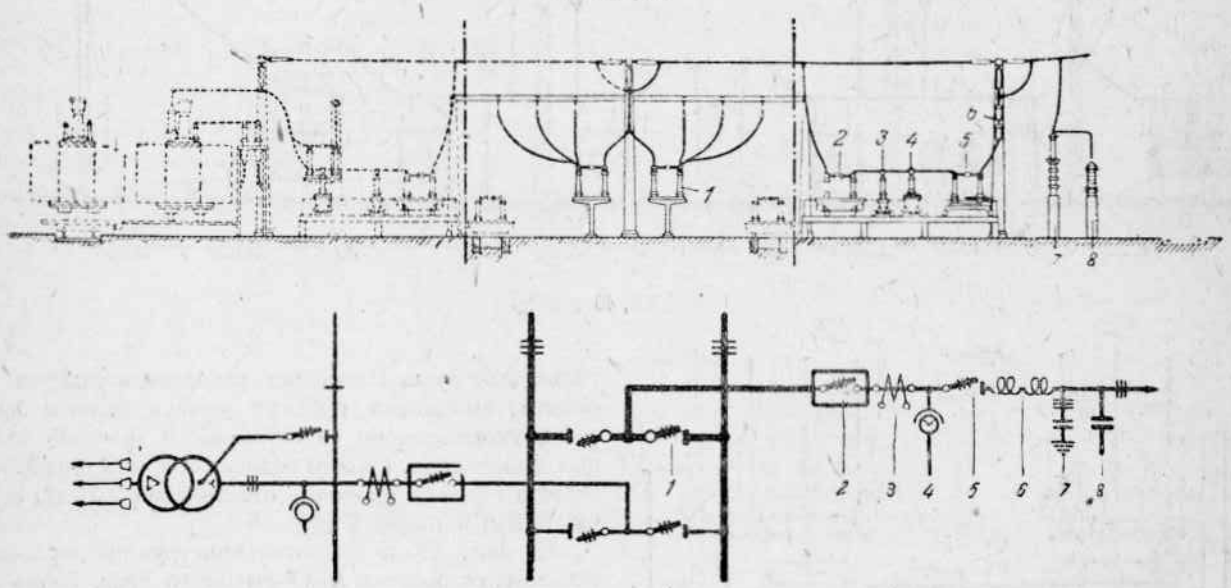
Несколько позднее в Германии были разработаны оригинальные конструкции низкого типа, так называемый Flachbau[1] (плоский тип), несколько отличные от американских конструкций. На фиг. XX,37 показано одно из первых устройств низкого типа для напряжения 60 kV, построенное в 1927 г. Здесь для шин и отпаек также применены гибкие многожильные провода, укрепленные на оттяжных изоляторах. Разъединители установлены на низких подставках высотой всего 600 mm. Высота токоведущих частей над поверхностью земли настолько мала, что потре-

[1] Flach (нем.) — плоский, ровный; Bau (нем.) — строение, постройка, сооружение.

бовалось оградить разъединители забором высотой 700 mm во избежание случайных прикосновений к токоведущим частям. Приводы разъединителей укреплены снаружи заборов. Выключатели и трансформаторы установлены на низких фундаментах. Для транспорта оборудования предусмотрен рельсовый путь. Конструкция распределительного устройства чрезвычайно проста и наглядна.



Фиг. XX, 37.



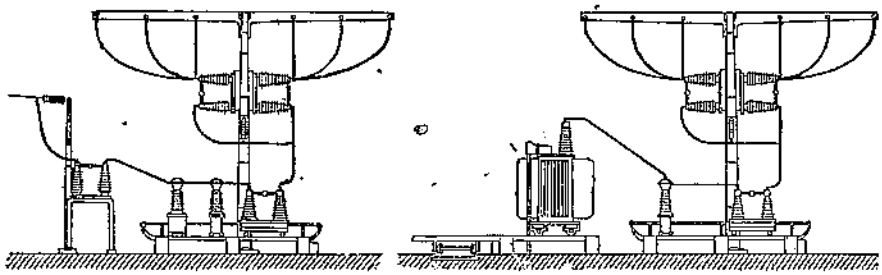
Фиг. XX, 38.

Отрицательная сторона рассматриваемой конструкции низкого типа заключается в слишком низком расположении токоведущих частей над уровнем земли, вследствие чего часть площади, занятой распределительным устройством, недоступна во время работы.

В районах с суровым климатом и большим снегопадом возникают серьезные затруднения в обслуживании, поскольку очистка территории распределительного устройства от снега затруднена. Необходимо также учитывать опасность, возникающую при загрязнении снежного покрова, непосредственно соприкасающегося с токоведущими частями аппаратов.

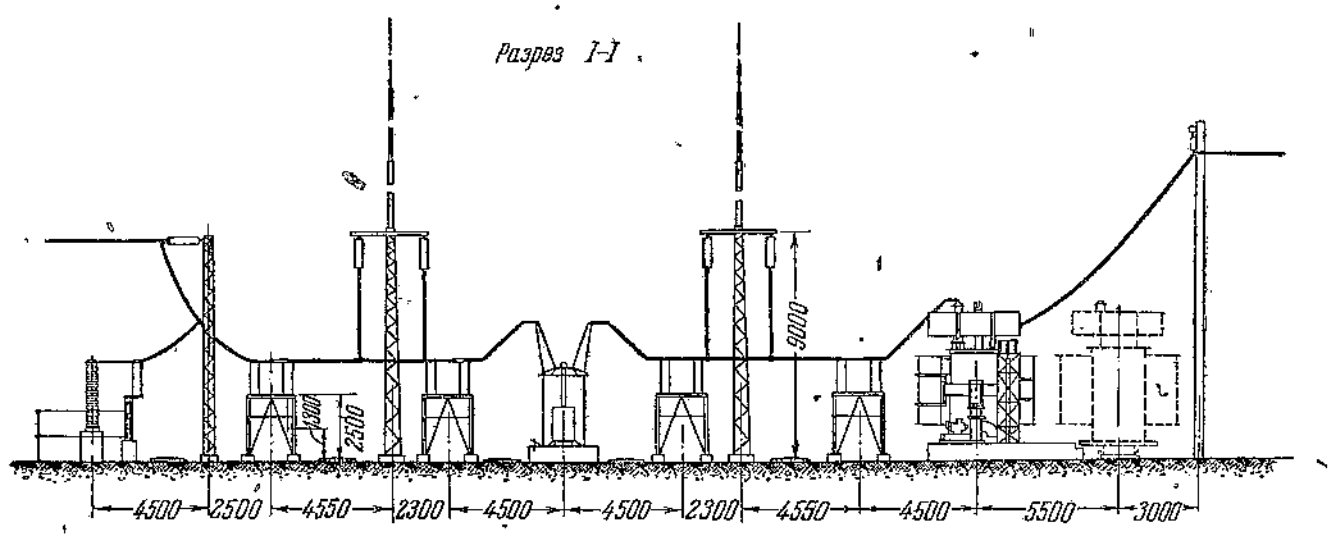
Поэтому в Германии очень скоро перешли к несколько иной конструкции, отличающейся от только что рассмотренной тем, что разъединители устанавливались на большей высоте, с таким расчетом, чтобы обеспечить полную безопасность обслуживающему персоналу, не прибегая к ограждению. Такой тип распределительного устройства принято было называть полувысоким или средним, в отличие от только что описанного низкого типа. Однако поскольку „низкий" тип совершенно оставлен, термин низкий в настоящее время обычно применяется к той конструкции, которая называлась раньше средней, т. е. с разъединителями, установленными на стульях достаточной высоты, с тем чтобы вся территория распределительного устройства была доступна во время работы.

На фиг. XX,38 показана новейшая типовая конструкция распределительного устройства фирмы AEG для напряжения 110 kV с воздушными компрессорными выключателями. Разрезы даны по линии и цепи трансформатора. Снизу показана электрическая схема. На чертежах введены следующие обозначения: *1*—шинный разъединитель; *2*—воздушный компрессорный выключатель; *3*—трансформатор тока; *4*— трансформатор напряжения; *5*—линейный разъединитель; *6*—дроссельная катушка высокочастотной связи; *7*—разрядник; *8*—конденсатор высокочастотной связи.

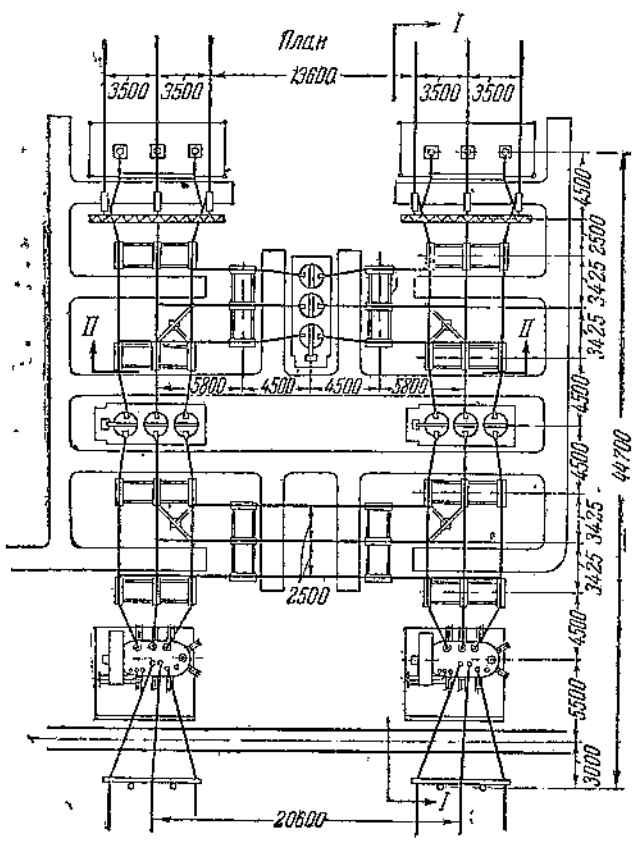


Фиг. XX, 39.

Разъединители установлены на высоте 2,1 m. Выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения установлены на общем фундаменте высотой 1,3 m. Транспорт этих аппаратов осуществляется с помощью тележки по бетонной дорожке, проложенной вдоль распределительного устройства. Для транспорта силовых трансформаторов предусмотрен



Фиг. XX, 40 a и b.

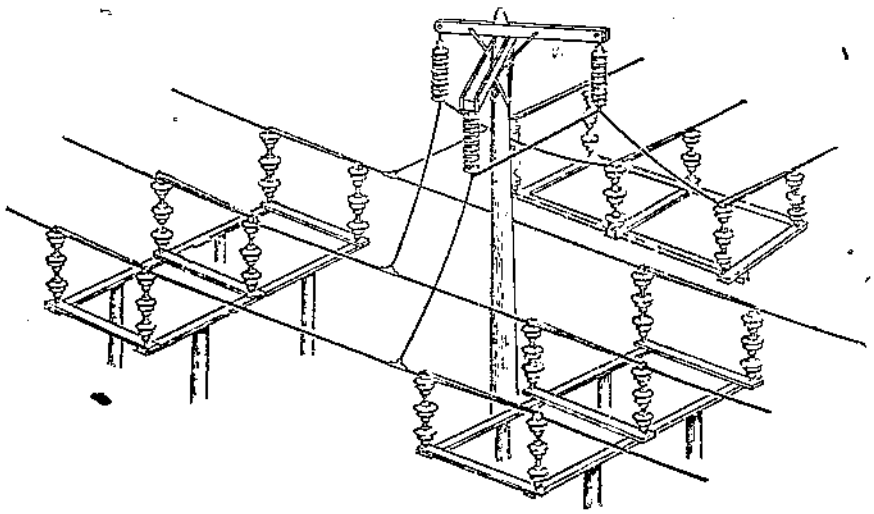


рельсовый путь. Ошиновка распределительного устройства выполнена гибкими многожильными проводами, укрепленными на оттяжных и частично подвесных изоляторах. Высота подвеса сборных шин 7,25 m. Высота подвеса проводов ответвлений 9,25 m. Ширина ячейки в плане 8 m.

На фиг. XX,39 показана конструкция распределительного устройства AEG высокого типа. Здесь применены разъединители с вертикальным расположением ножей, укрепленные на несущих конструкциях над выключателем. Сборные шины расположены еще выше. Несмотря на большую компактность такой конструкции, этот тип распределительного устройства применяется только в особых случаях, так как доступ к разъединителям и чистка изоляторов здесь крайне затруднены.

В Англии при создании всеанглийской сети 132 kV основная масса подстанций была сооружена с двумя трансформаторами и схемой мостика, имеющей добавочную поперечную связь из разъединителей. Это позволило сооружать подстанции относительно небольшой мощности, расположенные в непосредственной близости к потребителям, и привело к удешевлению и упрощению сетей вторичного напряжения. Схема мостика допускает выполнение подстанций очень простой конструкции, что видно из чертежей фиг. XX,40 — XX,41.

Приходящие линии принимаются на портальные металлические опоры. Все остальные соединения между аппаратами осуществлены непосредственной связью гибкими проводами от одного аппарата к

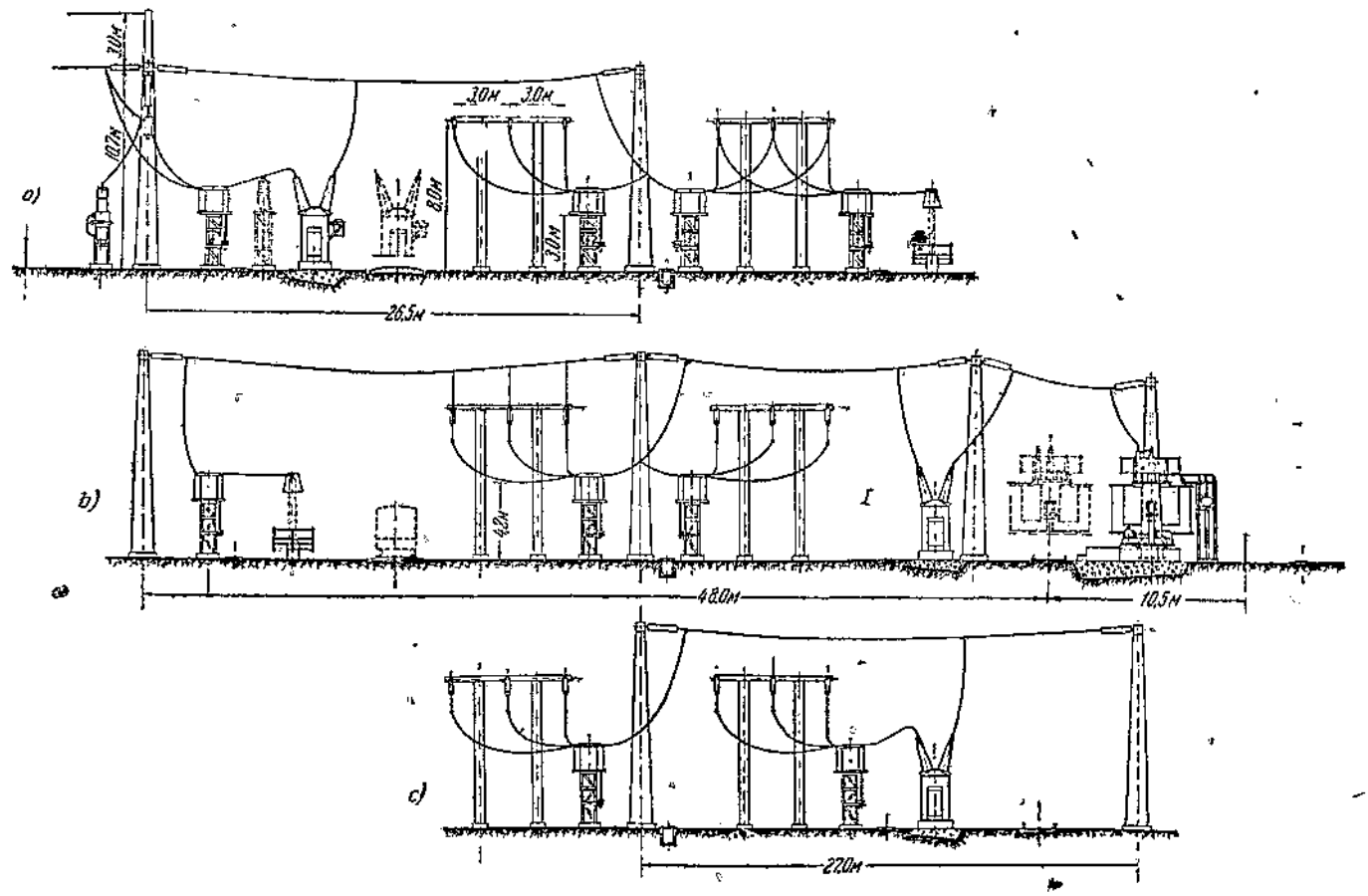


Фиг. XX, 41.

другому. Исключением являются только соединения на перемычках мостика, где установлены специальные опоры, расположенные между двумя фазами цепей. Наличие этих опор обусловливается необходимостью выдержать расстояния между проводами различных фаз при пересечениях. Конструкция подстанции крайне проста и потому не требует дополнительных пояснений.

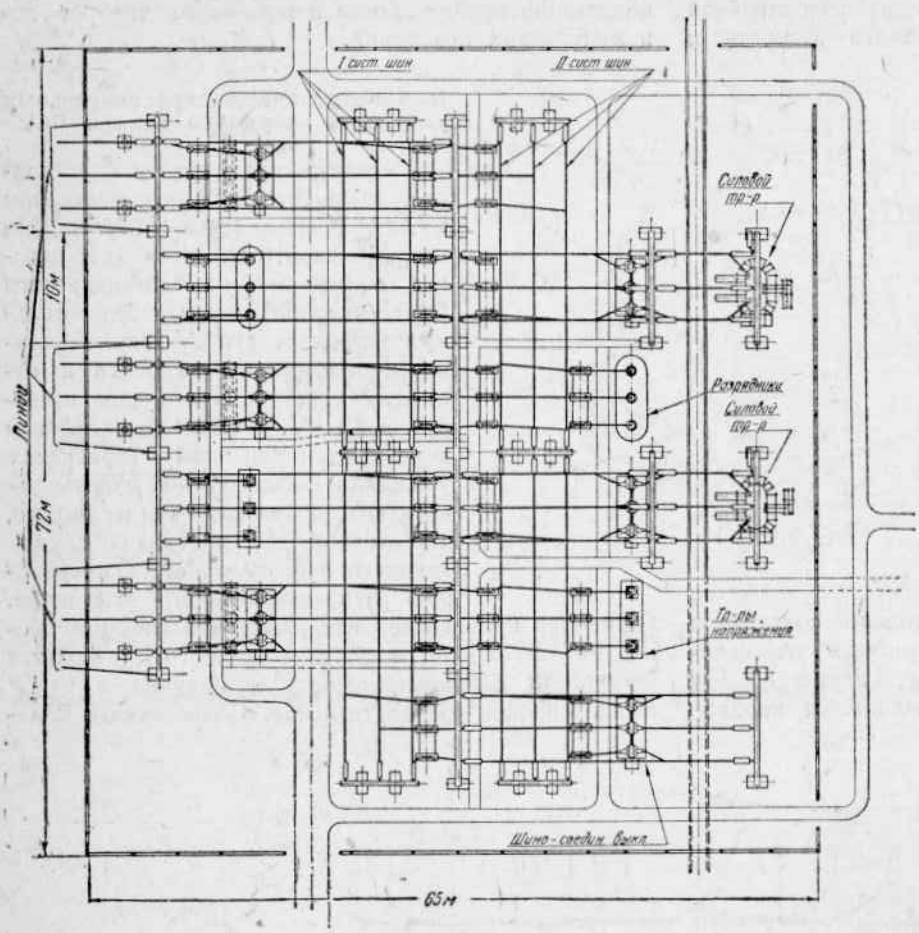
D. Конструкции распределительных устройств открытого типа в СССР

Первые распределительные устройства открытого типа были построены в СССР в период 1925 — 1926 гг. для напряжения 110 kV. Несколько позднее, после первого благоприятного опыта эксплоатации распределительных устройств 110 kV было признано целесообразным перейти к открытым конструкциям и для напряжения 35 kV. В СССР были приняты конструкции по типу германских устройств низкого типа с разъединителями, установленными на высоте, достаточной для доступа обслуживающего персонала на всю территорию распределительного устройства. Ошиновка применялась исключительно гибкими проводами. Этот тип распределительного устройства постепенно совершенствовался и получил в СССР очень широкое распространение. Подавляющее боль-



Фиг. XX, 42.

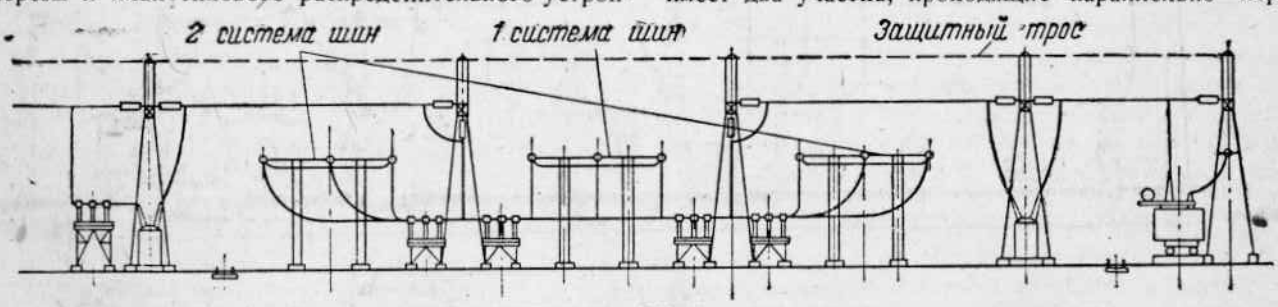
шинство распределительных устройств станций и подстанций выполнено именно по этому типу, оправдавшему себя в эксплоатации. Высокий тип применяется в СССР исключительно редко.



Фиг. XX, 43.

На фиг. XX,42 — XX,43 показаны поперечные разрезы и план типового распределительного устройства 110 kV для подстанции с трехфазными трансформаторами 110/10 — 6 kV (ТЭП, 1940 г.). Разрезы даны по линии, трансформаторной цепи и цепи шиносоединительного выключателя. Для ошиновки подстанции применены гибкие провода, укрепленные на оттяжных изоляторах. Подвесные изоляторы, в большей степени подверженные загрязнению, не применяются. Сборные шины укреплены на отдельно стоящих П-образных металлических опорах высотой 8 m с расстояниями между фазами в 3 m. Опоры поставлены через каждые 30 m (три ячейки). Для крепления проводов, натянутых в поперечном направлении, предусмотрены конструкции высотой 10,7 m. Последние состоят из стоек, поставленных через каждые 10 m, и траверз (см. план). Разъединители установлены на металлических стульях, высота которых выбрана с таким расчетом, чтобы низшая точка проводов ответвлений от шин находилась на высоте не менее 4 m от уровня земли. Выключатели установлены на невысоких фундаментах. Для транспорта их предусмотрены бетонные дорожки вдоль распределительного устройства. Для транспорта трансформаторов предусмотрен рельсовый путь. Ширина ячейки принята равной 10 m (см. план). Разрядники не требуют особых ячеек, они присоединены к шинам в ячейках линий и трансформаторов. Соединение трансформаторов с распределительным устройством 6 — 10 kV предусмотрено кабелем.

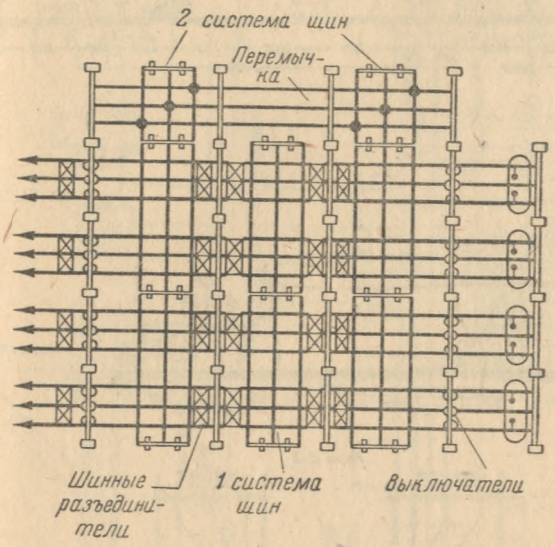
При большом числе цепей (линий, трансформаторов) на подстанции и необходимости вывода линий в противоположные стороны иногда целесообразно выполнить подстанцию с П-образной системой шин (фиг. XX,44 — XX,45). Первая система шин прокладывается в центре подстанции. Вторая система шин имеет два участка, проходящие параллельно первой системе (фиг. XX,45), которые соединяются между собой специальной перемычкой. На подстанциях с П-образной системой шин получается высокое использование площади застройки.



Фиг. XX, 44.

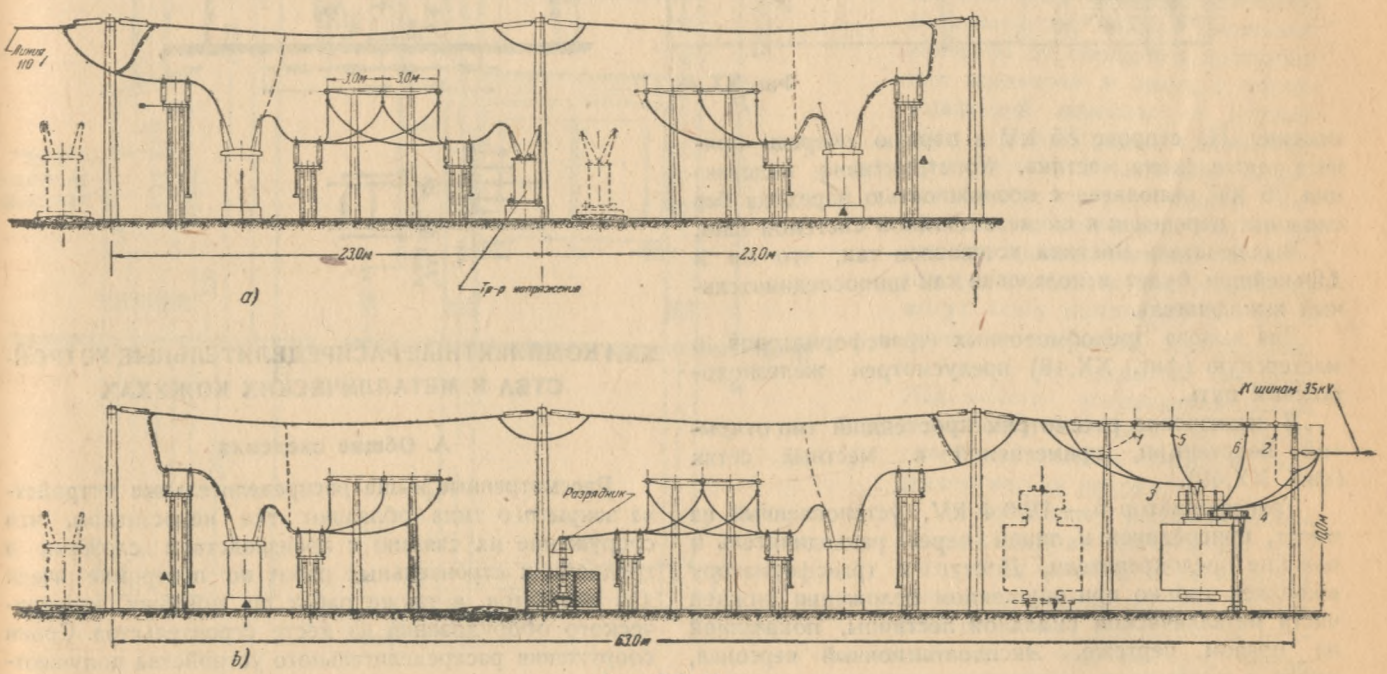
Рассмотренные распределительные устройства 110 kV выполнены по схеме с двойной системой шин, с вилкой из разъединителей и с одним выклю-

чателем в каждой цепи. Распределительные устройства очень крупных станций и узловых подстанций проектируются иногда таким образом, чтобы иметь возможность позднее перейти к схеме с двойной системой шин с двумя выключателями в каждой цепи (американской схеме). В этом случае распре-



Фиг. XX, 45.

с некоторыми дополнительными затратами (увеличение площади и веса металлических конструкций). Однако эти дополнительные затраты невелики. Разрезы даны по линии и цепи трансформаторной группы. Сплошными линиями показаны аппараты и соединения между ними, соответствующие второй очереди строительства, по схеме с двумя выключателями на каждую цепь. Аппараты и элементы конструкций, которые будут установлены только во вторую очередь, отмечены зачерненными треугольниками. Электрические соединения второй очереди показаны двойными линиями — сплошной и пунктирной. Соединения, которые должны быть выполнены в первую очередь при работе с одним выключателем, показаны пунктиром. Отличие рассматриваемого распределительного устройства от предыдущего заключается в несколько ином расположении выключателей и разъединителей по отношению к сборным шинам. Для части разъединителей предусмотрены более высокие стулья, чтобы иметь возможность выдвинуть выключатели на дорожку под разъединителями. На рассматриваемой подстанции предположена установка групп однофазных трехобмоточных трансформаторов 110/35/10 — 6 kV и предусмотрены вспомогательные провода для быстрой замены рабочего трансформатора.

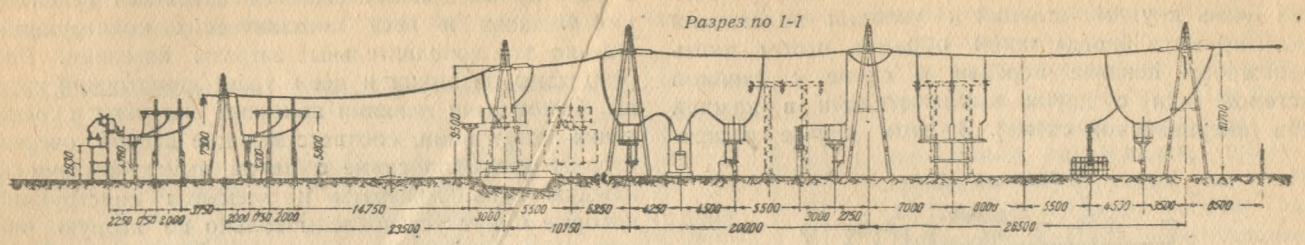


Фиг. XX, 46.

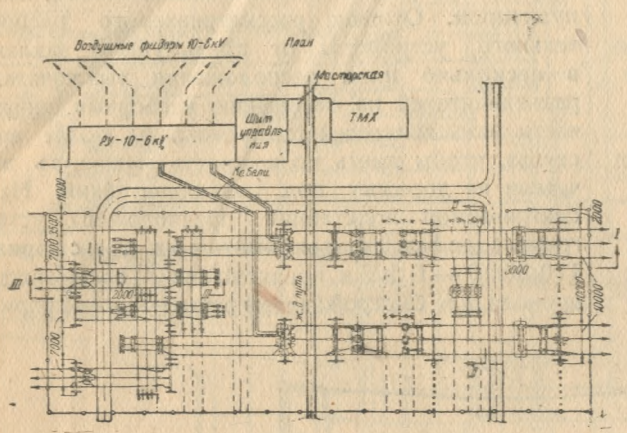
делительное устройство должно быть выполнено несколько иначе. На фиг. XX,46 показаны поперечные разрезы по распределительному устройству, запроектированному применительно к схеме с двумя выключателями, но с возможностью установить в первую очередь по одному выключателю и по два шинных разъединителя в каждой цепи (Мосэнерго, 1938 г.). Такая универсальность конструкции связана

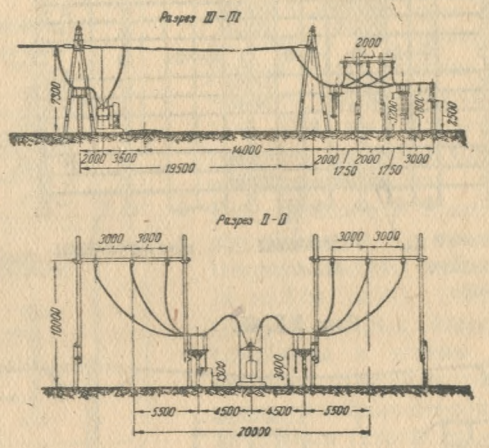
В условиях военного времени поддерживающие конструкции (опоры) на подстанциях иногда выполняются деревянными, а не металлическими (фиг. XX,47 — XX,48).

Рассматриваемая подстанция имеет три распределительных устройства. Открытые устройства 110 и 35 kV и закрытое распределительное устройство 6 — 10 kV. На стороне 110 kV выполнена схема



Фиг. XX, 47.





Фиг. XX, 48.

мостика. На стороне 35 kV в первую очередь принята также схема мостика. Конструктивно подстанция 35 kV выполнена с возможностью перехода без сложных переделок к схеме с двойной системой шин.

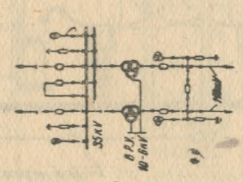
Выключатель мостика установлен так, что он в дальнейшем будет использован как шиносоединительный выключатель.

Для вывоза трехобмоточных трансформаторов в мастерскую (фиг. XX,48) предусмотрен железнодорожный путь.

В заключение рассмотрим простейший тип открытой подстанции, применяемой в местных сетях (фиг. XX,49).

Трансформатор 6 — 10/0,4 kV, установленный на опоре, присоединен к линии через разъединитель и плавкие предохранители. Доступ к трансформатору возможен только при опущенном положении нижней части металлической складной лестницы, показанной на правом чертеже. Эксплоатационный персонал, уходя с подстанции, поднимает складную лестницу (см. стрелки) и запирает ее на замок.

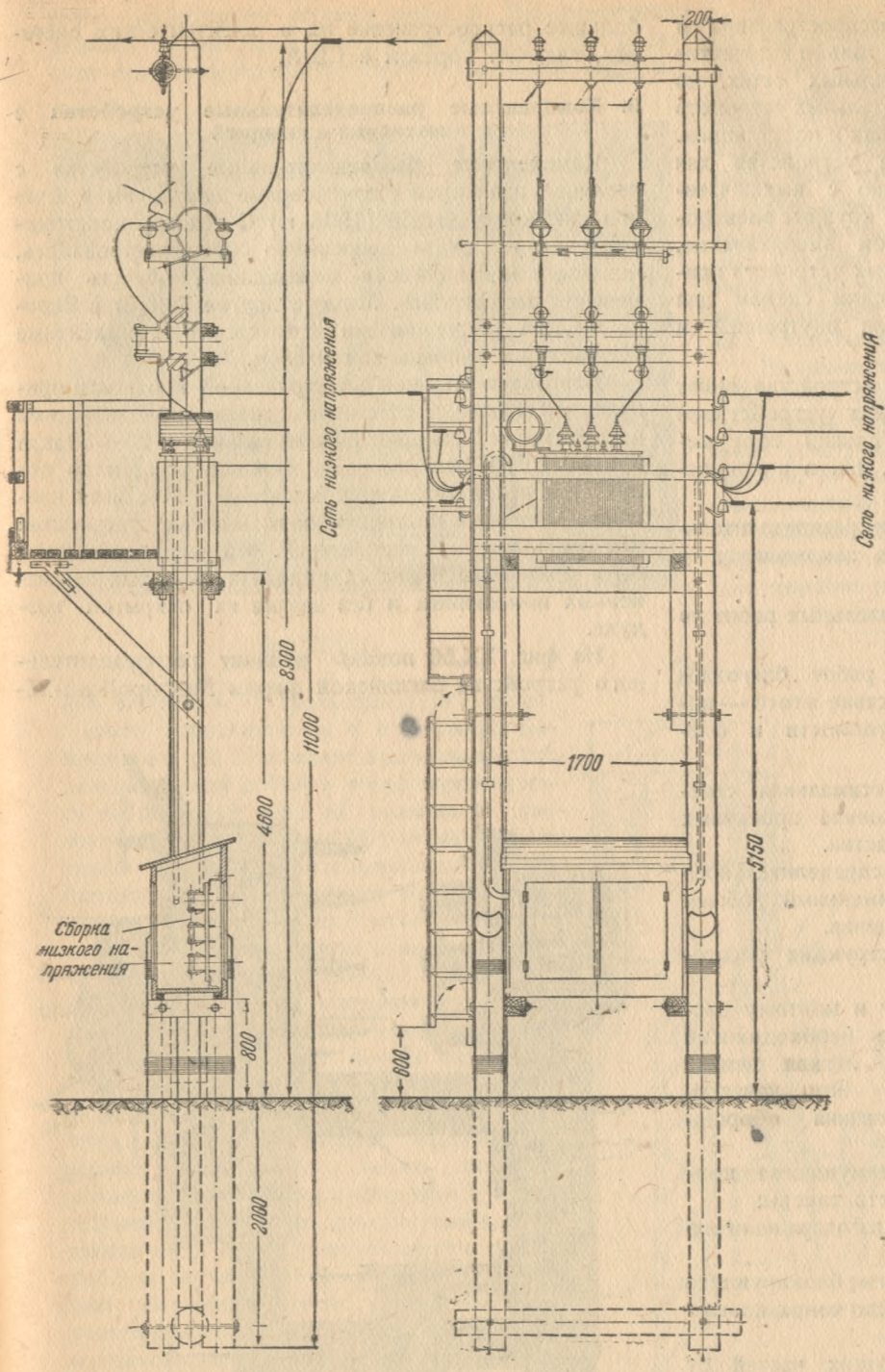
Сборка низкого напряжения помещена внизу опоры, что позволяет при ее обслуживании находиться на большом расстоянии от токоведущих частей высокого напряжения и потому допускать для работ на ней менее квалифицированный персонал. Отметим, что столбовые подстанции на деревянных опорах имеют широкое распространение и применяются не только в военное время.



XX,4 КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА В МЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОЖУХАХ

А. Общие сведения

Рассмотренные выше распределительные устройства закрытого типа обладают тем недостатком, что сооружение их связано с производством сложных и трудоемких строительных работ по постройке ячеек для аппаратов, а также работ по монтажу электрического оборудования на месте строительства. Сроки сооружения распределительного устройства получаются большие, качество сборки — не всегда удовлетворительное, стоимость производства работ — высокая. В новейших распределительных устройствах сборной конструкции процесс сооружения ячеек и монтаж оборудования в значительной степени рационализированы, поскольку часть работ в этих устройствах переносится на заводы. Объем работ, производимых на месте, сокращается. Однако имеющиеся возможности в деле рационализации здесь далеко еще не исчерпаны.



Фиг. XX,49.

Стремление к максимальному сокращению строительных работ и централизации работ по сборке распределительного устройства на заводе привело к созданию особого типа распределительных устройств, так называемых комплектных устройств, элементы которых изготовляются на заводе и поставляются на место строительства в виде полностью законченных и испытанных ячеек, готовых к включению под напряжение. Под элементом понимается комплект аппаратов, заключенных в общий металлический кожух. Габариты и вес каждого элемента таковы, что они могут быть транспортированы в готовом собранном виде. В устройствах малой и средней мощности в общий кожух могут быть заключены все аппараты одной электрической цепи, как-то: участок сборных шин, разъединители, выключатель, трансформаторы тока. Реакторы доставляются особо. В устройствах очень большой мощности габариты аппаратов настолько велики, что приходится расчленять комплектную ячейку. Чаще всего участки сборных шин выделяют в особые ячейки (элементы), устанавливаемые или рядом с ячейками выключателей или в особом этаже. Таким образом распределительное устройство станции или подстанции собирается из типовых готовых элементов применительно к заданной электрической схеме и тем или иным местным условиям. Металлические кожухи защищают аппараты от попадания посторонних предметов и пыли, а обслуживающий персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям. В качестве изоляции внутри кожуха служит воздух, масло, компаунды или сухие изоляционные материалы. Комплектные распределительные устройства могут быть выполнены для установки в закрытых помещениях, а также на открытом воздухе. Надежность распределительного устройства благодаря тщательной сборке и наличию защитных кожухов весьма высока.

Комплектные распределительные устройства применялись первое время в очень ограниченных размерах, главным образом в качестве вторичных устройств на подстанциях в тех случаях, когда распределительное устройство обычного типа не могло быть применено по каким-либо причинам, например, при остром недостатке в площади, при размещении внутри производственных зданий и т. п. Стоимость комплектного устройства значительно превышала стоимость распределительного устройства обычного типа. Однако постепенно по мере совершенствования конструкции и снижения стоимости комплектные устрой-

ства получили очень широкое распространение и применяются в настоящее время не только в качестве вторичных устройств в распределительных сетях, но также в качестве главных распределительных устройств на крупнейших генераторных станциях и подстанциях. Имеются выполненные комплектные устройства для напряжений до 132 kV включительно с выключателями самой большой мощности. Все крупные электротехнические фирмы, главным образом американские, строят нормальные серии комплектных устройств применительно к различным электрическим схемам для всех напряжений и мощностей для внутренней и наружной установки.

Комплектные распределительные устройства имеют ряд существенных преимуществ перед устройствами обычного типа как в отношении условий сооружения распределительного устройства, так и в отношении его эксплоатации.

В отношении условий сооружения распределительного устройства эти преимущества заключаются в следующем:

1. Отсутствие трудоемких строительных работ по сооружению ячеек.

2. Рационализация монтажных работ благодаря перенесению их на завод; как следствие этого — высокое качество сборки, снижение стоимости и сокращение сроков.

3. Унификация конструкций, максимальная стандартизация; как следствие — сокращение проектных работ, снижение стоимости производства.

4. Максимальная компактность распределительного устройства и, следовательно, минимальный объем здания при установке внутри помещения.

5. Легкое расширение и реконструкция распределительного устройства.

6. Простота работ по демонтажу и монтажу распределительных устройств в случае необходимости перевозки их в другое место и легкая замена поврежденных элементов новыми. Эти качества особенно важны, учитывая требования обороны страны.

В отношении эксплоатации преимущества комплектных распределительных устройств таковы:

1. Безопасность обслуживания благодаря наличию металлических кожухов.

2. Надежные и вместе с тем простые блокирующие устройства, исключающие производство неправильных операций.

3. Защита аппаратов и токоведущих частей от запыления. Очистка и ревизия производятся реже.

4. Возможность легкой и быстрой замены выключателя любой цепи в случае неисправности резервными выключателями (выдвижные ячейки).

5. Высокая эксплоатационная надежность как следствие тщательного выполнения, хорошей изоляции, разделения фаз, а также и других особенностей, указанных выше.

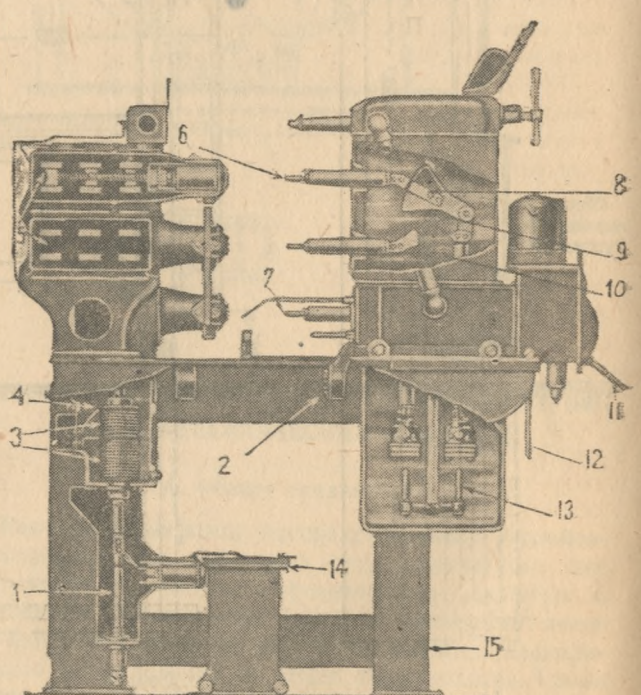
Перечисленные весьма ценные качества комплектных распределительных устройств обусловливают все большее распространение их в электрических системах, главным образом в США.

В. Комплектные распределительные устройства с масляной изоляцией

Комплектные распределительные устройства с масляной изоляцией были впервые построены в Англии фирмой Reyrolle (1908 г.) С тех пор конструкции этих устройств непрерывно совершенствовались, мощности и напряжения повышались, область применения расширялась. Многие другие фирмы в Европе и США также начали изготовлять комплектные устройства с заполнением маслом.

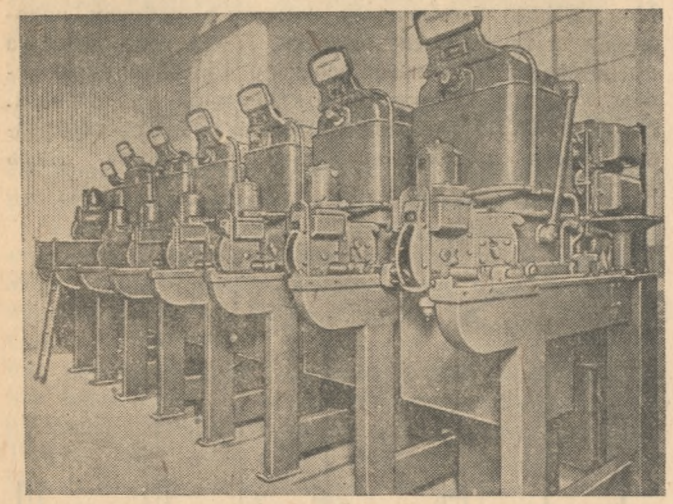
Благодаря высокой электрической прочности примененной изоляции расстояния между токоведущими частями могут быть приняты минимальными (25—30 mm при 10 kV) и все распределительное устройство получается исключительно компактным. Масляная изоляция позволяет построить комплектные устройства для очень высоких напряжений. Эти устройства могут быть применены в любых условиях, в сырых загрязненных помещениях и без здания на открытом воздухе.

На фиг. XX,50 показан элемент распределительного устройства английской фирмы Metropolitan-Vickers для напряжений 11 — 22 kV относительно небольшой мощности. Рассматриваемый элемент содержит комплект аппаратов, принадлежащих кабельной линии. Все аппараты укреплены на прочной стальной раме *15*, которая устанавливается на фундаменте. Слева вверху укреплены металлические ко-



Фиг. XX,50.

робки, содержащие сборные шины *5*. Предусмотрена двойная система шин, к которым каждая электрическая цепь присоединяется через штепсельные выдвиж-

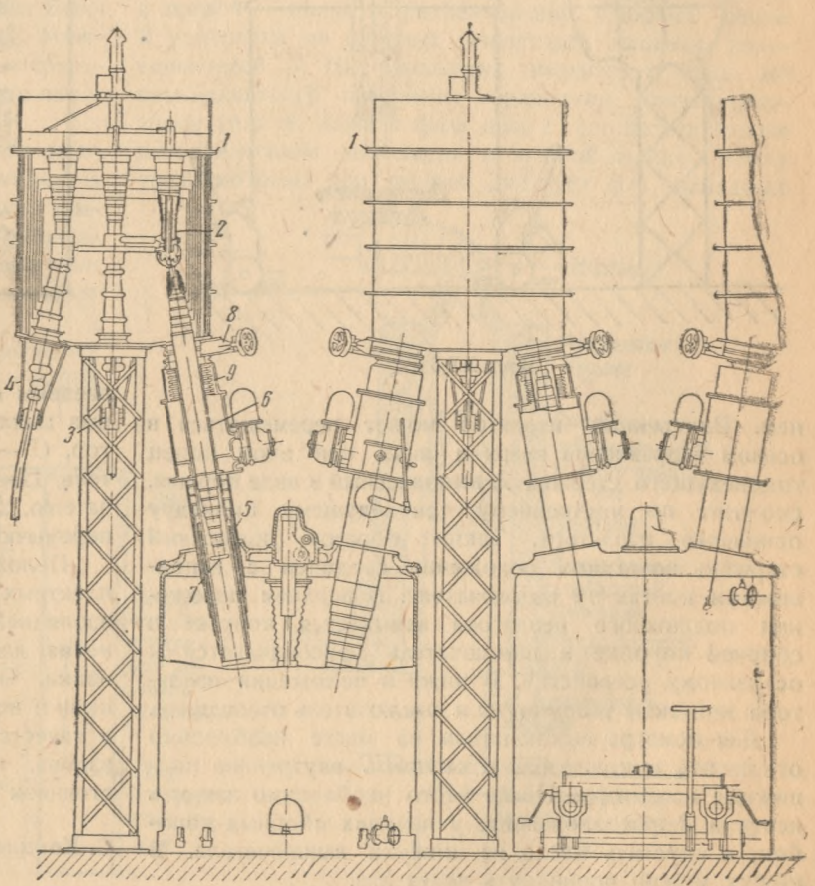


Фиг. XX,51.

ные контакты *6* (разъединители), селекторный переключатель *8* и масляный выключатель *13*. Последние элементы жестко связаны между собой и могут перемещаться по основной раме на роликах в горизонтальном направлении. Штепсельные контакты служат для отсоединения от шин выключателя и всей линии в целом для осмотра и ремонта. Для этого выключатель отодвигается вправо с помощью ручного приводного механизма. На чертеже выключатель показан в отключенном положении. Селекторный переключатель служит для переключения цепи с одной системы шин на другую, без перерыва тока. Устройство переключателя ясно из чертежа. При передвижении выключателя вправо размыкаются также линейные разъединители штепсельного типа *7*. Таким образом выключатель, отодвинутый вправо, может быть совершенно безопасно осмотрен и в случае надобности заменен запасным. В нижней части рамы размещены трансформатор тока *3*, кабельная муфта *1*, и трансформатор напряжения *14*. Последний снабжен штепсельными контактами и может быть выдвинут для осмотра или замены. Штепсельные контакты *2* предназначены для отключения и включения цепей управления. Кожухи всех аппаратов заполнены маслом. Коробки сборных шин заполнены компаундом. Элементы описанной конструкции комплектуются в одно целое распределительное устройство. Общий вид такого устройства показан на фиг. XX,51.

В качестве второго примера комплектного распределительного устройства с масляной изоляцией ниже приводятся чертежи и краткое описание устройства фирмы Reyrolle для установки очень большой мощности с напряжением 132 kV. Это устройство установлено под открытым небом. Аппараты каждой фазы заключены в отдельные кожухи, поэтому междуфазовые замыкания совершенно исключены. На фиг. XX,52 показана часть распределительного устройства — два смежных выключателя (одной фазы) с соединительными частями. Здесь применена кольцевая схема соединений с выключателями только в шинах и без выключателей на ответвлениях.

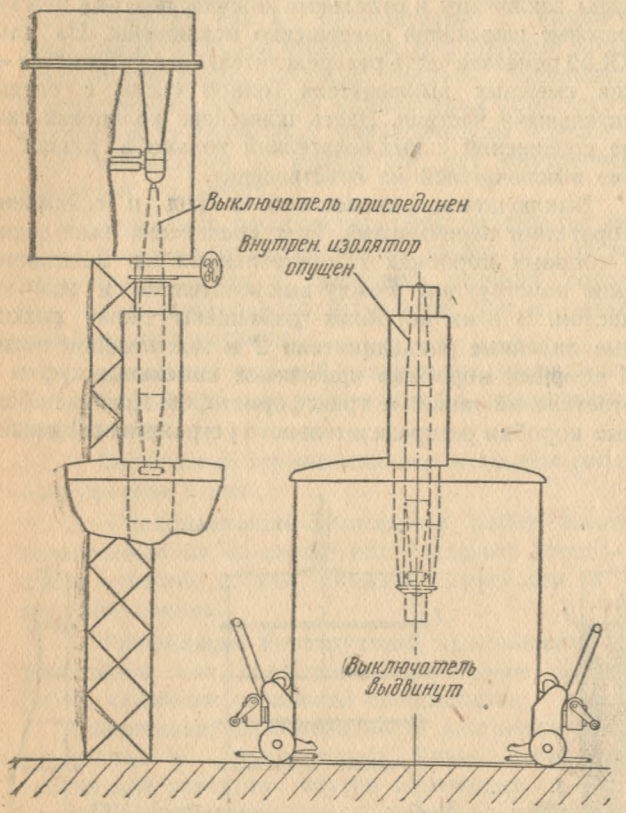
Выключатели установлены в ряд и соединены короткими перемычками. Эти соединения выполнены в сборных коробках *1*, поставленных на металлические конструкции между выключателями и залитых маслом. В этих коробках размещены также выходные линейные разъединители *2* и заземляющие ножи. К сборным коробкам примыкают кабельные муфты *3* ответвлений линий и трансформаторов. Крайние сборные коробки распределительного устройства соединены



Фиг. XX,52.

между собой кабелем *4*. Таким образом осуществляется замыкание в кольцо. Каждый выключатель может быть отсоединен от остального устройства

для осмотра и ремонта на месте без выкатывания, поскольку вес выключателя велик. Для этой цели применены проходные изоляторы особой конструкции. Основной изолятор *5* выполнен полым. Внутри его расположен второй изолятор *6* с токоведущим стерж-



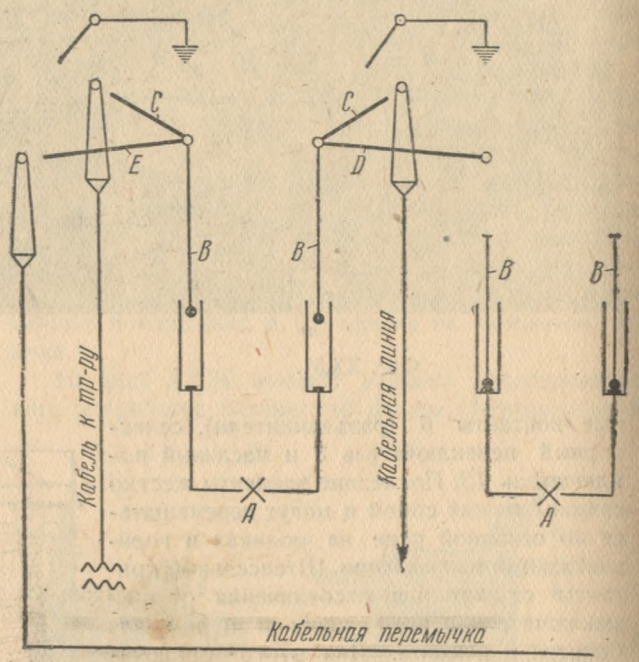
Фиг. XX,53.

нем. Внутренний изолятор может перемещаться в осевом направлении вверх и вниз, при этом конец токоведущего стержня *7*, выполненный в виде поршня, скользит по внутреннему токоведущему цилиндру основного изолятора. Таким образом подвижный стержень во всяком положении соединен с неподвижным контактом выключателя. В верхнем положении подвижного изолятора замыкается контакт в сборной коробке и выключатель присоединяется к остальному устройству. В нижнем положении изолятора контакты разомкнуты и выключатель отсоединен.

Для осмотра выключателя на месте необходимо отключить выключатель и опустить внутренние подвижные изоляторы. После этого необходимо закрыть вентили *8*, расположенные у верхних сборных коробок, и спустить масло из кожуха выключателя. В кожух можно проникнуть через лаз.

Если выключатель должен быть доставлен в мастерскую, необходимо отсоединить его полностью от верхних сборных коробок, приподнять с помощью особых приспособлений (фиг. XX,53) и выкатить (правая часть чертежа). Следует отметить, что отсоединение выключателя от остального устройства облегчается благодаря наличию эластичных соединительных деталей *9* между изоляторами и верхними сборными коробками.

На боковом виде распределительного устройства (фиг. XX,53) выключатель показан в рабочем положении, а также после выкатки. Левая часть чертежа представляет подвижный изолятор в верхнем включенном, а правая в нижнем отключенном положениях. На фиг. XX,54 дана электрическая схема рассмотренной части распределительного устройства. Здесь



Фиг. XX,54.

введены следующие обозначения: *A* — основной разрыв выключателя, *B* — внутренний подвижный изолятор, *C* — поворотный выходной линейный разъединитель, *D* — соединительное звено к смежному выключателю, *E* — поворотный разъединитель кабельной перемычки, замыкающей кольцо.

Положительные качества рассмотренного типа комплектных распределительных устройств с масляной изоляцией: большая компактность, возможность исполнения для любых напряжений и для наружной установки. Отрицательные качества: сложность конструкции и все неудобства, связанные с применением масла в качестве изоляции, как-то: опасность воспламенения, взрыва, необходимость постоянного надзора за состоянием масла.

С. Комплектные распределительные устройства без заполнения маслом

Комплектные устройства без заполнения маслом получили широкое распространение в США для напряжений до 15 kV. В этих устройствах изоляцией служит воздух, фарфор. Широко применяется дополнительная изоляция токоведущих частей путем обмотки лентой из кембрика и других материалов. Между

токоведущими частями различных фаз, как правило, предусматриваются разделяющие металлические перегородки. Разделение фаз считается обязательным во всех случаях, где имеются неизолированные токоведущие части и контакты коммутационных аппаратов. Перегородки могут отсутствовать только в том случае, если применена сплошная непрерывная изоляция. Во многих случаях, в особенности в установках больших мощностей, применяется разделение фаз перегородками и дополнительная изоляция шин.

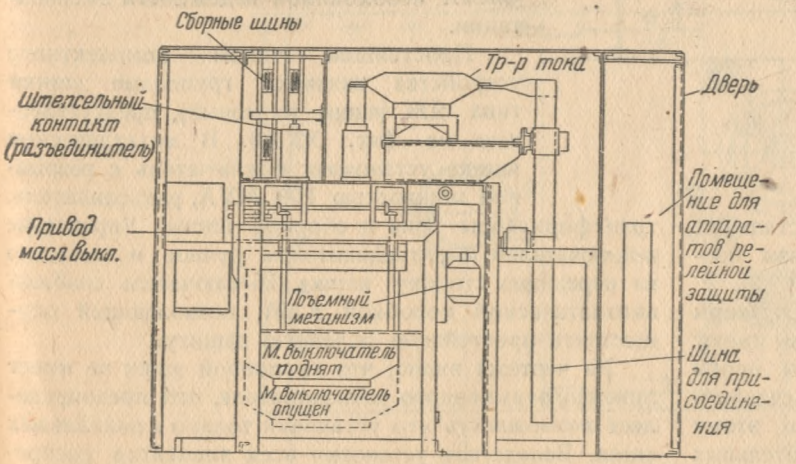
Комплектные устройства относительно небольшой мощности с выключателями до 500 MVA выполняются обычно таким образом, что выключатели с приводами могут быть отсоединены от сборных шин и выдвинуты из ячейки для осмотра, ремонта или замены. В этих устройствах, получивших название truck type [1], вместо обычных разъединителей рубящего типа применяются штепсельные контакты. Такого рода устройство было рассмотрено выше (фиг. XX,50). Комплектные устройства большой мощности с тяжелыми выключателями до 2 500 MVA выполняются с разъединителями рубящего типа. Выключатели монтируются на неподвижном каркасе. Между фазами предусматриваются разделяющие перегородки. Комплектные ячейки этого типа принято называть cubicle[2].

В более старых американских конструкциях комплектных распределительных устройств применялись масляные выключатели, многообъемные и малообъемные. В новейших конструкциях масляные выключатели заменены более совершенными воздушными выключателями и таким образом масло полностью устранено из распределительного устройства.

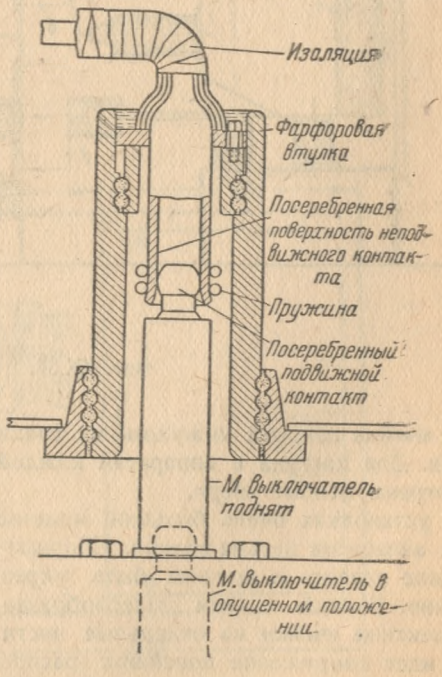
На фиг. XX,55 показано комплектное распределительное устройство первого типа (truck — type) фирмы GEC. Здесь применены масляные выключатели с большим объемом масла. В последнее время эти выключатели заменены воздушными выключателями с магнитным дутьем, имеющими те же размеры, что и старые масляные выключатели. Конструкция ячейки при этом не изменена. Шины и все токоведущие части изолированы. Выключатель, предварительно отключенный, может быть опущен (при этом штепсельные контакты размыкаются) и выдвинут из ячейки. Конструкция разъединителей штепсельного типа показана на фиг. XX,56. Измерительные приборы и реле устанавливаются в комплектной ячейке, таким образом необходимость в отдельном щите управления отпадает.

В качестве второго примера на фиг. XX,57 показана комплектная ячейка фирмы GEC с новейшим компрессорным выключателем для напряжения 15 kV и разрывной мощностью 1500 MVA типа cubicle. Выключатели здесь не выдвигаются. Осмотр и ремонт осуществляется на месте. Разъединители рубящего типа.

Комплектная ячейка состоит из двух частей: в левой части помещается воздушный выключатель *1*, в правой — шины и разъединители. Сборные шины *2* укреплены на опорных изоляторах шинных разъединителей *3*. На проходных изоляторах этих же разъединителей помещены сердечники трансформаторов тока *4*. Каждая фаза шин с соответствующим разъединителем размещена в особой ячейке. Внизу предусмотрены три ячейки для трех фаз выходных



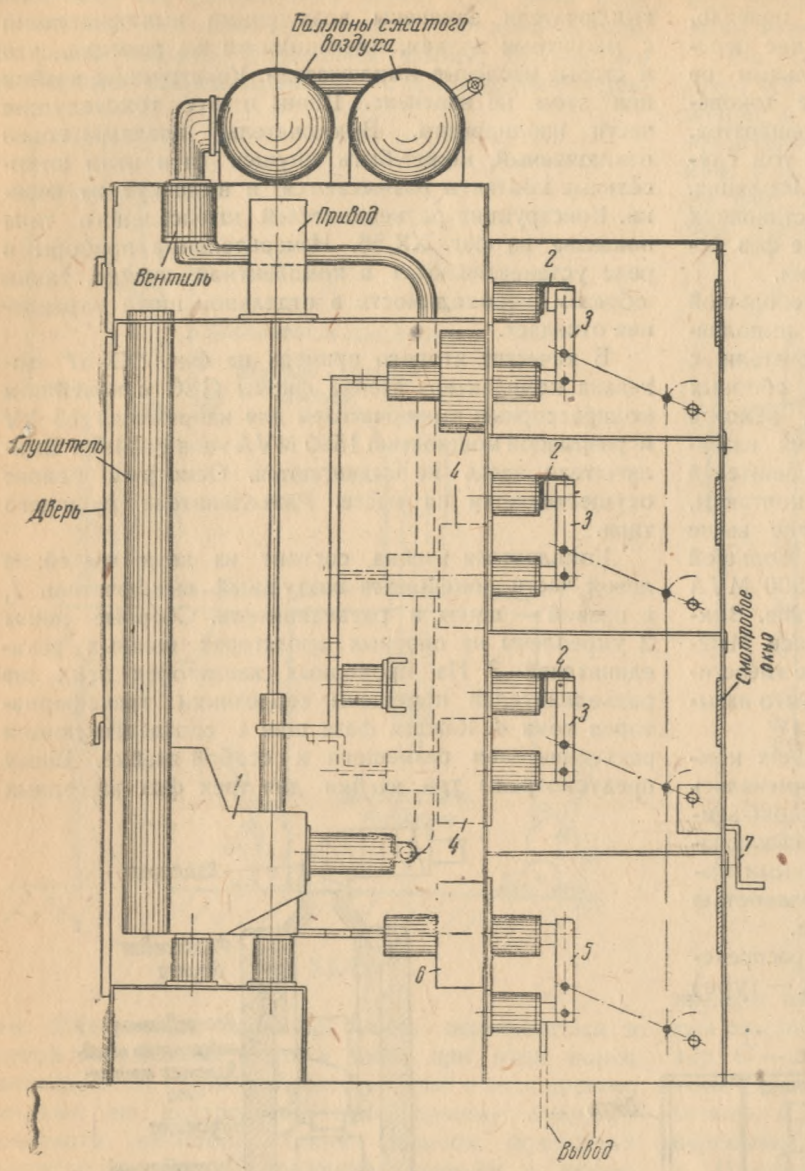
Фиг. XX,55.



Фиг. XX,56.

разъединителей *5*. На проходных изоляторах последних также имеются трансформаторы тока *6*. Все шесть разъединителей каждой цепи снабжены общим приводом *7*, который блокирован с приводом выключателя. Предусмотрено полное разделение фаз. Сна-

[1] truck (англ.) — тележка, платформа; type (англ.) — тип.
[2] Cubicle (англ.) — ячейка.



Фиг. XX,57.

ружи ячейка закрыта кожухом из тонких стальных листов. Для доступа к аппаратам каждой фазы предусмотрены особые двери.

В установках очень большой мощности размеры и вес аппаратов весьма велики. Сборные шины имеют большое сечение и должны быть укреплены особо надежно. В связи с этим целесообразно расчленить комплектные ячейки на отдельные части; по этому пути идет сооружение новейших распределительных устройств мощных электростанций в США. На заводах изготовляются отдельные части распределительных устройств — ячейки с разъединителями, выключателями, реакторами, сборными шинами и т. д., заключенные в металлические кожухи. На станциях эти отдельные ячейки монтируются в распределительные устройства и осуществляются соединения между отдельными аппаратами. Эти соединения заготовляются также на заводах, приготовляющих ячейки распределительных устройств. Монтаж сводится к сборке частей, доставленных с завода.

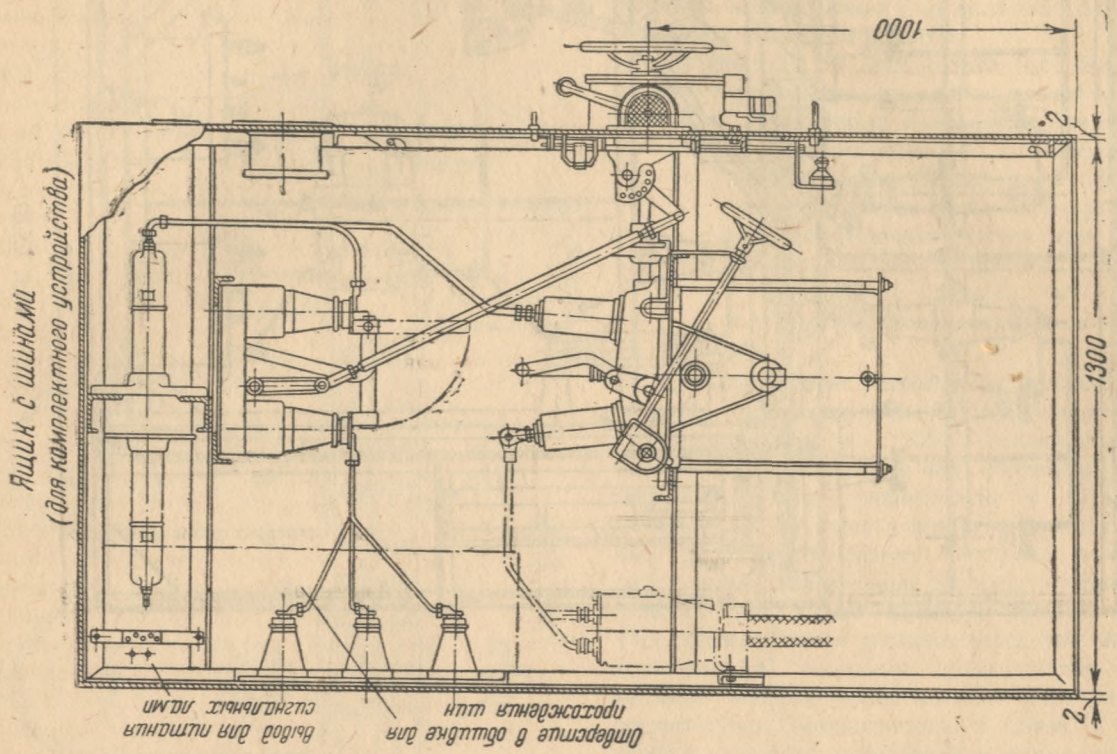
Последнее время американские заводы стали выпускать не только готовые распределительные устройства, но и целые подстанции, в которых трансформатор органически связан с конструкцией распределительного устройства; часть аппаратуры монтирована непосредственно в кожухах трансформаторов. Такие комплектные устройства называются „unit substation“ („единичные подстанции“) или „load center“ („центры нагрузок“). Эти подстанции с одним трансформатором устанавливаются в городских и сельских сетях, предназначаются также для установки в центре нагрузок внутри производственных помещений (цехов, фабрик и заводов). Для предотвращения возможности возникновения пожаров трансформаторы заполняются негорючей жидкостью, носящей название пиранола.

Американские фирмы утверждают, что применение комплектных установок в семь раз сокращает затрату материалов и в четыре раза — время на электрификацию объектов.

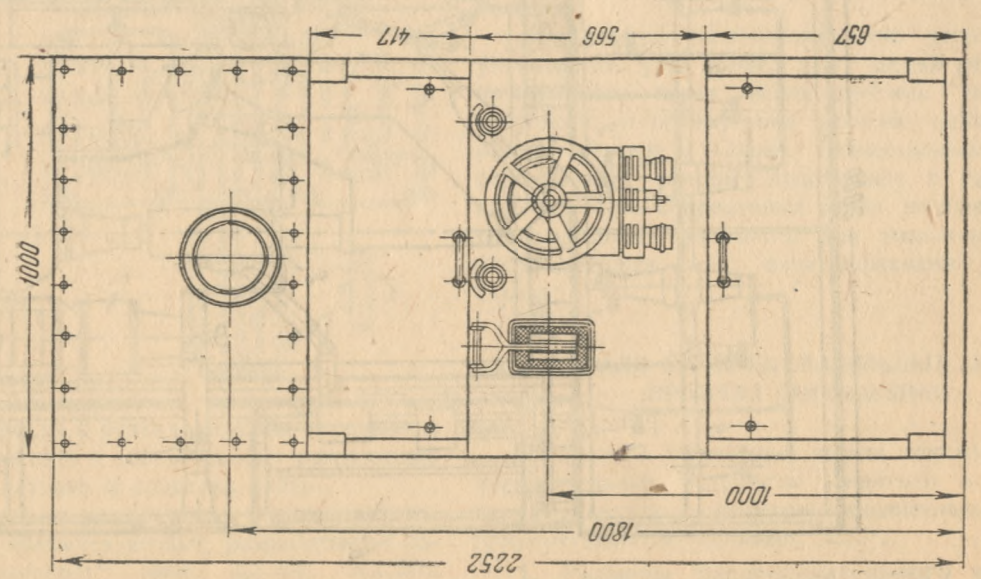
В СССР комплектные распределительные устройства получили пока очень малое распространение, что объясняется выпуском союзными заводами этих устройств в ограниченных количествах и при том таких типов, которые не обеспечивают необходимой надежности эксплоатации.

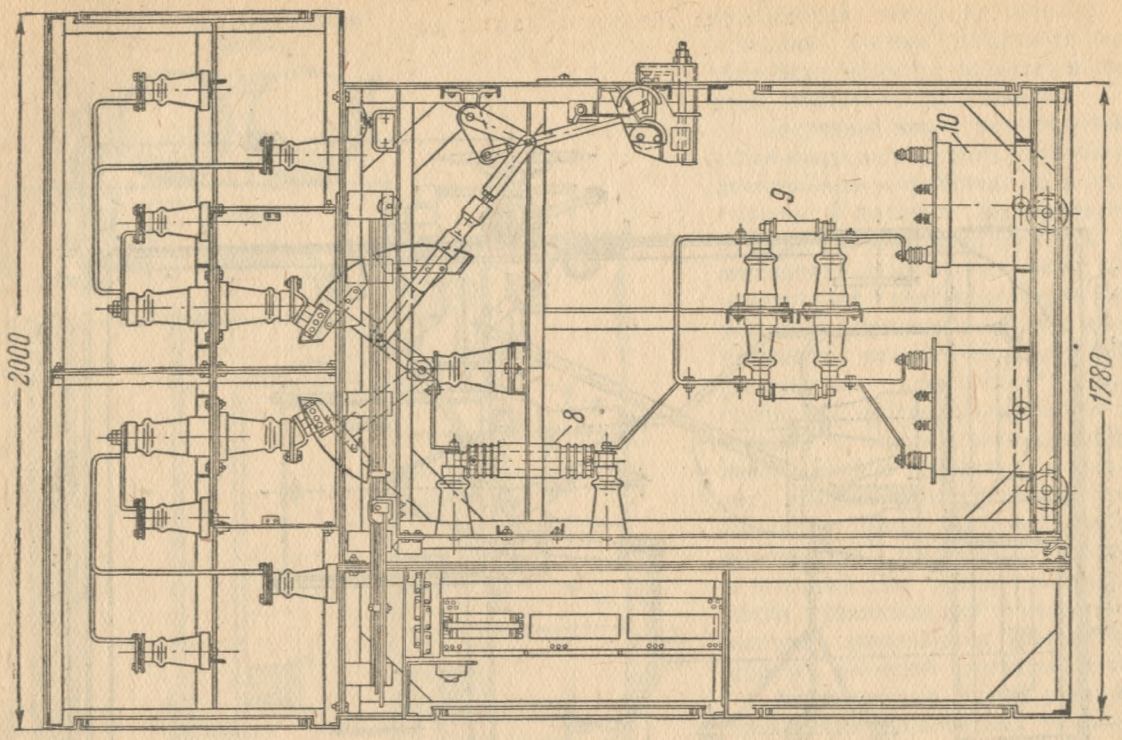
Простейшим типом комплектного устройства являются групповые ящики типа ЯЖ (ящик железный), представленные на фиг. XX,58. В металлическом ящике установлен выключатель с разрывной мощностью 100 MVA, разъединитель, трансформаторы тока и сборные шины. Управление выключателем и разъединителем ручное и вынесено на переднюю сторону ящика. Выключатель снабжен автоматической коробкой КАМ, позволяющей осуществить простейшую релейную защиту.

Из чертежа видно, что групповой ящик не имеет линейного выходного разъединителя, что предопределяет возможность его установки только в радиальных сетях. Вследствие установки всех элементов распределительного устройства в общем ящике, без деления его на отсеки и неплотности прилегания листов, закрывающих ящик, этот тип не может считаться обеспечивающим высокую надежность эксплоатации. Проникающая пыль покрывает изоляцию аппаратуры — удаление же ее вследствие наличия напряжения в ящике даже при отключенных выключателе и разъединителе невозможно. Повреждение выключателя,

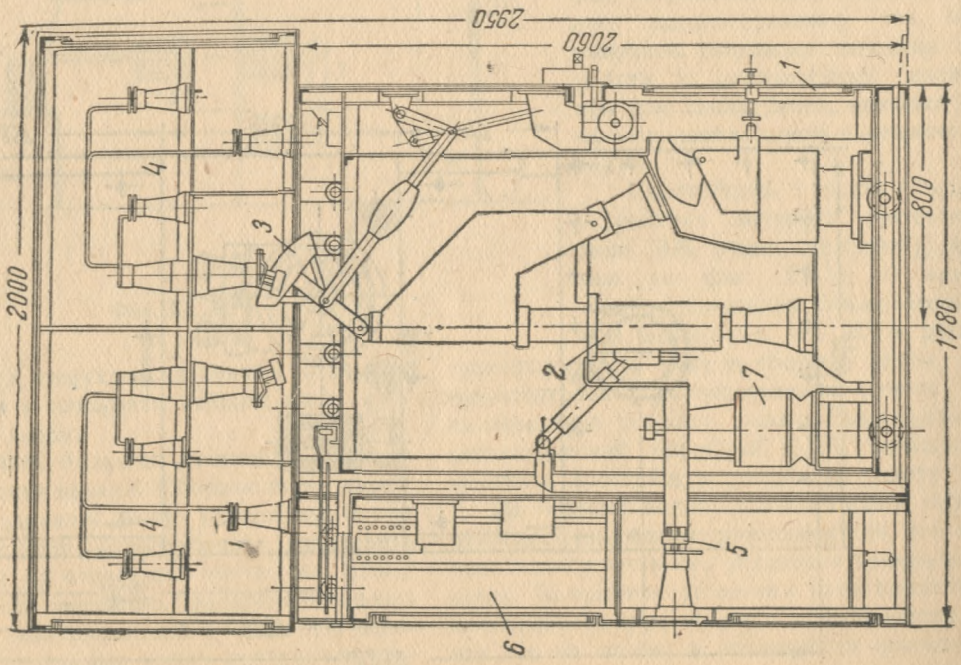

1000
2
1300
2
Ящик с шинами
(для комплектного устройства)
Отверстие в общивке для
прохождения шин
Выход для питания
оперативных цепей

Фиг. XX,58.

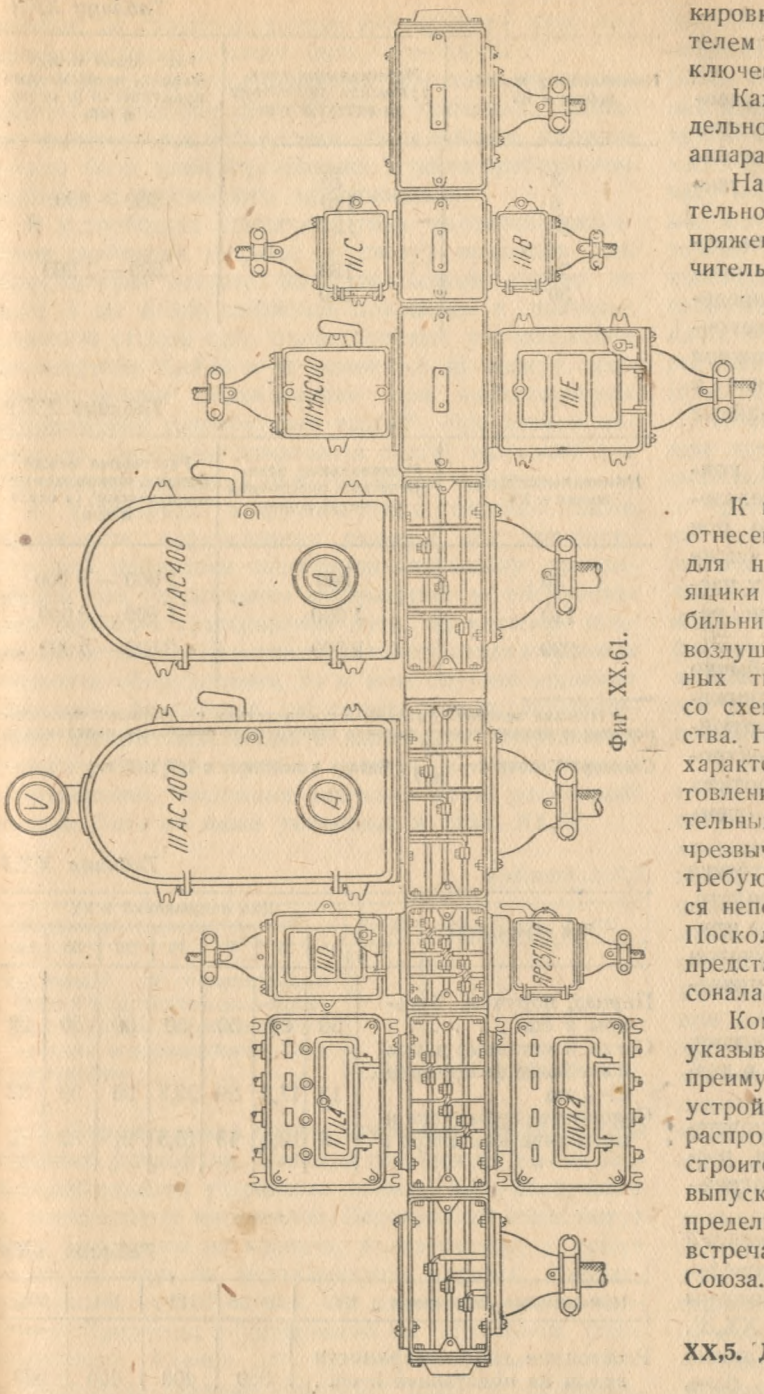

417
566
657
1000
1000
1800
2252



Фиг. XX,60.



Фиг. XX,59.



Фиг XX,61.

неправильная операция с разъединителем, перекрытие изолятора шин приведут к значительному разрушению ящика, а в ряде случаев и соседних ячеек.

Более совершенным комплектным распределительным устройством являются ячейки, разработанные заводом „Электроаппарат“ (фиг. XX,59, XX,60). Выключатель МГФ-11 *2* установлен на тележке *1*, которая может выкатываться на роликах. Предварительно должен быть отключен селекторный переключатель *3*. Размыкание штепсельного контакта *5* происходит при выкатывании тележки. Имеется блокировка, допускающая выкатку тележки с выключателем и трансформаторами тока *7* только после отключения выключателя и селекторного разъединителя.

Каждая система сборных шин *4* помещена в отдельном отсеке. Шкаф *6* предназначается для установки аппаратов релейной защиты.

На фиг. XX,60 дан разрез того же распределительного устройства по ячейке трансформаторов напряжения *10*, которые присоединяются через ограничительное сопротивление *8* и предохранители *9*.

Недостатками рассматриваемого комплектного устройства является отсутствие изоляции токоведущих частей или разделяющих перегородок между фазами.

Надежность такого устройства ниже соответствующих американских конструкций.

К комплектным устройствам должны быть также отнесены так называемые распределительные ящики для напряжений до 500 V включительно. Такие ящики с встроенными в них сборными шинами, рубильниками, предохранителями и автоматическими воздушными выключателями изготовляются стандартных типов и собираются в группы в соответствии со схемой и назначением распределительного устройства. На фиг. XX,61 показана группа из наиболее характерных типов распределительных ящиков изготовления ВЭТ. Основное преимущество распределительных ящиков перед щитами каркасного типа — чрезвычайная компактность, в связи с чем они не требуют особого помещения и могут устанавливаться непосредственно в производственных помещениях. Поскольку аппараты совершенно закрыты, они не представляют опасности для обслуживающего персонала.

Комплектные распределительные устройства, как указывалось уже ранее, дают целый ряд больших преимуществ перед всеми другими типами этих устройств, и потому они должны найти широкое распространение в Союзе. Отечественные аппаратостроительные заводы приступают к разработке и выпуску серии современных типов комплектных распределительных устройств для различных условий, встречающихся при электрификации Советского Союза.

XX,5. ДЕТАЛИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ. ПРАВИЛА СООРУЖЕНИЯ

Рассмотрим важнейшие детали конструкций распределительных устройств закрытого и открытого типа и правила сооружения распределительных устройств применительно к условиям СССР.

1. Размеры распределительного устройства. Размеры распределительного устройства определяются габаритами оборудования, подлежащего установке, требованиями безопасного и удобного обслуживания, транспорта, а также принятыми расстояниями между фазами и на землю.

2. Расстояния между фазами и на землю. При определении расстояний между фазами, а также между фазами и заземленными частями исходят из минимальных электрических расстояний, установленных для данного типа установки и данной ступени напряжения, исходя из желательного запаса электрической прочности (гл. III), при этом учитывают также ряд других требований.

Расстояния от токоведущих частей до заземленных предметов выбираются с некоторым запасом против нормированных минимальных размеров (определяемых электрической прочностью), учитывая неточность строительных и монтажных работ, возможное отклонение проводов от нормального положения в устройствах открытого типа и другие случайные факторы.

Если вблизи токоведущих частей имеются конструкции из магнитных материалов (арматура железобетонных стен, стальные каркасы), необходимо при выборе минимального приближения учитывать также электромагнитную индукцию. Это относится к частям распределительного устройства с большими рабочими токами и реакторным помещениям.

Расстояния между фазами выбираются обычно значительно больше нормированных с целью снижения вероятности междуфазовых замыканий (в устройствах с неразделенными фазами), снижения электродинамических усилий, возникающих при коротких замыканиях, и избежания коронирования при очень высоких напряжениях.

В табл. XX,1 приведены минимальные расстояния между фазами и на землю для внутренних устройств, а также расстояния между фазами, практически принимаемые в распределительных устройствах с учетом указанных выше соображений. В табл. XX,2 приведены те же величины для наружных устройств.

Как видно из таблиц, расстояния между фазами, принимаемые в распределительных устройствах в два-три раза больше минимальных нормированных.

3. Ограждение токоведущих частей. В распределительных устройствах все токоведущие части, расположенные на доступной высоте, должны быть ограждены.

В устройствах закрытого типа с напряжением свыше 1 000 V расстояния в cm в свету между токоведущими частями и постоянными ограждениями должны быть не меньше величин, указанных в табл. XX,3[1].

Все токоведущие части, расположенные в помещениях над местами прохода людей, должны быть ограждены, если высота токоведущих частей над полом меньше:

в установках с напряжением до 1 kV	2,5 m
» » » от 1 до 35 kV	3,0 m

В установках открытого типа к ограждению токоведущих частей прибегают в виде исключения, поскольку все токоведущие части, как правило, располагаются на недоступной высоте. Расстояния от наинизшей точки провода до поверхности земли при наибольшем провисании или прогибе провода должно быть не менее значений, указанных в табл. XX,4[1].

Если осуществление расстояний, указанных в таблице, для спусков к аппаратуре оказывается невоз-

[1] Правила технической эксплоатации § 572—574.

Таблица XX,1

Номинальные напряжения в kV	Минимальные электрические расстояния (в свету) в mm	Расстояния между фазами, принимаемые практически (в осях) в mm
3	75	200 — 800
6	100	
10	125	
20	180	500 — 1 200
30	260	

Таблица XX,2

Номинальные напряжения в kV	Минимальные электрические расстояния (в свету) в mm	Расстояния между фазами, принимаемые практически[1] (в осях) в mm
30	360	1 000 — 2 000
110	1 000	1 900 — 3 000
220	2 200	3 500 — 5 000

[1] Низшие значения указаны в соответствии с „Нормами проектирования и механического расчета конструкций открытых подстанций" Стандарт Главэнерго $\frac{12}{2877}$. Введен в действие с 1/V 1937 г.

Таблица XX,3

Род ограждения	Для напряжений в kV						
	1	3	6	10	20	35	110
Перила, поручни, барьеры в cm	50	50	50	50	50	50	92
Сетки и сетчатые двери с ячейками не крупнее 2×2 cm	15	17,5	20	22,5	28	39	82
Сплошные ограждения и металлические двери .	8	10,5	13	15,5	21	32	75

Таблица XX,4

Номинальные напряжения в kV	До 35	110	154	220
Расстояние до поверхности земли на подстанции в cm .	350	400	450	500

[1] Стандарт Главэнерго $\frac{12}{2877}$.

можным, то соответствующие находящиеся под напряжением части должны быть ограждены.

4. Коридоры обслуживания, проходы, проезды. Ширина коридоров обслуживания, проходов, проездов определяется габаритами оборудования, которое должно быть транспортировано, а также требованием удобного и безопасного обслуживания.

В устройствах закрытого типа высокого напряжения свободная ширина (в свету) проходов для обслуживания должна быть во всяком случае не менее 1 m между защитным покрытием и противоположной стеной при одностороннем расположении токоведущих частей и не менее 1,5 m между противоположными ограждениями при двухстороннем расположении токоведущих частей[1]. При низком напряжении свободная ширина (в свету) проходов для обслуживания должна быть не менее 0,8 m.

В установках открытого типа следует также выдерживать определенные размеры для проездов. Если под проводами подстанции или между находящимися под напряжением аппаратурой и оборудованием проходят транспортные пути, по которым производится железнодорожная, автомобильная и гужевая перевозка оборудования, то в этих случаях надлежит обеспечить безопасные расстояния между токоведущими частями подстанции и наружными очертаниями (габаритами) транспортных средств и перевозимого оборудования. Численные значения этих расстояний должны быть не ниже указанных в табл. XX,5[2].

Таблица XX,5

Номинальные напряжения в kV	До 35	110	154	220
Расстояние от токоведущих частей подстанции до наружных очертаний транспортных средств и перевозимого оборудования	100	150	225	300

5. Строительная часть закрытых распределительных устройств. Стены и перекрытия здания распределительного устройства должны быть сооружены из огнеупорных материалов. Перегородки ячеек могут быть выполнены из кирпича, железобетона, а также из легких плит на металлическом каркасе. Кирпичная кладка неудобна, так как стены получаются толстыми. Крепление оборудования на кирпичной стене затруднено. Стенки из железобетона выполняются относительно тонкими (50—100 mm) и прочными. Элементы оборудования (выключатели, разъединители, приводы) могут крепиться непосредственно к стенам без металлического каркаса. Однако процесс сооружения ячеек с железобетонными стенами и монтаж оборудования в таких ячейках крайне несовершенны (трудоемкие работы, большие сроки сооружения, неточность строительных и монтажных работ и пр.). Более совершенными являются так называемые сборные конструкции ячеек из плит (гипс, асбобетон и другие материалы) на несущем металлическом каркасе. В этом случае оборудование крепится к каркасу ячейки. Плиты не несут никакой нагрузки. Каркас изготовляется на заводе. На месте производится только сборка и крепление оборудования. Сборные конструкции позволяют значительно ускорить процесс сооружения распределительного устройства, повысить качество монтажа и снизить стоимость. Примеры сборных конструкций были рассмотрены выше (фиг. XX,27).

Помещения распределительных устройств, имеющие длину более 5 m, должны иметь не менее двух выходов, расположенных в наиболее удаленных друг от друга частях помещения[1]. Все входные двери должны открываться наружу. Двери помещений, содержащих маслонаполненные аппараты, должны быть выполнены из железа или из дерева, обитого войлоком и железом по обмазке. Устройство окон в трансформаторных помещениях запрещается. Окна в фидерных помещениях могут быть допущены только при условии, если территория, на которой они расположены, ограждена или охраняется.

Распределительные устройства в СССР с начала войны сооружаются без окон. Опыт показал, что при отсутствии окон не только повышается надежность в отношении ПВО, но увеличивается и общая надежность, улучшается использование кубатуры зданий распределительных устройств, отпадает необходимость ухода за остекленными поверхностями и ускоряется и удешевляется строительство. Качество же эксплоатации практически остается тем же, что и при наличии окон, благодаря возможности создать при искусственном освещении хорошую освещенность рабочих поверхностей. Последнее подтверждается и опытом эксплоатации распределительных устройств США, большая часть которых не имеет естественного освещения.

6. Строительная часть открытых распределительных устройств. Несущие конструкции распределительных устройств открытого типа выполняются, как правило, стальными. Положительные качества стальных конструкций заключаются в большой механической прочности, возможности изготовления стоек и траверз любых размеров применительно к любым условиям нагрузки, долговечности, удобном креплении оборудования. Наибольшее распространение получили решетчатые, клепаные, а в последнее время сварные конструкции.

Железобетонные конструкции большого распространения не имеют, несмотря на получаемую экономию металла.

Железобетонные стойки и траверзы выполняются полыми с арматурой, заложенной по периферии. Такая конструкция дает большую механическую прочность и

[1] Проект правил устройства электротехнических установок сильного тока с точки зрения безопасности. Главэнерго НКТП, 1939 г.

[2] Стандарт Главэнерго $\frac{12}{2877}$.

[1] Правила технической эксплоатации § 551—553.

уменьшает вес стоек и траверз. Недостаток железобетонных конструкций — большой вес, в связи с чем транспорт их с завода к месту установки затруднен. Из железобетона могут быть выполнены только простейшие конструкции для распределительных устройств низкого типа.

В условиях военного времени поддерживающие конструкции (опоры) на подстанциях часто выполняются деревянными. По всей вероятности это положение будет распространено и на период восстановления народного хозяйства после отечественной войны. Дерево для таких конструкций следует применять пропитанное антисептиками, предотвращающими быстрое гниение конструкций. При непропитанной древесине потребуется частая смена частей опор, что на подстанциях из-за стесненности места и наличия большого количества токоведущих цепей аппаратов крайне затруднено. При смене некоторых частей конструкций безусловно потребуется отключение цепей.

Другим фактором, говорящим против применения деревянных опор на подстанциях, является их горючесть. При пожаре на подстанции может выйти из работы ряд цепей, что и приведет к расстройству питания потребителей.

Временные подстанции и маломощные столбовые подстанции всегда выполняются с деревянными опорами.

В открытых устройствах тяжелые элементы оборудования (трансформаторы, выключатели) устанавливаются на невысоких фундаментах. Последние выполняются обычно из железобетона.

7. Транспорт оборудования. Для транспорта оборудования предусматриваются рельсовые пути и бетонные дорожки. В установках большой мощности для транспорта оборудования с заводов предусматривается подъездной железнодорожный путь. К железнодорожной ветке присоединяется рельсовый путь, проложенный вдоль фундаментов трансформаторов. На этом же пути находится трансформаторная мастерская. Таким образом транспорт трансформаторов с завода и в пределах станции или подстанции производится просто и достаточно быстро. Для перевозок трансформаторов в пределах подстанции применяется специальная тележка. В тех случаях, когда подъездной путь к подстанции отсутствует, рельсовый путь в пределах установки для транспорта трансформаторов в мастерскую все же предусматривается. Для транспорта выключателей имеются обычно только бетонные дорожки. Текущий ремонт выключателей бакового типа (МКП) производится на месте, через специальные лазы бака.

8. Расширение распределительного устройства. При проектировании и строительстве распределительного устройства необходимо предусмотреть возможность дальнейшего его расширения. Для этого заранее устанавливают направление, в котором возможно расширение, согласованное с направлением развития остальных частей станции (машинный зал, котельная и др.). Лестничная клетка сооружается в постоянном торце здания. Со стороны расширения предусматривается легкая наружная лестница, которая может быть без труда демонтирована при расширении здания. Требование легкого расширения должно также найти отражение в порядке размещения элементов оборудования в здании распределительного устройства. Это касается главным образом взаимного положения секций сборных шин и секционных узлов.

9. Освещение, отопление, вентиляция. Распределительное устройство должно быть достаточно освещено. Так как окна в зданиях распределительных устройств обычно отсутствуют и, следовательно, естественное освещение невозможно, то следует предусмотреть достаточное искусственное освещение.

Здания распределительных устройств, как правило, не требуют отопления. Исключение представляют распределительные устройства в районах с суровым климатом[1].

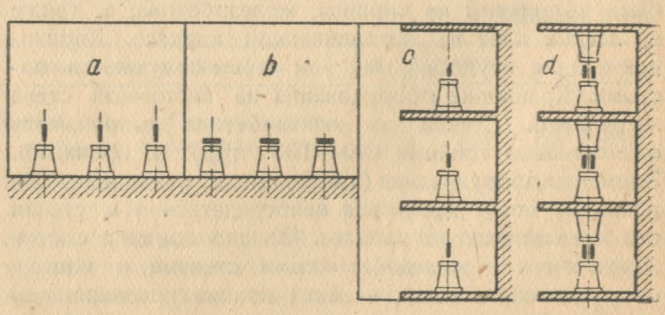
Вентиляция распределительных устройств должна обеспечивать в летнее время внутри помещения температуру, не превышающую температуру наружного воздуха больше чем на 5—10°С. Для быстрого удаления из помещений дыма, газов, копоти выполняется аварийная вентиляция.

Распределительные устройства, расположенные в зоне сильного запыления, должны быть защищены от попадания в них пыли путем уплотнения дверных проемов и сооружения зданий без окон.

10. Шины, изоляторы, шинные разъединители в устройствах закрытого типа. Ошиновка распределительного устройства должна быть выполнена с минимальной затратой цветных металлов; в то же время должна быть обеспечена достаточная механическая прочность и термическая устойчивость этих элементов.

Шины распределительного устройства могут быть не изолированы. Однако изоляция шин путем обмотки лентой из кембрика и других изолирующих материалов повышает надежность распределительного устройства и должна быть рекомендована.

Наибольшее распространение получили шинные конструкции, показанные на фиг. XX,62. Располо-



Фиг. XX,62.

жение шин в горизонтальной плоскости (фиг. XX,62a,b) применяется в установках с относительно неболь-

[1] Правила технической эксплоатации § 552, 557, 558.

шими токами короткого замыкания. Усилия, возникающие при протекании тока, вызывают здесь изгиб изоляторов. При вертикальном расположении шин (фиг. XX,62 c, d) изоляторы работают в более благоприятных условиях (сжатие, растяжение), в особенности в последнем случае, где шины укреплены сверху и снизу. Вертикальное расположение имеет еще то преимущество, что при нем могут быть выбраны большие расстояния между фазами.

При горизонтальном расположении шин (см., например, фиг. XX,22 и XX,27) изоляторы устанавливаются обычно на перегородках между ячейками. Расстояние между точками опоры (пролет) определяется шириной камеры. Этот размер достигает в установках относительно небольшой мощности 1,5 m (фиг. XX,22). При больших токах короткого замыкания такая конструкция не может обеспечить достаточной механической прочности.

Вертикальное расположение шин с изоляторами, поставленными на горизонтальных полках, имеет то преимущество, что здесь может быть выбран любой пролет между опорными изоляторами независимо от ширины ячейки (см., например, фиг. XX,28). В установках большой мощности применяется, как правило, вертикальное расположение сборных шин. На спусках от сборных шин имеет место крепление по схеме *b* (фиг. XX,62).

Из четырех конструкций, показанных на фиг. XX,62, в трех случаях (*b*, *c*, *d*) полосы шин изгибаются относительно оси большого момента сопротивления (на ребро). В первом случае (*a*) полосы изгибаются относительно оси малого момента сопротивления (плашмя) и потому последняя конструкция имеет меньшую прочность.

При двойной системе шин (например, фиг. XX,25—XX,27) необходимо предусмотреть вертикальную стенку, разделяющую две системы шин, а также горизонтальную полку между шинами и разъединителями. Назначение последней двоякое: а) обеспечить возможность безопасного ремонта одной системы шин при работе на другой системе; b) препятствовать распространению дуги на сборные шины в случае возникновения ее в результате повреждения в ячейке.

Управление разъединителями может быть ручное с помощью рычажных приводов или электрическое дистанционное. При расположении выключателей и разъединителей в различных этажах рекомендуется иметь рукоятки управления разъединителями в этаже выключателей в центральном коридоре управления (фиг. XX,28). Этим обеспечивается полная безопасность управления разъединителями. Недостаток такой конструкции заключается в том, что лицо, производящее операцию с разъединителями, не видит положения последних. Проемы в междуэтажном перекрытии устраняют этот недостаток, однако в последнее время от них отказываются во избежание распространения дыма и копоти из нижнего этажа в этаж шин. Согласно § 554 „ПТЭ" в закрытых распределительных устройствах проемы в междуэтажных перекрытиях и в перегородках должны быть закрыты и уплотнены.

11. Провода и изоляторы в открытых устройствах. В распределительных устройствах открытого типа применяются неизолированные многожильные провода и трубы. Материалом служит главным образом медь. Применение алюминия менее желательно, так как при этом усложняется конструкция зажимов и присоединение проводов к аппаратам. Сечение проводов выбирается из условий механической прочности, допустимого нагрева при нормальном режиме и при коротком замыкании. Диаметр провода должен быть достаточным, чтобы избежать коронирования.

В распределительных устройствах открытого типа благодаря малым пролетам, а следовательно, и малым стрелам провеса тяжения проводов могут быть взяты значительно меньшими, чем на воздушных линиях. Запас прочности достигает здесь четырех-пятикратной величины. Малые тяжения проводов позволяют выполнить несущие конструкции легкими и снизить вероятность обрыва провода.

Гибкие провода крепятся на несущих конструкциях с помощью оттяжных гирлянд изоляторов. В случаях применения жестких проводов они монтируются на опорных изоляторах.

12. Выключатели. Различают следующие три способа установки выключателей в устройствах закрытого типа.

1. В открытых ячейках, огороженных со стороны коридора обслуживания только металлической сеткой.

2. В закрытых ячейках с доступом из общего коридора через глухие двери (взрывные ячейки). В коридоре не должно размещаться какое-либо другое оборудование. Предусматривается аварийная вентиляция для быстрого удаления продуктов горения в случае повреждения выключателя.

3. В закрытых ячейках, расположенных у наружной стены здания с доступом только снаружи (взрывные ячейки).

По первому варианту устанавливаются безмасляные выключатели (фиг. XX,14) и малообъемные масляные выключатели (фиг. XX,28). Допускается, но не рекомендуется установка многообъемных масляных выключателей небольшой мощности [1].

Многообъемные масляные выключатели большой мощности должны устанавливаться во взрывных ячейках с выходом наружу или коридор, сообщающийся с наружным воздухом (варианты второй и третий) (фиг. XX,22 и XX,25). Выбор того или иного способа установки производится в зависимости от содержания масла в выключателе [2] с учетом также других условий. Так к устройству коридоров прибегают в

---

[1] Согласно правилам пожарной охраны в открытых ячейках допускается установка выключателей с содержанием масла до 60 kG.

[2] В закрытых ячейках с доступом из общего коридора допускается установка выключателей с содержанием масла до 250 kG. В ячейке должен быть предусмотрен порог, препятствующий вытеканию масла в коридор в случае повреждения выключателя.

тех случаях, когда здание распределительного устройства примыкает к зданию производственного помещения или распределительное устройство помещается внутри производственного помещения (устройство собственных нужд), а также в районах с сильными снежными заносами, при загрязненной или взрывоопасной окружающей среде.

Если выключатель имеет ручной привод, то последний располагается в коридоре управления на стене, отделяющей его от выключателей. При электрическом дистанционном управлении привод выключателя также размещается в коридоре управления, что обеспечивает безопасный доступ к нему.

13. Реакторы. Реакторы могут устанавливаться в открытых камерах, огражденных от коридора обслуживания только сетками (фиг. XX,15) или в закрытых камерах (фиг. XX,28). В первом случае отвод тепла, выделяемого реакторами, осуществляется путем вентиляции всего помещения в целом. Во втором случае предусматривается индивидуальная вентиляция каждой реакторной камеры. Теплый воздух удаляется из камеры непосредственно наружу. Второй способ установки реакторов сложнее, но обеспечивает большую надежность.

Размеры реакторной камеры выбираются достаточными, чтобы удобно разместить реактор и подводящие провода. При железобетонных перегородках необходимо выдержать минимальные расстояния от реактора до стен во избежание опасного нагрева арматуры индуктированными токами[1]. Высота помещения выбирается с таким расчетом, чтобы иметь достаточное место над реакторами для укрепления под потолком блока для монтажа. Реакторы должны быть прочно укреплены, так как при коротких замыканиях между фазами возникают значительные усилия.

Реакторы на очень большие номинальные токи, например, шинные реакторы мощных станций, не могут быть установлены вертикально друг над другом, поскольку вес таких реакторов велик. В этих случаях фазы реакторов устанавливаются в горизонтальной плоскости, обычно каждая фаза в особой ячейке. Преимущество такого расположения заключается в большей надежности вследствие устранения опасности междуфазовых замыканий.

14. Силовые трансформаторы. Мощные трансформаторы устанавливаются, как правило, вне зданий. В стесненных условиях строительства (городские и промышленные установки) трансформаторы обычно небольшой мощности приходится устанавливать в закрытых помещениях. В этих случаях для каждого трансформатора предусматривается изолированная камера с выходом наружу (фиг. XX,23 и XX,24). Трансформаторные камеры часто примыкают к соответствующим распределительным устройствам. Размеры трансформаторных помещений выбираются из расчета, чтобы вокруг трансформатора оставался проход шириной 0,8—1 m. Под трансформаторами предусматривается маслосборник или маслосток на случай повреждения и течи масла. Трансформаторное помещение должно хорошо вентилироваться. Для этой цели устраиваются отверстия достаточного сечения для входа воздуха снизу под трансформатор и вытяжная труба для удаления нагретого воздуха.

15. Кабели. Прокладка силовых кабелей и кабелей управления производится раздельно, так как при совместной прокладке повреждение силового кабеля может привести к повреждению цепей управления и перерыву работы установки.

Кабели управления прокладываются в неглубоких каналах в полу и закрываются цементными плитами или стальными рифлеными листами (фиг. XX,22). В установках большой мощности предусматриваются особые тоннели высотой порядка 2 m, в которых кабели укладываются вдоль его стен (фиг. XX,28). Кабельные каналы устраиваются обычно в коридоре управления, где сосредоточены приводы выключателей и разъединителей.

Для прокладки силовых кабелей также предусматриваются каналы и тоннели. Последние размещаются обычно несколько ниже уровня земли для удобного вывода кабелей наружу (фиг. XX,28). Бронированные кабели, проложенные в распределительном устройстве, должны быть освобождены от верхней джутовой оплетки во избежание опасности воспламенения и распространения огня.

XX,6. ПОМЕЩЕНИЯ ЩИТОВ УПРАВЛЕНИЯ

Для щита управления на станции или подстанции отводится особое помещение, изолированное от основных производственных помещений. Вместе с тем щит управления должен быть расположен по возможности близко от машинного зала и распределительных устройств, чтобы облегчить обслуживание и сократить длину кабелей управления. К помещению щита управления примыкают обычно помещения аккумуляторных батарей, зарядных агрегатов и прочих вспомогательных устройств.

Щит управления может быть расположен в главном здании станции или вынесен за пределы его. В последнем случае щитовое помещение вместе с вспомогательными устройствами размещается в особом здании, которое может примыкать к зданию распределительного устройства. Щитовой блок, если он отделен от здания станции, целесообразно соединить с машинным залом переходным мостиком. Щитовой блок выполняется обычно трехэтажным. В верхнем этаже размещен собственно щит управления — панели и пульты управления, панели релейной защиты и панели вспомогательных устройств. В нижнем этаже размещаются аккумуляторные батареи, зарядные агрегаты, распределительный щит освещения и некоторые служебные помещения. Средний этаж, неполной высоты (так называемый кабельный полуэтаж) предназначается для приема и распределения кабелей управления, связывающих щит с распределительными устройствами и машинным залом. Для ввода кабелей

[1] Минимальное приближение реактора к стенам, содержащим арматуру, указывается заводом и составляет примерно около половины диаметра реактора.

в полуэтаж предусматриваются вертикальные шахты достаточного сечения.

Аккумуляторные батареи устанавливаются в изолированных помещениях, с доступом в них через тамбур. Аккумуляторное помещение должно иметь хорошую вентиляцию для удаления газов, выделяющихся при работе батареи, а также паров серной кислоты, разрушающих оборудование и вредных для здоровья людей. При большой мощности батареи необходимо устройство приточно-вытяжной вентиляции. Под полом аккумуляторного помещения прокладывается вытяжной канал, в который тяжелые газы поступают через отверстия, закрытые решеткой. Кроме того предусматривается вытяжной канал под потолочным перекрытием для удаления легких газов. Из вытяжных каналов газы выбрасываются вентилятором в вертикальную шахту. Вентилятор и электродвигатель размещаются вне аккумуляторного помещения во избежание разъедания их парами серной кислоты и предотвращения возможности взрыва гремучего газа от электрической искры. Взамен удаляемого из аккумуляторного помещения воздуха в него притекает свежий воздух снаружи. Для подогрева холодного воздуха иногда прибегают к установке калориферов. В помещениях аккумуляторных батарей поддерживается некоторое разрежение, что предохраняет от проникновения газов в смежные помещения.

Пол, стены и потолок аккумуляторного помещения должны быть кислотоупорными. Пол покрывается асфальтом или метлахскими плитками. Стены и потолок покрываются кислотоупорной краской.

Аккумуляторные батареи обычно располагаются в нижних этажах здания вследствие их большого веса. Аккумуляторные элементы располагаются рядами на деревянных стеллажах с небольшим зазором между сосудами. Стеллажи изолируются от пола фарфоровыми изоляторами. Каждый элемент в свою очередь изолируется от стеллажей.

Проводка в аккумуляторных помещениях выполняется неизолированными проводами, укрепляемыми на опорных изоляторах. Во избежание разъедания парами кислоты все металлические части смазываются вазелином. Элементный коммутатор устанавливается в соседнем с аккумуляторным помещении и управляется дистанционно с главного щита управления.

XX.7. РАСПОЛОЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

Взаимное расположение электрических сооружений зависит от ряда условий, а именно: типа установки (паротурбинная станция, гидростанция, подстанция), расположения главных частей станции (котельного помещения, машинного зала, гидротехнических сооружений), электрической схемы (распределение при генераторном напряжении, число повышенных напряжений), топографии местности (главным образом для гидростанций) и др. Планировка станций и подстанций в целом является весьма ответственной задачей, поскольку от принятого при проектировании решения зависят стоимость установки и условия ее эксплоатации. Электрические сооружения, как правило, не определяют расположения основных частей станции, как-то: машинного зала, котельного помещения и тем более гидротехнических сооружений, поскольку электрическое оборудование требует относительно малого места, и таковое может быть размещено весьма различно, подчиняясь общему плану установки. Тем не менее расположение электрических сооружений в известной мере определяет стоимость установки, расход цветных металлов и отражается на работе установки.

Основные требования, которые должны быть учтены при планировке электрических сооружений, таковы:

1. Возможно большая компактность расположения электротехнических сооружений (машинный зал, распределительные устройства, трансформаторы) и такое их взаимное положение, при котором получаются кратчайшие соединения в соответствии с направлением потока мощности. Например, желательно, чтобы повысительные трансформаторы располагались по возможности ближе к машинному залу, поскольку соединения между генераторами и трансформаторами должны быть рассчитаны на большие рабочие токи. Щит управления должен быть расположен по возможности центрально по отношению к другим частям установки, чтобы сократить длину и сечение кабелей управления. Компактность расположения электрических устройств облегчает их обслуживание.

2. Удобный доступ ко всем частям электротехнических сооружений. Общая длина подъездных путей должна быть минимальна. Следует избегать лишних разветвлений рельсовых путей и пересечений.

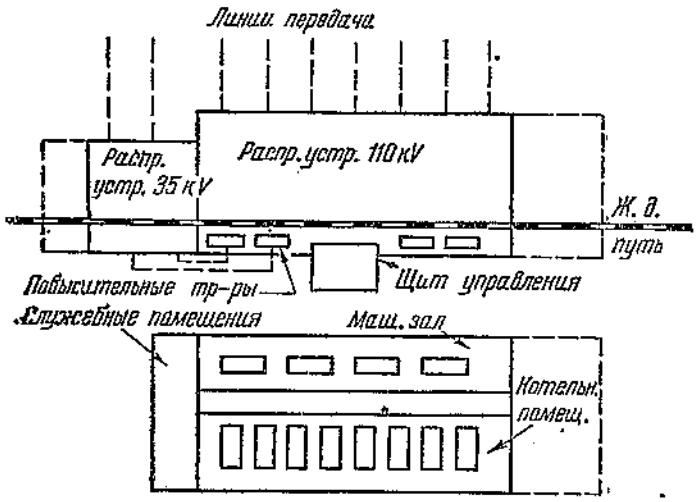
3. Удобный ввод воздушных линий повышенного напряжения и удобная прокладка кабелей.

4. Правильное расположение открытых распределительных устройств по отношению к котельному помещению и производственным зданиям с учетом направления господствующих ветров с таким расчетом, чтобы свести к минимуму загрязнение изоляции уносом золы, вредными газами, пылью и др.

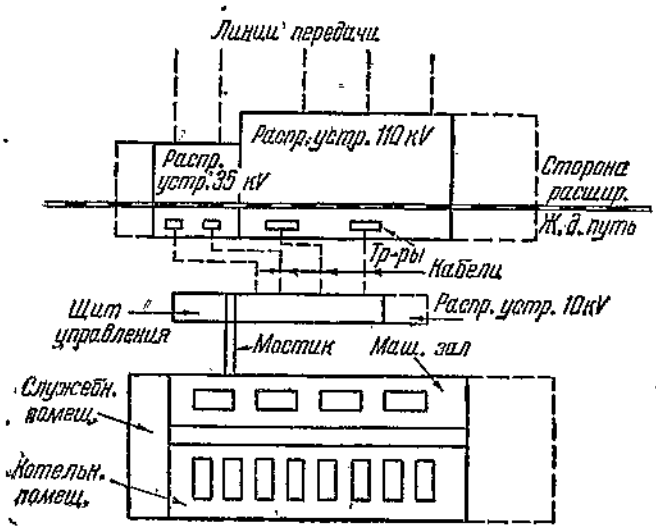
В качестве иллюстрации к высказанным соображениям обратимся к характерным общим планам паровых и гидравлических станций, а также понизительных подстанций.

На фиг. XX,63 показана часто встречающаяся схема расположения основных электротехнических сооружений паротурбинной станции районного типа. Распределение энергии производится исключительно при повышенных напряжениях, в связи с чем распределительное устройство генераторного напряжения отсутствует. Как видно из чертежа, повысительные трансформаторы расположены параллельно оси машинного зала с некоторым разрывом, обеспечивающим необходимый пожарный проезд между зданием станции и распределительным устройством. Для транспорта трансформаторов предусмотрен железнодорожный путь. Соединение генераторов с трансформаторами выполняется обычно кабелями. Соединение трансфор—

маторов с шинами повышенного напряжения осуществляется неизолированными проводами. При наличии трехобмоточных трансформаторов и двух повышенных напряжений, например, 110 и 35 kV соединение трансформаторов с шинами 35 kV может быть выполнено воздушными перемычками или кабелем. Линии 110 и 35 kV выводятся в направлении, перпендикулярном к оси машинного зала, и расходятся дальше в нужных направлениях. Здание щита управления размещается у фронта машинного зала или выносится вперед ближе к распределительному устройству. Пунктиром показано направление расширения распределительных устройств 110 и 35 kV. Рассмотренная схема расположения принята на ряде союзных станций районного типа.

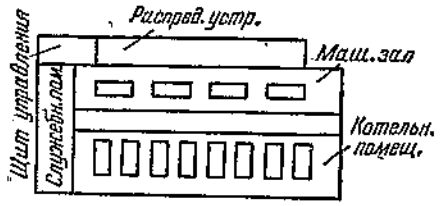


Фиг. XX,63.

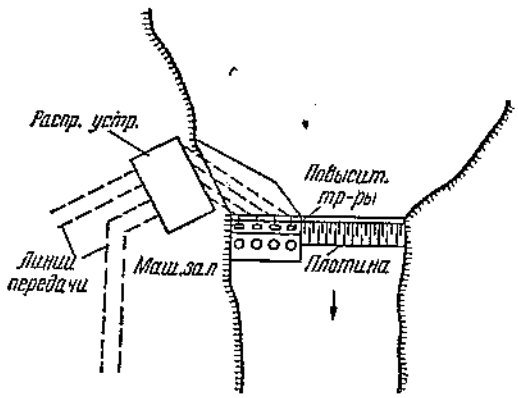


Фиг. XX,64.

На фиг. XX,64 показана наиболее распространенная схема расположения электротехнических сооружений на станциях Союза, в которой часть вырабатываемой энергии распределяется при генераторном напряжении, при этом имеются также устройства повышенных напряжений. Здание распределительного устройства генераторного напряжения и щит управления расположены здесь между машинным залом



Фиг. XX,65.



Фиг. XX,66.

и открытой подстанцией. Предусмотрены соответствующие разрывы. Общая площадь, занимаемая электротехническими сооружениями, получается достаточно большой.

Более целесообразное решение получается при расположении распределительного устройства и щитового блока непосредственно у стены машинного зала (фиг. XX,65). При этом расположении получается сокращение площади, занятой станцией, и уменьшение длины соединительных кабелей (шин) между генераторами и сборными шинами, сокращаются строительные работы и т. д.

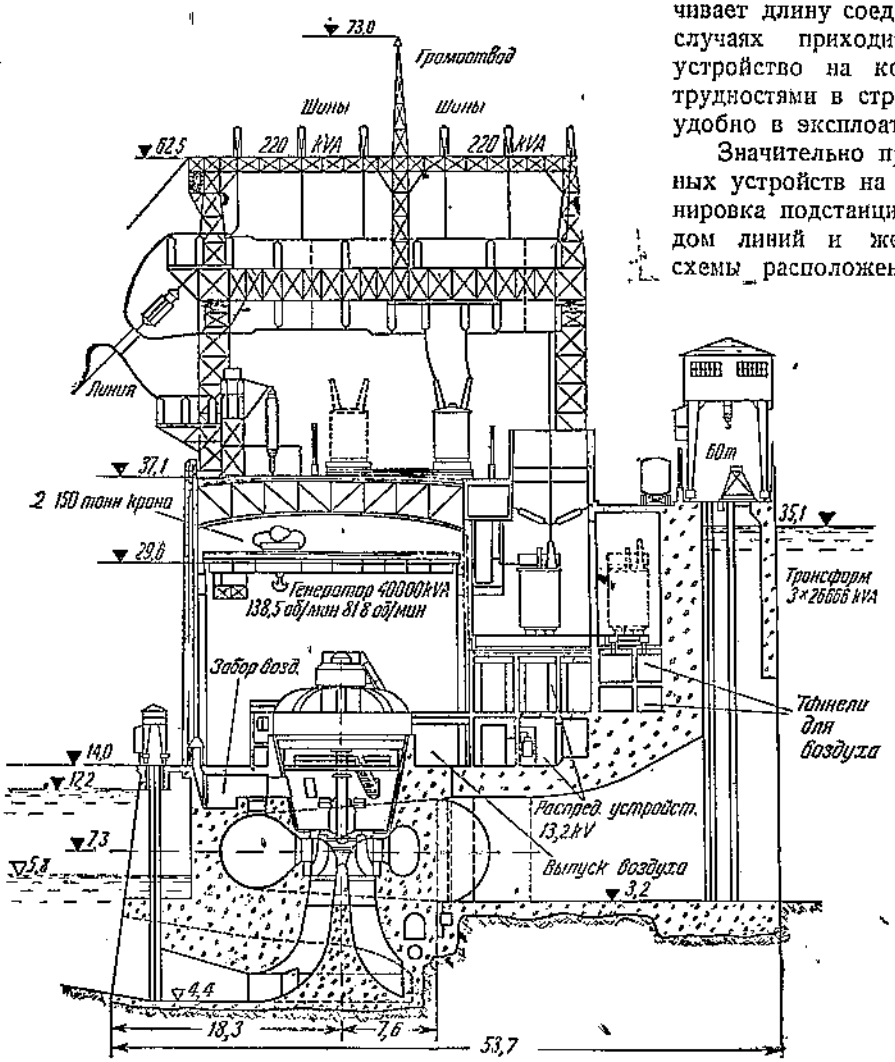
Такое расположение применяется в случаях недостатка свободной площади, например, при сооружении станции в городе или на территории завода, поскольку оно требует наименьшего участка земли. Отметим, что условия освещения машинного зала при этом ухудшаются.

Обратимся к гидростанциям. Здесь расположение электротехнических сооружений в большей мере подчиняется расположению гидротехнических сооружений.

В речных низконапорных установках, в которых здание станции является продолжением плотины (приплотинные установки), обычно удается разместить повышающие трансформаторы вдоль машинного зала на общем фундаменте (фиг. XX,66). Распределительное устройство повышенного напряжения выносится на берег. Соединение трансформаторов с шинами

повышенного напряжения осуществляется гибкими неизолированными проводами. В рассматриваемом примере провода от трансформаторов поднимаются круто вверх и перебрасываются через плотину и аванкамеру.

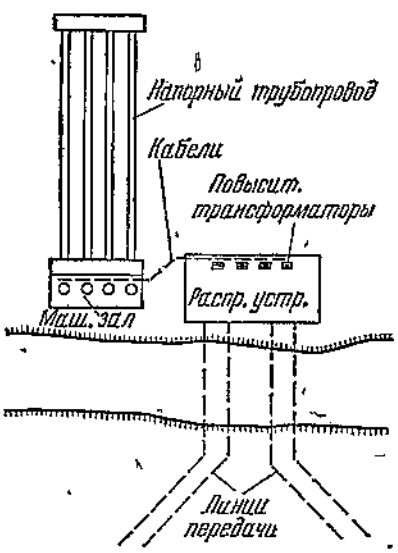
В некоторых случаях распределительное устройство повышенного напряжения размещается на крыше здания машинного зала (фиг. XX,67).



Фиг. XX,67.

устройств повышенных напряжений. Машинный зал располагается обычно у подножья горы, с которой спускаются напорные трубопроводы. Разместить распределительное устройство параллельно машинному залу часто не удается. В этих случаях трансформаторы и распределительное устройство помещаются рядом с машинным залом (фиг. XX,68), что увеличивает длину соединительных кабелей. В некоторых случаях приходится выносить распределительное устройство на косогор, что связано с большими трудностями в строительном отношении, а также неудобно в эксплоатации.

Значительно проще расположение распределительных устройств на понизительных подстанциях. Планировка подстанции определяется в основном подходом линий и железнодорожного пути. Типичные схемы расположения подстанций показаны на фиг.



Фиг. XX,68.

Наряду с большой компактностью расположение распределительного устройства на крыше машинного зала имеет и недостатки:

1. Перекрытие и стены машинного зала должны быть рассчитаны на дополнительную нагрузку веса выключателей и другого оборудования.

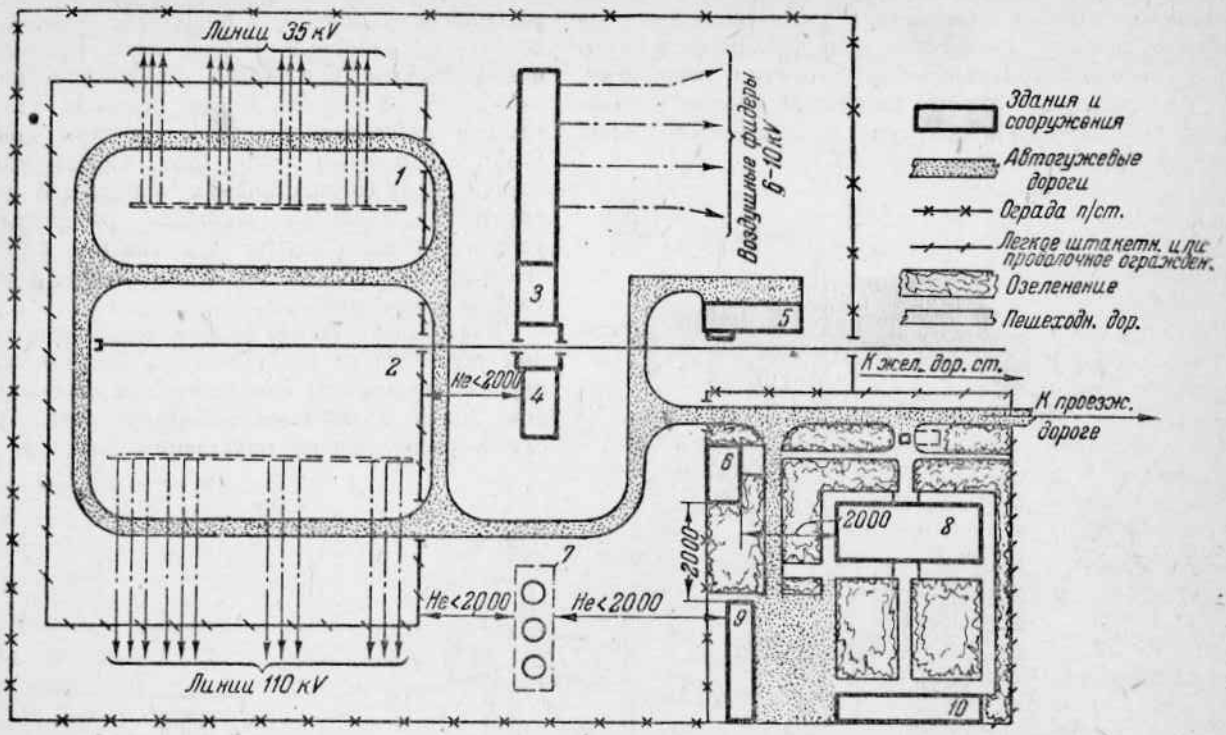
2. Площадь для размещения оборудования ограничена размерами машинного зала.

3. Должны быть предусмотрены подъемные устройства для монтажа оборудования.

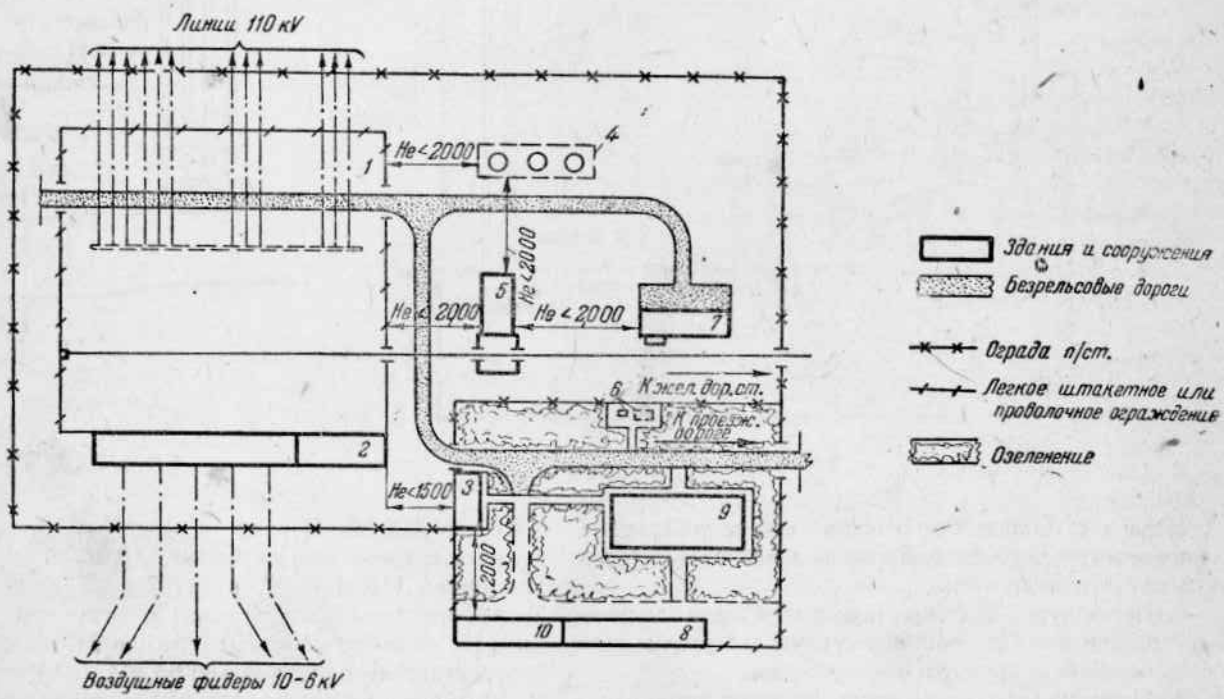
В высоконапорных установках, расположенных в ущельях с крутыми склонами, часто возникают большие затруднения в размещении распределительных

XX,69 и XX,70. Первый пример относится к подстанции с тремя напряжениями 110/35/10 kV с выводом линий 110 и 35 kV в противоположные стороны. Трансформаторы расположены на открытой подстанции. На чертеже приняты следующие обозначения: распределительное устройство 35 kV *1*, то же 110 kV *2*, закрытое распределительное устройство и щит управления *3*, трансформаторная мастерская *4*, материальный склад *5*, баки запасного масла *7*, проходная и караульное помещение *6*, жилой дом *8*, конюшня и каретник *9*, сарай при жилом доме *10*.

Второй пример относится также к подстанции с двухобмоточными трансформаторами 110/10 kV. В



Фиг. XX,69.



Фиг. XX,70.

этом случае здание распределительного устройства низшего напряжения и щита управления *2* располагается параллельно продольной оси открытой подстанции *1*. При наличии синхронных компенсаторов необходимо предусмотреть место для машинного зала. Последний пристраивается к зданию щита управления и распределительного устройства. Отметим, что специальные типы синхронных компенсаторов с водородным охлаждением могут устанавливаться непосредственно на открытом воздухе.

ГЛАВА XXI

ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

XXI,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При обслуживании электростанций и подстанций эксплоатационный персонал из соображений безопасности не должен касаться токоведущих частей распределительного устройства, находящихся под напряжением. В то же время персонал при обслуживании установки высокого напряжения постоянно соприкасается с кожухами и приводами и другими металлическими частями высоковольтных машин и аппаратов, нормально не находящимися под напряжением. В случае пробоя изоляции станина машины или кожух аппарата получают по отношению к земле повышенное напряжение, которое может быть опасным для человека. Для предотвращения появления опасного повышения потенциала на кожухах и других металлических конструкциях их соединяют с находящимися в земле проводниками, называемыми *заземлителями*, тем самым снижая потенциалы до допускаемых пределов. Такое соединение металлических частей с заземлителями называется „*защитным заземлением*“ и, как следует из сказанного, преследует цель обезопасить работу эксплоатационного персонала[1]

Кроме защитного заземления на станциях и подстанциях в ряде случаев приходится выполнять „*рабочее заземление*“. Последнее служит для устранения или уменьшения повышения напряжения токоведущих частей установки относительно земли или для обеспечения быстрого отключения поврежденного участка установки. Примером рабочего заземления может служить заземление нейтралей трансформаторов в сетях 110 kV.

В СССР, где наиболее ценными являются жизнь и здоровье человека, правильному сооружению и эксплоатации защитных заземляющих устройств должно быть уделено особое внимание, так как эти устройства непосредственно связаны с безопасностью обслуживающего персонала и людей, находящихся вблизи станций и подстанций.

Организм человека крайне чувствителен к электрическому току. Проведенные в этой области исследования показывают, что прохождение через человеческое тело тока в 0,1 А может быть смертельным. Ток выше 0,05 А является уже опасным для жизни человека; безопасным для человеческого организма можно считать ток порядка 0,03 — 0,04 А.

Величина тока, проходящего через человека, зависит от приложенного напряжения и сопротивления тела. Величина сопротивления тела человека колеблется в довольно широких пределах и зависит от того, между какими частями тела оно измеряется. Очень большое значение имеет состояние кожи: при влажной коже сопротивление понижается, при сухой и загрубевшей коже оно повышается. На сопротивление тела влияет также величина поверхности соприкосновения человеческого тела с электродами.

Данные о сопротивлении человеческого тела приведены в табл. XXI,1[1].

Таблица XXI,1

Части человеческого тела, между которыми измеряются сопротивления	Сопротивления в Ω	Состояние кожи
Рука — рука	4 000	Влажная
Рука — рука	6 000	Сухая
Рука — нога	4 500	„
Обе руки — обе ноги	2 000	„
Нога — нога (босиком)	2 000	„
Нога — нога (в ботинках)	6 500	„

Приведенные выше величины сопротивления и значения безопасного тока показывают, что человеческий организм допустимо подвергать лишь небольшим напряжениям между отдельными частями тела. Допускаемое напряжение зависит от тех условий, в которых происходит прикосновение человека к частям электрической установки, находящимся под повышенным потенциалом. В сырых помещениях, при влажной коже, в помещениях с хорошо проводящими полами — сопротивление человеческого тела понижается, а вследствие этого должно быть понижено и допускаемое напряжение. Можно считать, что напряжение в 65 V является достаточно безопасным при практически имеющих место условиях.

Увеличение мощности электрических систем в СССР значительно усложнило вопрос осуществления заземляющих устройств, удовлетворяющих предъявляемым к ним строгим требованиям. Основной причиной этого являются большие токи однополюсного короткого замыкания, достигающие в крупных системах, работающих с глухо заземленной нейтралью, нескольких тысяч ампер. В целом ряде местностей Союза устройство заземлений затрудняется высоким удельным сопротивлением грунтов.

Поскольку на электростанциях и подстанциях защитные и рабочие заземления, как правило, выполняются общими и поскольку определяющими конструкцию заземляющих устройств требованиями являются требования безопасности, в настоящем разделе книги в основном рассматриваются вопросы, связанные с устройством защитных заземлений.

[1] Ниже рассматриваются заземляющие устройства установок высокого напряжения. Вопросы, связанные с заземлением и занулением установок с напряжением ниже 1 000 V, рассматриваются в курсах „Техника безопасности“.

[1] Schiesser, Bullet SEV, № 7 — 8, 1923 г.

XXI,2. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Для облегчения понимания вопросов, связанных с заземляющими устройствами, познакомимся прежде всего с основными определениями и терминологией, применяемой в этой области техники.

1. Земля. Под „землей" следует понимать такие точки почвы, находящиеся вне сферы влияния токов замыкания на землю, потенциал которых практически может быть принят равным нулю.

При прохождении тока через сосредоточенный заземлитель (вертикальная труба или пластина) все точки, лежащие далее 20 м от него, практически удовлетворяют этому условию. При более сложной форме заземляющего устройства с распределенными заземлителями это расстояние значительно больше и может быть определено только непосредственно измерением.

2. Заземляющий электрод или заземлитель — металлический проводник (или группа проводников), находящийся в непосредственном соприкосновении с почвой и имеющий назначение создать с землей электрическое соединение определенной проводимости.

3. Заземляющие провода и шины — металлические проводники, соединяющие заземляемые части электрической установки с заземлителями. Голые соединительные провода и заземляющие полосы, лежащие в почве, рассматриваются как часть заземлителя.

4. Заземляющее устройство — совокупность заземлителей и заземляющих проводов и шин.

5. Заземление — преднамеренное соединение какой-либо части установки заземляющими проводами или шинами с заземлителем.

6. Сопротивление заземления — отношение напряжения между заземленным предметом и „землей" ко всему току, протекающему через заземлители в почву.

7. Замыкание на землю — возникшее вследствие нарушения изоляции соединение с землей какой-либо части установки, нормально изолированной от земли и находящейся по отношению к ней под напряжением. Следует строго различать термины „заземление" и „замыкание на землю".

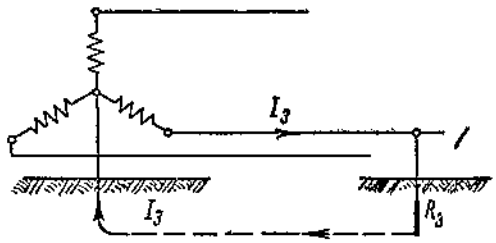
8. Ток замыкания на землю — ток, возникший вследствие нарушения изоляции и проходящий в землю через место замыкания.

XXI, 3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛОВ ПО ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ ПРИ ПРОТЕКАНИИ ТОКА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

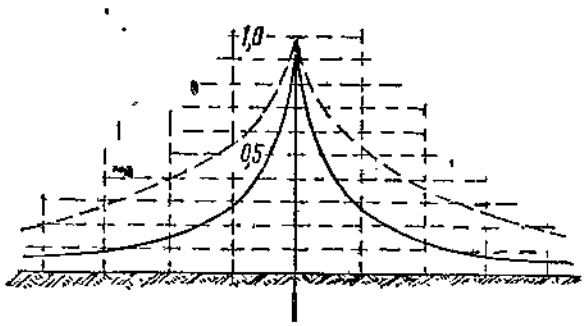
Если одну из фаз трансформатора низкого напряжения, работающего с заземленным нулем, соединить с находящейся в земле трубой (фиг. XXI,1), то по образовавшемуся контуру потечет ток $I_з$. Вследствие прохождения тока $I_з$ через заземляющее сопротивление трубы $R_з$ последняя получит по отношению к земле напряжение

$$U_з = I_з \cdot R_з.$$

Ток протекает по трубе, переходит в почву через частицы ее, соприкасающиеся с трубой, причем плотность тока по всей поверхности трубы при однородном грунте будет одинакова. По мере удаления от трубы плотность тока в земле будет понижаться и сопротивление земли растеканию тока будет уменьшаться.



Фиг. XXI,1.



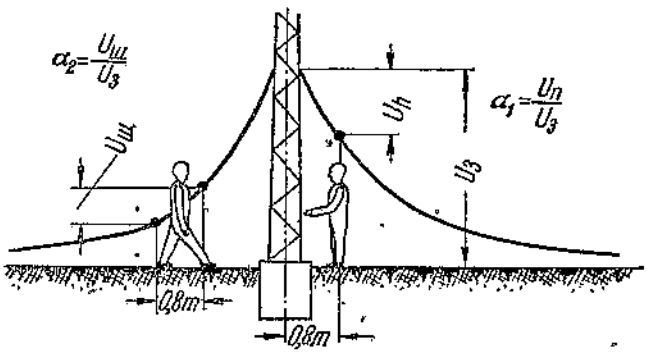
Фиг. XXI,2.

Если измерять потенциалы на поверхности земли в разных расстояниях от трубы, то окажется, что прилегающие к трубе слои почвы имеют потенциал, близкий к потенциалу трубы. По мере удаления от трубы потенциал на поверхности земли падает. Вблизи трубы падение потенциала происходит резко (фиг. XXI,2, сплошная линия), затем градиенты потенциала становятся меньше, и на расстоянии примерно 20 м от трубы потенциал поверхности земли практически становится равным нулю.

При заземляющих электродах в виде стальной ленты, проложенной горизонтально в земле, растекание тока в землю будет происходить по всей длине ленты. Произведенные измерения показали, что спад потенциала по поверхности земли в направлении, перпендикулярном ленте, происходит менее резко, чем при одном вертикальном трубчатом заземлителе (фиг. XXI,2, пунктирная линия), что объясняется влиянием всей длины ленты на повышение потенциала в каждой точке поверхности земли.

Если к металлическому предмету, находящемуся под повышенным потенциалом относительно „земли", вследствие прохождения по нему тока замыкания на землю прикоснется человек, то его рука окажется под повышенным потенциалом, равным потенциалу на заземленном предмете. Но для человеческого тела опасен не абсолютный потенциал, под которым он

находится, а разность потенциалов между отдельными частями его тела. Обращаясь к кривой спада потенциала по поверхности земли вокруг находящегося под напряжением заземляющего электрода (фиг. XXI,3), можно видеть, что человек, стоящий



Фиг. XXI,3.

у заземленной конструкции и прикасающийся к ней рукой, попадает под разность потенциалов (между рукой и ногами), равной только части полного потенциала на заземляющей системе.

Эта разность потенциалов, называемая напряжением прикосновения, определяется как напряжение между заземленным предметом и точкой земли, где находятся ноги человека. При расчетах это расстояние принимается равным 0,8 м.

Отношение напряжения прикосновения $U_п$ к полному потенциалу на заземляющей системе $U_з$ называется коэфициентом прикосновения и обозначается буквой α_1:

$$\alpha_1=\frac{U_п}{U_з}.$$

При прохождении человека по поверхности земли в случаях протекания тока через заземляющие электроды он попадает под разность потенциалов между ногами, как это видно из фиг. XXI,3. Эта разность потенциалов называется напряжением шага или шаговым напряжением и определяется при расчетах, принимая шаг человека 0,8 м.

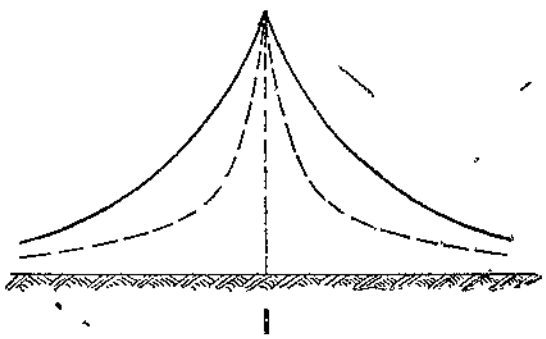
Отношение напряжения шага $U_ш$ к полному потенциалу на заземляющем электроде $U_з$ называется коэфициентом шага и обозначается через α_2:

$$\alpha_2=\frac{U_ш}{U_з}.$$

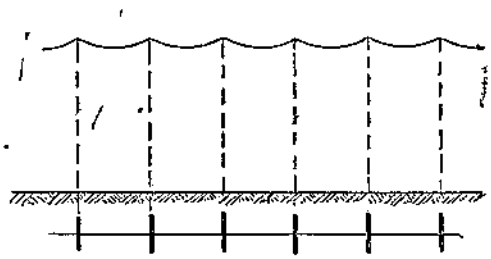
В расчетах заземляющих устройств одними из основных параметров являются коэфициенты прикосновения и шага и поэтому остановимся на них несколько подробнее. Предположим, что в землю по прямой линии забит ряд труб, находящихся на некотором расстоянии друг от друга. Если к трубам поочередно подавать напряжение $U_з$ то около каждой из них по поверхности земли получилось бы распределение потенциалов, показанное пунктиром на фиг. XXI,4. Наблюдалось бы резкое снижение потенциала во всех направлениях вокруг трубы и, следовательно, большие коэфициенты прикосновения и шага.

Соединим теперь все эти трубы между собой проводниками, проложенными в земле, и пропустим через заземляющую систему такой ток, чтобы на ней установилось по отношению к „земле“ то же напряжение $U_з$, как и ранее на одиночно расположенных трубах. Промеряя потенциалы на поверхности земли в направлении, перпендикулярном к линии труб, получим, что в этом случае спад потенциала будет значительно более пологим, чем при одиночных трубах (фиг. XXI,4, сплошная линия). Последнее объясняется взаимным влиянием труб друг на друга (подробнее см. стр. 361). Совершенно очевидно, что при ряде труб, соединенных проводником, значения коэфициентов прикосновения и шага будут меньшими, чем при заземлителе в виде одной трубы.

Если измерить потенциалы на поверхности земли вдоль линии труб, то получим кривую спада потенциалов, изображенную на фиг. XXI,5. Снижение потенциала на участке между двумя трубами будет небольшим, поскольку трубы и соединяющая их



Фиг. XXI,4.



Фиг. XXI,5.

лента будут сильно влиять на повышение потенциала земли вдоль линии труб. В этом направлении шаговые напряжения и напряжения прикосновения получаются незначительными.

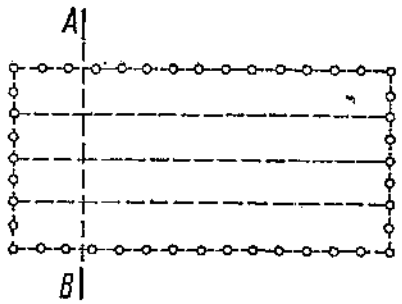
В расчетах заземляющих устройств при ленточных электродах или электродах, состоящих из соединенных полосой труб, для коэфициентов прикосновения и шага, очевидно, следует брать значения, относя-

щиеся к направлению, перпендикулярному к линии заземлителей, так как эти значения обусловливают более высокие, а следовательно, и более опасные напряжения прикосновения и шага.

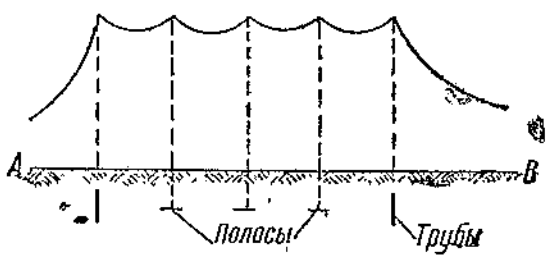
Свойством нескольких рядом расположенных электродов выравнивать потенциал по поверхности земли широко пользуются при осуществлении заземляющих устройств в установках с большими токами замыкания на землю, т. е. с большими потенциалами на заземляющей системе (500 V и выше).

Одним из наиболее эффективных и распространенных способов выравнивания потенциалов является создание замкнутых заземляющих контуров из труб и полос вокруг распределительных устройств. При этом потенциалы внутри контура возрастают, а разности потенциалов и, следовательно, коэфициенты прикосновения и шага уменьшаются.

Дальнейшее снижение напряжений прикосновения и шага при больших периметрах заземляющего контура (например, на открытых подстанциях) производится прокладкой внутри контура нескольких параллельных полос, связанных с заземляющими электродами (фиг. XXI,6). Полосы укладываются на глубине 0,3 — 0,5 m от поверхности земли.



Фиг. XXI,6.



Фиг. XXI,7.

На фиг. XXI,7 показано распределение потенциалов на поверхности земли по линии *AB* фиг. XXI,6. Как видно из фигуры, более резкий спад потенциала получается за пределами контура, а более пологий внутри контура.

В табл. XXI,2 приведены значения коэфициентов прикосновения, рекомендованные при расчетах заземления электрических установок.

Таблица XXI,2

Расчетные величины коэфициентов прикосновения

Типы заземлений	Коэфициенты прикосновения
Сосредоточенные заземления без контура . .	0,75
Контурное заземление, состоящее из труб, соединенных полосой внутри кирпичного здания, при ширине последнего не более 15 m	0,5
То же, что в п. 2, но при заземлении всех без исключения металлических частей .	0,25
То же, что в п. 2, но в железобетонном здании	0,25
Контур из полосы без труб, расположенный на глубине не более 0,5 m в открытых распределительных устройствах	0,5
То же, что в п. 5, но с трубами на расстоянии 5—6 m друг от друга	0,4
То же, что в п. 6, но с трубами на расстоянии 2—3 m друг от друга	0,35
То же, что в п. 6 и при устройстве дополнительных защитных контуров вокруг фундаментов аппаратуры, расположенных внутри основного контура	0,2

XXI,4. РАСЧЕТНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИКОСНОВЕНИЯ

Ввиду трудности достижения в ряде случаев низких напряжений прикосновения приходится учитывать факторы, позволяющие повысить расчетные напряжения прикосновения. К таким облегчающим факторам относится малая вероятность прикосновения к заземленным предметам в момент повышения на них потенциала при кратковременном прохождении тока замыкания на землю через заземляющие электроды. Эта вероятность прикосновения характеризуется длительностью протекания тока замыкания на землю и длительностью прикосновения персонала к заземленным предметам.

По длительности прикосновения следует различать установки следующих категорий:

1. Установки без обслуживающего персонала, на которых персонал бывает лишь периодически. Вероятность прикосновения к заземленным предметам в момент повышения потенциала на них будет наименьшая.

2. Электрические установки с постоянным обслуживающим персоналом, на которых вероятность прикосновения к имеющим повышенный потенциал предметам будет больше, так как персонал, обслуживая установку, периодически прикасается к заземленным машинам и аппаратам.

3. Электроустановки в производственных помещениях, на которых рабочие имеют постоянное прикосновение к заземленным металлическим частям станков и машин.

В этих установках попадание даже под кратковременное повышение потенциала на заземленных

предметах наиболее вероятно. В соответствии с этим нормами для каждой из этих установок принимаются различные расчетные напряжения прикосновения, как это видно из табл. XXI,3.

Таблица XXI,3

Расчетные напряжения прикосновения

Характер установки	Допускаемые напряжения прикосновения в V
Электрические установки станций и подстанций, обслуживаемые дежурным персоналом	150
Установки без дежурного персонала, запертые на замок	200
Электроустановки в производственных помещениях независимо от характера помещения и напряжения установки	65
Металлические опоры линий передач:	
а) С большим движением в полосе трассы участка линии независимо от того, заземлена или не заземлена нейтраль	150
b) С малым движением в полосе трассы при прохождении участка линии через малонаселенные местности:	
для линий с незаземленной нейтралью	300
для линий с заземленной нейтралью	500

Примечание. При прохождении линии по ненаселенной местности устройства заземления опор не требуется.

Точно так же принимаются различные расчетные напряжения прикосновения для линий передач в зависимости от того, проходят ли они по трассе с большим или малым движением (см. табл. XXI,3).

По длительности протекания токов замыкания на землю следует различать установки с заземленной и незаземленной нейтралью.

1. Установки с заземленной нейтралью характеризуются кратковременным протеканием токов замыкания на землю, так как поврежденная часть установки быстро отключается соответствующими автоматическими выключателями.

Существование повышенных потенциалов при замыканиях на землю на этих установках будет кратковременно, а следовательно, вероятность попадания под эти потенциалы — меньше.

2. Установки с незаземленной нейтралью, в которых, как правило, токи замыкания на землю будут существовать длительно, что в свою очередь обусловливает длительное повышение потенциалов на заземленных частях установки. Вероятность попадания под повышенный потенциал в этих установках будет значительно выше.

В соответствии с различной степенью вероятности попадания под повышенные потенциалы в установках с заземленной и незаземленной нейтралью следовало бы рекомендовать различные расчетные напряжения прикосновения.

[1] Величины расчетных напряжений прикосновения взяты из правил устройства электроустановок промпредприятий.

В табл. XXI,3 расчетные напряжения для линий учитывают длительность протекания токов, а расчетные напряжения для электроустановок даются одинаковыми для заземленной и незаземленной нейтрали.

Следовало бы для электроустановок с обслуживающим персоналом принять величину напряжения прикосновения при заземленной нейтрали выше, чем при незаземленной.

В настоящее время проводится разработка норм по защитным заземлениям, где эти вопросы получат уточнение.

XXI,5. РАСЧЕТНЫЕ ТОКИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Расчет защитного заземления на электростанциях и подстанциях, как для установок с заземленной, так и для установок с незаземленной нейтралью, ведется на ток однополюсного замыкания на землю. Расчет заземляющего устройства на двухполюсное замыкание на землю не производится. Последнее объясняется следующими соображениями.

В установках с заземленной нейтралью при однополюсных замыканиях на землю происходит автоматическое отключение поврежденного участка и потому вероятность возникновения двухполюсного замыкания на землю мала и может не учитываться.

В установках с незаземленной нейтралью или с нейтралью, заземленной через большое сопротивление, если приняты специальные меры, вероятность двухполюсного замыкания на землю также невелика. К специальным мерам по союзным «Правилам и нормам» относятся устройства для контроля за состоянием изоляции, сигнализирующие появление однополюсного замыкания на землю для принятия мер к скорейшему его устранению.

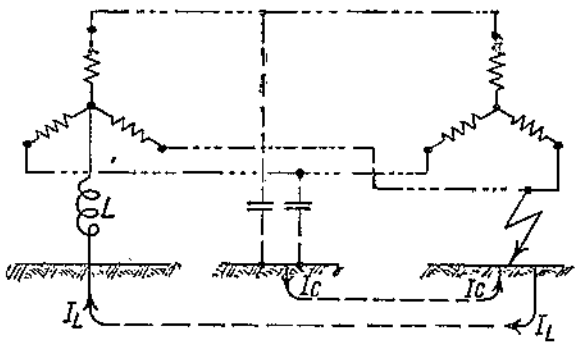
За расчетный ток для заземляющего устройства в установках с незаземленной нейтралью, не имеющей дугогасящих аппаратов, следует принимать полный емкостный ток всей электрически связанной сети. При пробое изоляции на станции или подстанции через заземляющую систему пройдет полный емкостный ток сети. В ином положении будут находиться системы с незаземленной нейтралью, имеющие дугогасящие аппараты. В этом случае через заземляющее устройство подстанции (станции), на которой установлены дугогасящие аппараты, при однополюсном замыкании на землю может протекать ток, равный номинальному току дугогасящих аппаратов (фиг. XXI,8). Последний и должен быть принят за расчетный для заземляющих устройств этой подстанции

$$I_{p1} = I_L.$$

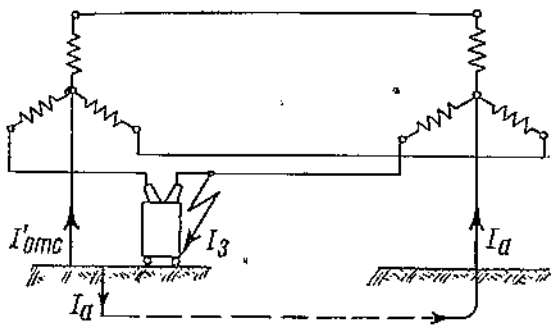
Как видно из схемы фиг. XXI,8, на подстанции без дугогасящих аппаратов через заземляющее устройство этой подстанции проходит разность токов I_C и I_L, т. е. нескомпенсированный емкостный ток системы, равный

$$I_{p_2} = I_C - I_L.$$

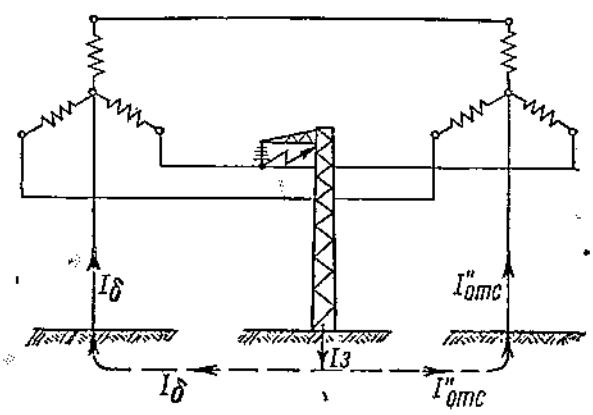
Естественно поэтому вести расчет заземляющей системы такой подстанции на максимально возможный нескомпенсированный емкостный ток, который принимается согласно правилам и нормам равным 20% от полного емкостного тока, т. е.



Фиг. XXI,8.



Фиг. XXI,9.



Фиг. XXI,10.

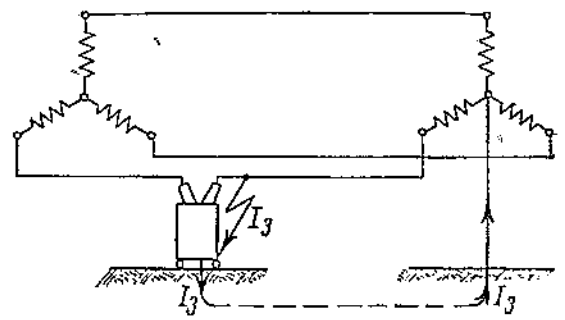
$$I_{p_3} = 0{,}2 \cdot I_C.$$

В сетях с глухозаземленной нейтралью за расчетный ток принимается ток однополюсного замыкания на землю, причем учитывается распределение этого тока между всеми заземленными нейтралями трансформаторов системы. Расчетным случаем для этих установок может быть или замыкание на данной подстанции (станции), или в сети, или на другой подстанции (станции). Поясним сказанное примерами.

Возьмем систему, в которой глухое заземление нейтралей выполнено на всех станциях и подстанциях (фиг. XXI,9). При замыкании на землю на данной подстанции через ее заземляющее устройство пройдет лишь часть полного тока $I_з$. Часть тока $I'_{отс}$ пройдет помимо заземлителей по заземляющим шинам к нейтрали трансформатора этой же подстанции. Ток через заземляющие электроды составит, следовательно,

$$I_a = I_з - I'_{отс}.$$

Если замыкание на землю произойдет вне данной установки (фиг. XXI,10), то через заземляющее устройство рассматриваемой подстанции (станции) пройдет разность полного тока замыкания на землю $I_з$ и токов отсоса через заземленные нейтрали других станций и подстанций $I''_{отс}$, равная



Фиг. XXI,11.

$$I_б = I_з - I''_{отс}.$$

Разберем теперь случай работы данной подстанции с незаземленной нейтралью при глухом заземлении нейтралей на всех прочих станциях и подстанциях (фиг. XXI,11). При повреждении изоляции на рассматриваемой подстанции через заземляющее устройство пройдет полный ток однополюсного замыкания на землю $I_з$, и потому он должен быть взят за расчетный:

$$I_p = I_з.$$

При проектировании заземляющих устройств на станции (подстанции) нужно, учитывая схему работы данной станции (подстанции), установить, какой из рассмотренных выше случаев обусловливает наибольший расчетный ток, и по нему вести проектирование заземления.

XXI,6. ЗАЗЕМЛИТЕЛИ И ИХ СОПРОТИВЛЕНИЯ РАСТЕКАНИЯ

Величина сопротивления растекания заземляющего устройства в очень сильной степени зависит от свойств грунта, в котором проложены заземлители. Сырые глинистые грунты обусловливают малые величины

сопротивлений растеканий тока от заземлителей в почву; наоборот, сухие песчаные и скалистые грунты дают большие сопротивления. Проводящая способность земли характеризуется величиной удельного сопротивления, представляющего сопротивление протеканию тока через объем земли в 1 $см^3$.

Значения удельных сопротивлений ρ для различных грунтов приведены в табл. XXI,4.

Таблица XXI,4

Удельные сопротивления грунтов

Грунты	Содержание влаги в % по весу	Удельные сопротивления $\rho \times 10^4 \Omega \cdot см$
Песок	2,5	37
"	12	11
Суглинок	7,5	2,5
"	15 — 20	0,6 — 0,4
Глина	20 — 25	0,2 — 0,15
Чернозем	2,5	25
"	15	1,9
Песчаное дно реки	—	1,8
Речная вода	—	10
Морская вода	—	0,01 — 0,05

Указанные в табл. XXI,4 значения являются средними и могут приниматься лишь при предварительных расчетах заземляющих устройств.

При проектировании заземляющих устройств необходимо для каждой установки производить на месте измерения удельных сопротивлений почвы.

Следует отметить, что проводимость почвы значительно меняется в зависимости от времени года: в летние сухие, а также в зимние морозные месяцы проводимость уменьшается. Наоборот, в сырые осенние и весенние месяцы проводимость увеличивается. В расчет всегда должна вводиться минимальная проводимость за год.

Трубчатые заземлители. Наиболее употребительными искусственными заземлителями являются стальные трубы диаметром 25—50 мм, длиной 2—3 м. Сопротивление растеканию одной трубы может быть подсчитано по следующей формуле

$$R_0 = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot \ln \frac{4l}{d},$$

где ρ — среднее удельное сопротивление грунта в $\Omega \cdot см$;

l — длина трубы в см;

d — наружный диаметр трубы в см.

Если забить ряд труб и соединить их между собой проводниками, то сопротивление такой системы уменьшится непропорционально количеству труб. Сопротивление системы труб получится больше величины $\frac{R_0}{n}$, где n — число труб, а R_0 — сопротивление одной трубы.

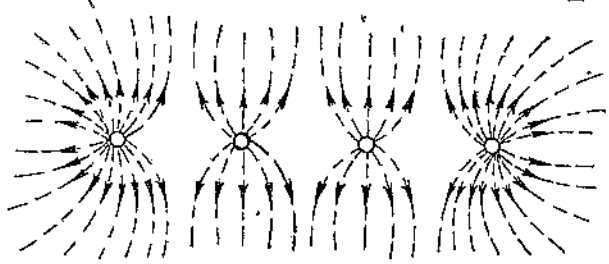
Объясняется это взаимным влиянием труб друг на друга (экранированием).

В промежутках между трубами спадание потенциала происходит незначительно: напряжение между смежными частицами земли мало, что и обусловливает лишь небольшие токи растекания с труб в землю в этом направлении. Вследствие этого плотность тока в земле в различных направлениях получается неравномерной (фиг. XXI,12). В результате этого сопротивление растекания каждой трубы возрастает.

Отношение

$$\eta = \frac{R_0}{n} : R,$$

т. е. отношение сопротивления системы труб в предположении отсутствия их взаимного влияния к действительному сопротивлению называется коэфициентом использования.



фиг. XXI,12.

Действительное сопротивление системы труб с учетом экранирующего влияния будет, следовательно, равно

$$R = \frac{R_0}{n \cdot \eta}.$$

Величина коэфициента использования труб зависит от числа и расположения их. При меньших расстояниях между трубами их взаимное мешающее воздействие больше и потому значения η меньше. В табл. XXI,5 приведены значения для наиболее употребительных способов расположения труб.

Из таблицы видно, что принимать расстояние между трубами меньше двойной длины трубы нецелесообразно, так как при уменьшении расстояний между трубами коэфициент использования сильно снижается.

Таблица XXI,5

Коэфициенты использования трубчатых заземлителей, размещенных по контуру (по ВЭИ)

a/l	Число труб в контуре							
	2	10	20	40	60	100	200	300
1	0,73	0,55	0,50	0,44	0,42	0,39	0,35	0,33
2	0,84	0,71	0,66	0,61	0,58	0,55	0,52	0,49
3	0,89	0,78	0,73	0,69	0,67	0,65	0,62	0,6

Примечание. a — расстояние между смежными трубами в см l — длина трубы в см.

В таблице не учитывается влияние полос, связывающих трубы; с другой стороны, при расчетах за-

земляющих устройств обычно не учитывается и проводимость этих полос; оба эти фактора частично взаимно компенсируются.

Полосовые заземлители. В скалистых грунтах забивка труб невозможна и потому применяются ленточные заземляющие электроды из полосовой стали. Прокладываются эти электроды ниже глубины промерзания, так как иначе сопротивление растеканию заземляющей системы зимой будет сильно возрастать.

Сопротивление растекания полосовых заземлителей в однородном грунте, образующих замкнутый контур в виде прямоугольника или окружности, определяется с достаточной точностью по формуле

$$R_n = \frac{\rho}{2\pi L} \cdot \ln \frac{8L^2}{\pi \cdot b \cdot t},$$

где L — длина полосы в см;
b — ширина поперечного сечения полосы в см;
t — глубина заложения полосы в см;
ρ — среднее удельное сопротивление грунта в $\Omega \cdot$ см.

Если кроме замкнутого контура прокладываются дополнительно параллельные полосы внутри контура, то проводимость их может быть взята только при условии учета их взаимного экранирования, т. е. с введением коэфициента использования.

Система трос-опоры. Система металлических опор с защитными тросами, как правило, присоединяется к заземляющему устройству подстанции. Эта система представляет дополнительную проводимость, которую следует учитывать при расчете заземления всей электрической установки.

Сопротивление растекания системы трос-опоры может быть определено по формуле

$$R_м = \sqrt{R \cdot r} \cdot \operatorname{cth}\left(\sqrt{\frac{r}{R}} \cdot n\right),$$

для участков линий с тросом при числе опор больше 20 сопротивление можно подсчитать по формуле

$$R_м = \sqrt{R \cdot r},$$

где R — средняя величина сопротивления растекания одной опоры в Ω;
r — средняя величина сопротивления одного пролета тросов в Ω;
n — число опор.

Величина сопротивления растекания для металлической опоры может быть определена экспериментальным путем. При предварительных расчетах заземления сопротивление опоры может быть взято равным 40 Ω (для зимнего времени).

XXI,7. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ ШИН И ПРОВОДОВ

Проложенные в почве заземлители соединяются с заземляемыми предметами с помощью заземляющих шин и проводов. При этом под заземляющими шинами обычно понимаются проводники, соединяющие между собой отдельные заземлители (трубы), а также основные заземляющие магистрали, к которым с помощью отпаек присоединяются кожухи машин и аппаратов. Эти отпайки к заземленным кожухам обычно называют заземляющими проводами. Как заземляющие шины, так и провода выполняются из железа.

При однополюсных замыканиях на землю ток от поврежденного аппарата проходит через заземляющие провода и шины к заземлителям, при этом происходит нагревание шин и проводов. Сечение заземляющих шин и проводов рассчитывается поэтому на термическое действие токов замыкания на землю.

Проверка сечения заземляющих шин и проводов по термической устойчивости при коротких замыканиях может быть произведена по методу, изложенному в гл. IV. Минимальное сечение шин из условия термической устойчивости определяется по формуле

$$S_{min} = I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_f}{A_0 - A_{\vartheta_0}}}.$$

Величина $A_\vartheta - A_{\vartheta_0}$ зависит от начальной и конечной температуры. Для стальных шин заземляющих устройств в настоящее время конечные температуры установлены: 1) для установок с заземленной нейтралью 600°С; 2) для установок с незаземленной или компенсированной нейтралью 90°С.

Из условий механической прочности минимальное сечение стальных полос принимается: 1) при надземной проводке 24 мм² при толщине полосы не менее 3 мм и 12 мм² для круглого железа; 2) при прокладке в земле 48 мм² при тольщине полосы не менее 4 мм.

В качестве заземляющих проводов допускается использование металлических конструкций и газовых труб при условии надежных контактов и непрерывности электрической цепи по всей длине.

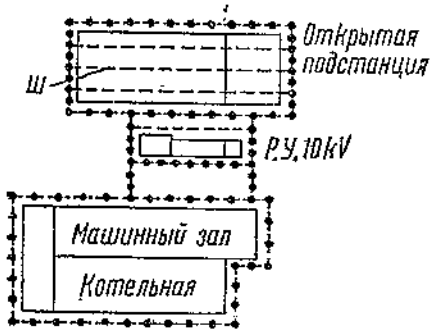
XXI,8. ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ НА СТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

При протекании тока через заземляющие электроды потенциал на заземляющей системе повышается. Одновременно повышается потенциал и на всех присоединенных к ней аппаратах. Если вблизи заземленных кожухов машин и аппаратов будет находиться металлический предмет, не соединенный с заземляющей системой, а потому имеющий отличный от нее потенциал, то при одновременном прикосновении к этому предмету и кожуху человек может оказаться под опасной разностью потенциалов. Во избежание указанного к защитному заземлению присоединяются не только кожухи высоковольтных машин и аппаратов, но также и все металлические конструкции, находящиеся вблизи заземленных предметов. Присоединение металлических конструкций к заземляющей системе создает более равномерное распределение потенциалов внутри заземляющего контура установки при повышении потенциалов на заземляющей системе. Последнее в свою очередь снижает напряжения при-

косновения и шага. Для этой же цели производится присоединение арматуры железобетонных частей зданий к заземляющим устройствам.

Лучшим средством снижения коэфициентов прикосновения и шага является осуществление контура из заземлителей вокруг данной установки с присоединением к нему всех заземляемых предметов.

Заземляющее устройство крупной современной электрической установки выполняется следующим образом (фиг. XXI,13): вокруг открытой подстанции



Фиг. XXI,13.

забиваются трубы длиной 2—3 m, диаметром 25—50 mm на расстоянии 4—6 m друг от друга (для уменьшения влияния взаимного экранирования); трубы забиваются на глубину 0,5—1 m от уровня земли (до верхнего конца трубы) и соединяются между собой стальной полосой, привариваемой к верхнему концу труб. Внутри контура прокладываются в земле дополнительные шины вдоль линии выключателей, шинных конструкций и силовых трансформаторов. Эти шины с двух концов привариваются к стальным полосам основного контура. Каждый заземляемый предмет присоединяется к этим шинам при помощи заземляющего провода. Такие же контуры, но по возможности с более редким расположением труб, создаются вокруг распределительного устройства генераторного напряжения машинного зала и котельной.

Во всех распределительных устройствах и зданиях станции прокладываются основные заземляющие шины, присоединяемые для надежности не менее чем в двух местах к заземляющему контуру из труб. К основным заземляющим шинам присоединяются заземляемые предметы, металлические конструкции и арматура железобетонных сооружений.

В целях предохранения от ржавления стальные заземляющие магистрали, прокладываемые в земле, рекомендуется брать оцинкованными или освинцованными; стальные и провода, прокладываемые в зданиях, по тем же соображениям окрашиваются антикоррозийной краской.

Все соединения заземляющих шин и проводов между собой и с заземляющими электродами лучше всего выполнять сваркой; склепывание или сбалчивание, учитывая тяжелые условия работы (в земле и т. д.) и невозможность наблюдения, нельзя считать гарантирующими хороший контакт. Присоединение заземляющих проводов к заземляемым предметам производится сбалчиванием. Последнее обусловливается тем, что в период работы установки может потребоваться смена аппаратуры, что при болтовом креплении легко осуществимо. Необходимо при этом заметить, что контакт на заземляемом аппарате или машине всегда находится под регулярным наблюдением.

Заземляемые предметы ни в коем случае не должны включаться последовательно, а каждый предмет должен непосредственно присоединяться к заземляющей магистрали. При последовательном включении аппаратов удаление одного из них, например на ремонт, означало бы разрыв цепи заземления, что является недопустимым.

В скалистых и каменистых грунтах, где забивка труб невозможна, в качестве заземляющего электрода применяется стальная полоса. В тех случаях, когда сопротивление растеканию тока в землю получается высоким, для лучшего выравнивания потенциала по поверхности земли внутри контура приходится прокладывать в земле добавочные полосы *Ш* (фиг. XXI,13) на меньших расстояниях друг от друга.

В отдельных случаях для получения низких коэфициентов прикосновения и шага выравнивание потенциалов вокруг высоковольтных аппаратов производится с помощью специальных колец из полосовой стали, закладываемых в землю на глубину 0,3 — 0,5 m вокруг фундамента аппарата (кольцевание).

На электростанциях все защитные заземления различных напряжений выполняются общими, так как разделение их не дает никаких преимуществ и нецелесообразно из экономических соображений. Точно так же рабочие заземления данной установки присоединяются к общему защитному заземлению.

Частями, подлежащими заземлению на электростанциях и подстанциях, являются:

1) кожухи и станины электрических машин и аппаратов;

2) рукоятки и приводы разъединителей, выключателей, автоматов и т. д. (отметим, что в целях повышения безопасности приводы выключателей и разъединителей присоединяются к заземляющей шине независимо от заземления каркасов этих аппаратов);

3) металлические конструкции, фермы, колонны, находящиеся вблизи от токоведущих частей или расположенные недалеко от заземленных аппаратов;

4) арматура изоляторов открытых и закрытых распределительных устройств;

5) вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения;

6) каркасы щитов управления;

7) корпусы измерительных приборов, имеющих обмотки высокого напряжения (380—500 V);

8) свинцовые оболочки и броня силовых и контрольно-измерительных кабелей.

В заключение отметим, что заземление разрядников и других аппаратов для защиты от перенапряжений производится через специальные электроды, располагаемые непосредственно около разрядников; эти электроды на подстанциях 110 kV присоединяются к общей системе заземления данной установки.

XXI,9. ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Требуется рассчитать заземляющее устройство для электростанции мощностью 200 MW. Станция распределяет энергию на генераторном напряжении 10 kV и связана с системой 110 kV. Для питания прилегающего района имеется напряжение 35 kV. Нейтраль трансформаторов 110 kV заземлена наглухо как на данной станции, так и на нескольких подстанциях 110-kV системы. Нейтрали генераторов заземлены через большие сопротивления. В нейтраль обмоток 35-kV трансформатора включена катушка Петерсена. Для питания собственных нужд взяты напряжения 3 и 0,5 kV. Для осветительной сети принято напряжение 380/220 V с глухим заземлением нейтрали.

Произведенные расчеты токов короткого замыкания дали, что полный ток однополюсного короткого на землю составляет 5 450 A. Ток отсоса через нейтраль трансформаторов 110 kV данной станции (фиг. XXI,9) составляет 1 700 A. Расчетный ток замыкания на землю при повреждении изоляции на данной станции будет, следовательно, равен

$$I_{з(110)} = I_з - I_{отс} = 5\,450 - 1\,700 = 3\,750 \text{ A}.$$

Связанная с данной станцией сеть 35 kV состоит из воздушных линий общей протяженностью 120 km. Емкостный ток при однополюсном замыкании на землю может быть определен по эмпирической формуле

$$I_C = \frac{UL}{350} = \frac{35 \cdot 120}{350} = 12 \text{ A},$$

в которой U — линейное напряжение сети в kV, а L — длина электрически связанной сети данного напряжения в km. На станции установлена катушка Петерсена с номинальным током 16 A. Следовательно, ток $I'_L = 16$ A (фиг. XXI, 8). Предельный ток замыкания на землю в системе 10 kV составляет 120 A.

Сопоставляя все приведенные величины, получаем, что за расчетный ток для заземляющей системы следует принять ток на стороне 110 kV, который найден равным 3750 A.

Сопротивление заземляющей системы может быть найдено, если предварительно установить допускаемые напряжения прикосновения и, учитывая тип заземляющего устройства, задаться коэфициентами прикосновения и шага.

Допускаемое напряжение прикосновения для данной установки согласно табл. XXI,3 составляет $U_п = 150$ V.

На открытой подстанции кроме основного контура предположено проложить ряд добавочных параллельных полос. В закрытых помещениях заземляются все без исключения металлические части. При указанных условиях коэфициент прикосновения (табл. XXI,2) может быть принят равным 0,25.

Допускаемый потенциал на заземляющей системе составит:

$$U_з = \frac{U_п}{\alpha_1} = \frac{150}{0{,}25} = 600 \text{ V}.$$

Величина сопротивления заземляющего устройства должна быть, следовательно, равна

$$R_з = \frac{U_з}{I_{з(110)}} = \frac{600}{3\,750} = 0{,}16 \ \Omega.$$

Прежде чем определять необходимое количество труб для заземляющего устройства, следует учесть сопротивления растекания естественных заземлителей, к которым следует отнести водопровод, водоподводящий канал, броню силовых кабелей. Точно так же к заземляющему устройству будут присоединены тросы отходящих линий 35 и 110 kV, которые также должны быть учтены как дополнительная проводимость. Все это вместе позволит уменьшить расходы по сооружению специального заземления на станции.

Принимаем, что от повысительной подстанции отходят три двухцепные линии 110 kV, проложенные на металлических опорах. Пролет между опорами 200 m. Сопротивление каждой опоры в зимних условиях 20 Ω; на каждой линии имеется по два троса с поперечным сечением 70 mm², активное сопротивление которых в одном пролете составит

$$r = \frac{\rho \cdot l}{2S} = \frac{0{,}15 \cdot 200}{2 \cdot 70} = 0{,}214 \ \Omega.$$

Сопротивление растекания тока трех двойных линий составит

$$R_{л(110)} = \frac{1}{3}\sqrt{R \cdot r} = \frac{1}{3}\sqrt{40 \cdot 0{,}214} = 0{,}98 \ \Omega.$$

Три линии 35 kV, отходящие от станции, проложены на деревянных опорах с пролетом 150 m. На каждой линии на первых десяти пролетах имеется по два стальных троса сечением 50 mm². Сопротивление заземления каждой опоры, выполненного трубами, забитыми ниже глубины промерзания, составляет 15 Ω. Активное сопротивление двух тросов в одном пролете, если подсчитать по приведенной выше формуле, составит 0,225 Ω. Сопротивление растекания трех линий 35 kV

$$R_{л(35)} = \frac{1}{3}\sqrt{R \cdot r} \cdot \operatorname{cth}\left(\sqrt{\frac{r}{R}} \cdot n\right) =$$

$$= \sqrt{15 \cdot 0{,}225} \cdot \operatorname{cth}\left(\sqrt{\frac{0{,}225}{15}} \cdot 10\right) = 0{,}74 \ \Omega.$$

Сопротивление заземления всех отходящих линий (параллельное включение)

$$R_л = \frac{R_{л(110)} \cdot R_{л(35)}}{R_{л(110)} + R_{л(35)}} = \frac{0{,}98 \cdot 0{,}74}{0{,}98 + 0{,}74} = 0{,}41 \ \Omega.$$

В качестве естественных заземлений используются:

1) водопровод с сопротивлением $R_{вод} = 0{,}6$ Ω;

2) водоподводящий канал с сопротивлением $R_{кан} = 5{,}5$ Ω;

3) броня кабелей с сопротивлением $R_{каб} = 1{,}1$ Ω (указанные цифры взяты применительно к измеренным на установке с аналогичными условиями).

Общее сопротивление естественных заземлителей

$$R_е = \frac{R_{каб} \cdot R_{вод} \cdot R_{кан}}{R_{каб} \cdot R_{вод} + R_{каб} \cdot R_{кан} + R_{вод} \cdot R_{кан}} =$$

$$= \frac{1{,}1 \cdot 0{,}6 \cdot 5{,}5}{1{,}1 \cdot 0{,}6 + 1{,}1 \cdot 5{,}5 + 0{,}6 \cdot 5{,}5} = 0{,}42 \ \Omega.$$

Сопротивление системы тросы-опоры и естественных заземлителей будет

$$R_{доп}=\frac{R_д\cdot R_е}{R_д+R_е}=0{,}19\ \Omega.$$

Сопротивление трубчатых заземлителей должно будет составить

$$\frac{1}{R_т}=\frac{1}{R_з}-\frac{1}{R_{доп}}=0{,}8\ \frac{1}{\Omega}$$

или

$$R_т=1{,}25\ \Omega.$$

Измерения грунта показали, что удельное сопротивление его составляет $3\cdot10^4\ \Omega$ cm. Следовательно, сопротивление одной трубы длиной 3 m и диаметром 37 mm составит

$$R_0=\frac{\rho}{2\pi l}\cdot\ln\frac{4l}{d}=\frac{3\cdot10^4}{2\pi\cdot300}\cdot\ln\frac{4\cdot300}{3{,}7}=92{,}8\ \Omega.$$

Общее количество труб, которое необходимо забить по контурам, охватывающим открытую подстанцию, машинный зал и котельную, может быть найдено, принимая величину η равной 0,63, по формуле

$$n=\frac{R_0}{R_т\eta}=\frac{92{,}8}{1{,}25\cdot0{,}63}=116.$$

Коэфициент $\eta=0{,}63$ соответствует 140 трубам. Величину этого коэфициента приходится находить подбором. Задаемся числом труб, определяем η и сравниваем полученное значение n с принятым числом труб. Если сравнение показывает, что полученное и предположенное числа близки, расчет считается правильным. В противном случае расчет повторяется.

Вокруг открытых подстанций 35 и 110 kV (периметр которых 520 m) располагаем трубы на расстоянии 9 m друг от друга, для чего потребуется $520:9=56$ труб.

Остальные 60 труб размещаем по контурам около распределительного устройства 10 kV, котельной и машинного зала.

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭКСПЛОАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ПОДСТАНЦИЙ И СИСТЕМ

ГЛАВА XXII

ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛОАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

XXII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Технической эксплоатацией электростанций и сетей называется систематическое их использование для производства тепловой и электрической энергии. Производство электроэнергии имеет следующие специфические особенности, выделяющие его из других видов производств:

1. Электроэнергию нельзя вырабатывать на склад. Всегда должно быть выработано столько энергии, сколько в данный момент потребляется. Следствием этого положения является: a) жесткая зависимость режима работы станций от работы потребителей и необходимость покрытия максимума нагрузки; b) отсутствие незавершенного производства (полуфабриката).

2. Тесная и непосредственная связь в работе энергетических предприятий, расположенных на очень большом расстоянии друг от друга. Нарушение производственного процесса в каком-либо пункте основной сети энергосистемы немедленно отражается на работе всей системы в целом (короткое замыкание, отключение мощности, нагрузки и пр.).

3. Непосредственное влияние состояния производства электроэнергии на работу всех предприятий, получающих энергию от данной системы. Нарушение режима работы энергосистемы немедленно вызывает нарушение работы предприятий данной области.

Эти особенности предъявляют жесткие требования к четкости организации работы энергосистем. Основные положения организации управления, являющиеся общими для всех промышленных предприятий нашей страны, в отношении энергосистем должно проводиться особенно строго. Эти положения следующие: 1) строгое проведение принципа единоначалия; 2) организация эксплоатации по объектам, а не по функциям; 3) наименьшее число ступеней в организационной схеме, обеспечивающее конкретность руководства. Особенностью организационной структуры энергосистемы является наличие в ней централизованного диспетчерского управления, при котором текущее оперативное руководство всей работой системы полностью сосредоточивается в одном пункте, у одного лица. Диспетчерское управление широко применяется и в других производствах — на железных дорогах и в промышленности. Но нигде диспетчерское управление не получило такого развития и не имеет такого большого значения. Руководящее указание диспетчера требуется на месте немедленно, оно должно быть конкретным, исчерпывающим и точным. Таким должно быть и его исполнение. Неточность, недисциплинированность, опоздание в исполнении грозит расстройством работы всей системы, немедленно отражающимся не только на самой системе, но и на всех предприятиях, получающих энергию от ее сети.

XXII,2. РАЙОННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УПРАВЛЕНИЯ И ЭНЕРГОКОМБИНАТЫ

Всем энергохозяйством нашей страны руководит Народный комиссариат электростанций, имеющий в своем составе главные управления. Последние объединяют энергосистемы по территориальному признаку — например, Главвостокэнерго, Главцентрэнерго, Главюжэнерго, Главуралэнерго и т. д.

Управление крупными энергосистемами осуществляется районными энергетическими управлениями. Более мелкие системы, имеющие в своем составе всего одну крупную станцию, управляются энергокомбинатами. Организационная схема районного управления изображена на фиг. XXII,1. Организационная схема энергокомбината отличается от нее тем, что директор основной станции системы является управляющим энергокомбинатом.

Электростанции, сетевые районы и управления тепловых сетей, входящие в энергосистему, являются самостоятельными промышленными предприятиями („ПТЭ“ § 1032), полностью отвечающими за свою деятельность, имеющими самостоятельный денежный и материальный баланс. Районные энергетические управления руководят этими предприятиями по трем основным направлениям — хозяйственному, техническому и оперативному. Общее руководство деятельностью всей энергосистемы осуществляется управляющим районного управления, который является единоначальником системы. Управляющий непосредственно руководит хозяйственными отделами, энергосбытом и плановым отделом. Руководство технической и оперативной работой системы управляющий осуществляет через главного инженера.

На схеме фиг. XXII,1 хозяйственные отделы условно объединенены в две группы: 1) отделы, ведающие наймом и увольнением рабочей силы и охра-

ной всех объектов энергосистемы, и 2) отделы, ведающие материальной частью: снабжением, финансированием, учетом, транспортом и т. д.

Обе эти группы мало отличаются от таких же отделов, обычных для остальных предприятий Союза. Несколько отличается от других сбытовых организаций „Энергосбыт", не только ведающий продажей электрической и тепловой энергии, но и ведущий контроль за техническим состоянием и правильным использованием энергетических установок потребителей. Энергосбыт имеет в своем составе лабораторию по ремонту и проверке счетчиков и измерительных приборов.

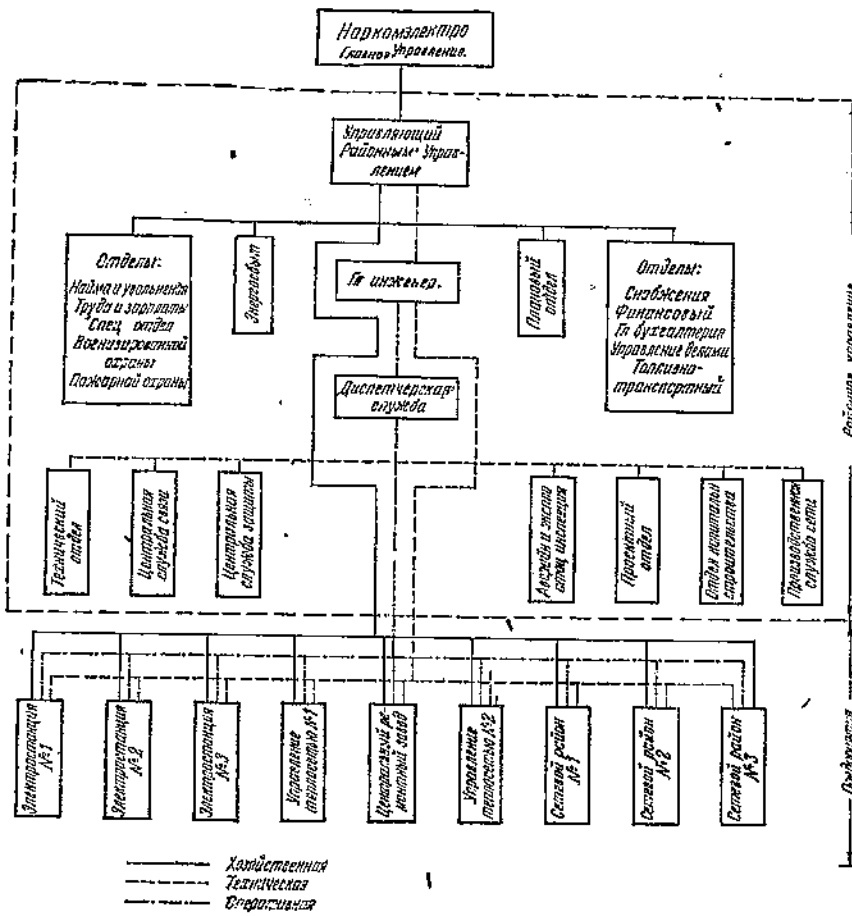
Плановый отдел осуществляет перспективное планирование развития энергосистемы, выявляет потребность в энергии, способы удовлетворения потребности, составляет общий план работы системы, промфинплан на ближайший год и выдает плановые задания предприятиям.

Функции технических отделов, имеющихся в аппарате районного управления и указанных на схеме фиг. XXII,1, состоят в следующем:

1. Технический отдел определяет общую техническую политику системы. В нем разрабатываются методы эксплоатации и ремонта оборудования, координируются технические характеристики, определяющие состояние отдельных звеньев системы, как частей единого энергетического организма в отношении устойчивости токам короткого замыкания и перенапряжениям, потерь энергии и мощности и т. д. Технический отдел анализирует результаты технической деятельности системы и разрабатывает мероприятия по повышению надежности и экономичности ее работы.

2. Центральная служба защиты руководит эксплоатацией релейной защиты и координирует все ее элементы в системе. В функции центральной службы защиты входит: проектирование или наблюдение за проектированием новых видов защиты, включение в работу новых защит, выбор и установка характеристик защитных реле в основной части системы и составление руководящих указаний по координации уставок на второстепенных участках; наблюдение за эксплоатацией релейной защиты и анализ работы защиты. Центральная служба защиты руководит работой местных служб защиты на станциях и сетях.

3. Центральная служба связи руководит эксплоатацией следующих видов связи: оперативно-диспетчерской, административно-хозяйственной, линейной, внутриобъектной. Связь является одним из важнейших факторов, обеспечивающих оперативное руководство системой, как при нормальной работе последней, так особенно при ликвидации возникших аварий. Центральная служба связи должна обеспечивать непосредственное соединение центрального диспетчерского пункта со всеми управляемыми им объектами: районными диспетчерскими пунктами, станциями и основными подстанциями. Связь с основными объектами должна быть надежной, иметь не менее двух каналов для обеспечения бесперебойности во всех условиях (гроза, гололед, наводнение и пр.). По общим указаниям Центральной службы связи работают местные службы связи на станциях и в сетях (§ 1101 — 1103 „ПТЭ").



Фиг. XXII,1.

4. Аварийная и эксплоатационная инспекция обеспечивают возможность главному инженеру быстро и оперативно осуществлять расследование наиболее тяжелых аварий и обследование состояния эксплоатации на том или ином участке системы. На основе анализа аварий и изучения их причин инспекции раз-

рабатывают противоаварийные мероприятия и контролируют своевременность и полноту их проведения в жизнь на местах.

5. Проектный отдел разрабатывает проекты основных сооружений для расширения и реконструкции станций, подстанций и сетей системы. Им также составляются типовые проекты более мелких сооружений (трансформаторных и фидерных помещений, сборок и т. д.). Детализация проектов и разработка мелких переустройств производится в технических и проектных отделах станций и сетевых районов.

6. Отдел капитального строительства руководит осуществлением расширения станции и сетей, обеспечивает строительство материалами и оборудованием, оказывает помощь станциям, контролирует состояние строительства и монтажа, участвует в приемке готовых сооружений. В обязанности отдела капитального строительства входят разработка методики производства и организации работ, а также организация механизации стандартных и трудоемких операций. В составе отдела имеется сметное бюро.

7. Оперативное руководство работой и режимом энергосистемы главный инженер осуществляет через диспетчерскую службу.

XXII,3. ЦЕНТРАЛЬНАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА

Необходимость централизованного диспетчерского управления вытекает из особенностей энергетического производства. Без диспетчерской службы нормальная работа системы практически невозможна. Первое же несогласованное оперативное переключение вызвало бы аварию, вывод в ремонт крупного агрегата без разрешения диспетчера мог бы сделать невозможным покрытие максимума нагрузки, произвольное изменение нагрузки станции повлекло бы нарушение необходимого качества энергии (частоты и напряжения.). Интересы отдельных станций часто находятся во взаимном противоречии друг с другом и с интересами системы в целом. Например, условия наибольшей экономичности работы системы во многих случаях требуют, чтобы все станции работали в режиме, не выгодном для каждой из них в отдельности: станция, имеющая высокий к. п. д., обычно должна работать с нагрузкой, превышающей ее экономическую мощность, в то время как станции с низким к. п. д. получают нагрузку ниже экономической.

Режим отдельных электростанций и элементов сети должен определяться требованиями к режиму системы в целом с учетом технологических особенностей электростанций, входящих в энергосистему.

Режим системы должен удовлетворять требованиям:

a) выполнения государственного плана выработки энергии и установленного максимума нагрузки;

b) бесперебойности и надежности работы всей системы и отдельных ее элементов;

c) качества энергии (частота напряжения, давление и температура отпускаемого на сторону пара и температура воды в тепловых сетях) во всех точках системы, удовлетворяющего установленным нормам;

d) максимальной экономичности работы всей системы в целом с учетом наибольшего использования местных энергетических ресурсов.

Оперативное руководство работой всех элементов системы и разработка режимов осуществляются диспетчерской службой. Диспетчерская служба, возглавляемая главным диспетчером, должна иметь в своем составе диспетчерскую группу и группу режимов, а в системах, имеющих гидростанции, также и гидрологическую группу („ПТЭ", § 1049—1051).

Группа режимов имеет своей задачей определить условия наиболее надежного и экономичного режима системы и подготовить все планы, графики и расчеты для его осуществления. При разработке режима эксплоатации энергосистемы должны быть составлены („ПТЭ" § 1052) следующие документы:

1. Годовой план капитальных и текущих ремонтов основного оборудования станций и сетей.

План составляется раз в год и утверждается соответствующим главным управлением за два месяца до начала года. На основе этого плана с учетом происшедших изменений составляются месячные планы капитальных и текущих ремонтов. Эти планы передаются станциям и сетям не позднее 25-го числа предшествующего месяца.

2. Водохозяйственные планы и водно-энергетические режимы гидростанций.

3. Графики рабочей мощности электростанции и системы с учетом ремонтов и сезонных изменений рабочей мощности электростанций.

4. Графики напряжений в узловых точках системы.

5. Суточные типовые графики—активной, реактивной и тепловой нагрузки по системе с разбивкой по электростанциям вперед на 10—15 дней. Эти графики передаются станциям не позднее чем за два дня до начала соответствующего периода.

6. Расчет распределения потоков мощности и распределения напряжения в основной сети. Цель расчетов — обеспечение передачи активной и реактивной энергии с наименьшими потерями, проверка пропускной способности линий и условий поддержания необходимого напряжения в сети.

Расчет производится два раза в год, на период годового максимума и на летнее время. При наличии в системе гидростанций производятся добавочные расчеты для наиболее характерных режимов водотоков.

7. Нормальная схема коммутации системы, включая нормальные схемы основных электростанций и подстанций. Схема разрабатывается на основе расчетов распределения потоков мощностей и проверки надежности системы и отдельных ее элементов в отношении: a) динамической и статической устойчивости; b) быстроты ликвидации внезапных нарушений нормального режима.

Осуществление режима, разработанного группой режимов, лежит на диспетчерской группе.

Диспетчерская группа состоит из дежурных диспетчеров, несущих по очереди непрерывное дежурство. Дежурный диспетчер во время своего дежурства является оперативно-техническим руководителем эксплоатации всей энергосистемы. Свою работу он ведет, руководствуясь распоряжениями и указаниями главного диспетчера и главного инженера районного энергетического управления или электрокомбината.

Оперативная деятельность дежурного диспетчера может быть разбита на две части: руководство работой системы в нормальных условиях и руководство ликвидацией аварий.

Руководство работой системы в нормальных условиях состоит в следующем:

1. Составление суточного графика активных и реактивных нагрузок и распределение его между станциями. Типовой суточный график, составленный группой режимов, должен быть скорректирован применительно к данному дню с учетом действительного состояния оборудования, обеспеченности топливом, внеплановой остановки котлов и машин, прогноза погоды и пр.

Диспетчерский суточный график активной и реактивной нагрузки сообщается станциям накануне не позднее 15 час. На основе этого графика дежурный инженер подготовляет работу станции на следующий день и составляет схему коммутации станции на следующие сутки (§ 1064 ПТЭ).

2. Контроль за выполнением станциями системы предписанных им графиков активных и реактивных нагрузок. Электростанции обязаны точно выполнять заданный им диспетчерский график нагрузки. Всякие вынужденные отклонения должны немедленно сообщаться дежурному диспетчеру системы с указанием причин отклонений.

Кроме отклонений нагрузки станций от заданного им графика вследствие нарушений нормального режима станции могут быть непредвиденные изменения суммарного графика нагрузки по сравнению с предположительным: например, внезапное потемнение в ясный день, вызывающее появление пика осветительной нагрузки, возрастание отопительной нагрузки вследствие похолодания и т. д. Дежурный диспетчер обязан вести жесткий контроль за исполнением графиков нагрузки станциями. В случае необходимости он имеет право изменить график станции по сравнению с ранее заданным. Электростанции должны по требованию диспетчера принимать нагрузку до полной располагаемой мощности или снизить ее до пределов технического минимума оборудования (§ 1084—1086 ПТЭ).

3. Контроль частоты. При нарушении в системе баланса между потребностью в электроэнергии и мощностью станций происходит отклонение частоты от нормальных параметров. Избыток мощности идет на ускорение вращения агрегатов станции и машин-орудий потребителя, при недостатке мощности число оборотов и частота падают. Частота в энергосистемах должна непрерывно поддерживаться на уровне 50 Hz, с отклонениями не выше $\pm 0{,}5$ Hz при отсутствии регистрирующих приборов и $\pm 0{,}2$ Hz при наличии регистрирующих частотомеров (§ 1087 ПТЭ). Регулируют частоту одна, иногда две станции, „ведущие по частоте". Контроль за поддержанием нормальной частоты производится дежурным диспетчером. При понижении частоты ниже установленных пределов дежурный диспетчер должен использовать имеющийся в системе резерв мощности. В случае если частота в системе продолжает снижаться, а все имеющиеся в системе резервы мощности введены в работу, диспетчер должен немедленно обеспечить восстановление нормальной частоты путем проведения регулировочных мероприятий или ограничения потребителей (§ 1087 — 1089 ПТЭ).

4. Регулирование напряжения. Для обеспечения нормальной работы установок потребителей напряжение на шинах основных подстанций не должно колебаться больше чем на $\pm 5\%$. Для соблюдения этого требования группа режимов составляет графики напряжений для узловых точек системы. Дежурный диспетчер периодически контролирует исполнение графиков напряжений, принимает меры к устранению отклонений путем перераспределения реактивных мощностей в системе и при снижении напряжения в основной сети до пределов, угрожающих устойчивости системы, принимает меры проведением регулировочных мероприятий или путем ограничения потребителей (§ 1091 и 1093 ПТЭ).

5. Руководство переключениями и операциями в нормальных условиях. При выводе оборудования и линий в ремонт возникает необходимость производства ряда переключений в распределительных устройствах станций и подстанций.

В связи с ремонтами приходится также вносить изменение в нормальную схему коммутации, разработанную группой режимов. Для того чтобы не снизить надежности работы системы и не вызвать аварии неправильными переключениями, все изменения схемы должны производиться в плановом порядке; планы переключений составляются диспетчером, и измененная схема коммутации следующего дня утверждается главным диспетчером. Все операции по изменению основной схемы производятся по распоряжению и под руководством дежурного диспетчера (§ 1067 — 1070 ПТЭ).

6. Ввод и вывод оборудования электростанций и сетей в ремонт и резерв. Все основное оборудование системы, обеспечивающее производство и распределение энергии, находится в оперативном ведении диспетчера. Ни один элемент оборудования, находящегося в ведении диспетчера, не может быть выведен из работы и резерва без его разрешения, кроме случаев, явно угрожающих безопасности людей и сохранности оборудования.

Вывод оборудования из работы независимо от наличия годового или месячного плана ремонтов оформляется оперативной заявкой, которую дежурный

инженер станции и сетей подает дежурному диспетчеру накануне дня производства работ до 12 час. Если для вывода в ремонт требуются сложные переключения, заявки подаются за три дня до работы. Разрешение на вывод оборудования из работы и резерва сообщается диспетчерской службой электростанциям и сетям накануне до 15 час. Для вывода в капитальный ремонт наиболее крупных агрегатов и основных линий требуется получение разрешения соответствующего главного управления.

Независимо от наличия этих предварительных распоряжений непосредственный вывод оборудования из работы или резерва может быть произведен только по распоряжению дежурного диспетчера, даваемому перед самым выводом. В особо исключительных случаях дежурный диспетчер имеет право единолично, под свою ответственность, дать разрешение на вывод оборудования в ремонт, не предусмотренный заявкой, но лишь на срок в пределах своего дежурства (§ 1076—1081 ПТЭ).

Ликвидация аварий в энергосистеме. Диспетчер является единоличным руководителем ликвидации аварии, отражающейся на работе системы. Он единолично принимает решения и осуществляет мероприятия по восстановлению нормального режима и несет за них полную ответственность, независимо от присутствия на диспетчерском пункте лиц высшей администрации. Только при неправильных действиях диспетчера главный инженер или главный диспетчер обязан вмешаться в ход ликвидации аварии, вплоть до отстранения диспетчера, принимая тем самым ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии на себя (§ 1096—1098 ПТЭ).

Диспетчерское руководство ликвидацией аварии в системе состоит в следующем:

1. Выявление места и размера аварии. По показаниям приборов, сигнализации и донесениям с мест диспетчер прежде всего должен составить себе картину происшедшего. Чем совершеннее оборудование диспетчерского пункта и связь его с системой, тем быстрее диспетчер сможет разобраться в аварии.

2. Составление плана ликвидации аварии. Исходя из обстановки аварии, диспетчер должен составить себе план и последовательность действий, с тем чтобы перерыв в подаче энергии был возможно более кратким, при наименьшем объеме переключений в системе.

3. Руководство операциями по восстановлению нормальной работы. Осуществление плана ликвидации аварии должно производиться путем четких и последовательных распоряжений, с постоянной проверкой точности исполнения их. Поспешное, нечеткое распоряжение или отдача следующего распоряжения в то время, когда предыдущее еще не выполнено, может повлечь за собой дальнейшее углубление и развитие аварии.

Работа диспетчера чрезвычайно ответственна. От нее в большой степени зависит надежность и экономичность работы всей системы. Четкая работа диспетчерской службы может быть обеспечена лишь при строгом соблюдении диспетчерской дисциплины и при хорошем оборудовании диспетчерского пункта. Основным оборудованием последнего является диспетчерская схема в виде большого щита, на который нанесены все элементы основной схемы и вынесены наиболее важные измерительные приборы, и диспетчерский стол с аппаратами связи и коммутатором. Чем быстрее и нагляднее отражается на доске действительное состояние всех элементов (включен, отключен, в ремонте), чем лучше работает связь, тем легче диспетчеру вести работу с наилучшими показателями.

Дежурный персонал станций и сетей обязан выполнять оперативные распоряжения дежурного диспетчера немедленно и безоговорочно за исключением распоряжений, угрожающих безопасности персонала и сохранности оборудования. Ответственность за необоснованную задержку выполнения распоряжения диспетчера несут лица, непосредственно их не выполнившие, а также руководители, санкционировавшие это невыполнение (ПТЭ § 1074).

В наших крупных системах объем работы диспетчера таков, что справиться с ним одному человеку становится не под силу. В таких системах отдельные районы и станции относительно небольшой мощности подчиняются местным диспетчерским пунктам. Последние получают суммарные графики нагрузки от центрального диспетчера, сами распределяют их между станциями и ведут контроль за их исполнением, руководят переключениями, вводом и выводом оборудования в ремонт и ликвидацией аварии в своем районе. Работа местных диспетчерских пунктов ведется под руководством и под контролем центрального диспетчерского пункта, в оперативном подчинении которому находятся основные станции и магистральные линии системы.

В ряде случаев возникает необходимость в соединении двух или нескольких систем между собой. Для руководства такой совместной работой в целях получения наибольшей экономичности и надежности работы объединенной системы организуются специальные диспетчерские службы, получающие непосредственные указания от главного управления наркомата.

XXII,4. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Электростанции, как было сказано выше, являются самостоятельными промышленными предприятиями. Организационная структура тепловой станции большой мощности с восемью цехами (§ 1039 ПТЭ) изображена на фиг. XXII,2. Для станций малой мощности число цехов может быть сокращено до четырех: топливно-транспортный, тепловой, электрический и химический. Для гидростанций согласно § 1040 ПТЭ должно быть организовано три цеха: а) гидротехнический, в который входят все гидротехнические и строительные сооружения станции; b) машинный цех; c) электрический цех. В зависи-

мости от типа и мощности станции меняется число цехов, основная же структура станции остается неизменной.

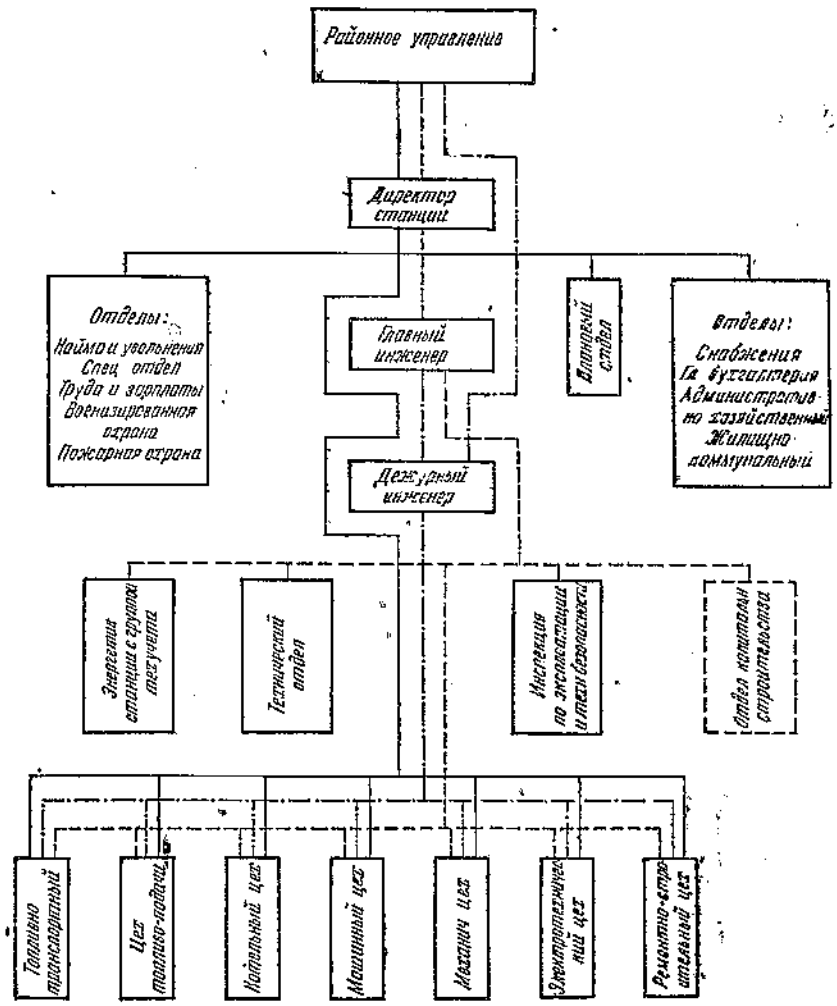
Во главе станции стоит директор, являющийся ее единоначальником, руководящим всей работой станции. В непосредственном подчинении директора находятся плановый отдел и хозяйственные отделы станции, техническое же и оперативное руководство директор осуществляет через главного инженера станции. Хозяйственные и технические отделы станции исполняют функции, аналогичные функциям соответствующих отделов районного управления.

Главный инженер руководит текущей работой станции через дежурного инженера. Во время своего дежурства дежурный инженер является лицом, ответственным за бесперебойную и экономичную работу станции.

Дежурный инженер в оперативном отношении подчинен дежурному диспетчеру системы. Распоряжения главного инженера, относящиеся к режиму или схеме работы основного оборудования станции, дежурный до их исполнения обязан согласовать с диспетчером. Диспетчер же свои оперативные распоряжения отдает прямо дежурному инженеру помимо главного инженера. Распоряжение диспетчера есть распоряжение, отданное не дежурному инженеру, а станции. Поскольку дежурный инженер является старшим лицом, ответственным за эксплоатацию, он несет ответственность за немедленное и точное исполнение распоряжения диспетчера.

Основной производственной единицей станции является цех. Во главе цеха стоит его начальник, являющийся таким же единоначальником по отношению к цеху, каким директор является по отношению к станции. Весь персонал цеха разбивается на эксплоатационную и ремонтную группы. Эксплоатационная группа ведет оперативную работу и осуществляет повседневный надзор и уход за оборудованием. Ремонтная группа производит ревизии и ремонты оборудования. Все оборудование станции четко разбито между цехами, а внутри цеха — между мастерами ремонтной группы по территориальному признаку. Мастер является хозяином всего оборудования в пределах своего участка и полностью отвечает за его состояние. Структура одного из цехов — электрического — показана на фиг. XXII,3. Этот чертеж является дополнением к чертежу XXII,2 и расшифровывает его самую нижнюю ячейку.

Оперативный (дежурный) персонал цеха в административно-техническом отношении подчинен начальнику цеха и его заместителю по эксплоатации и исполняет их распоряжение в части ухода и надзора за оборудованием. В оперативном же отношении он исполняет распоряжение дежурного инженера. Административно-технический персонал цеха, включая начальника, права отдачи оперативных распоряжений



Фиг. XXII, 2.

не имеет. Все необходимые изменения в схеме и в режиме работы оборудования цеха он осуществляет через дежурного инженера.

XXII,5. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ ДЕЖУРНОГО ПЕРСОНАЛА ЭЛЕКТРОЦЕХА СТАНЦИИ

Дежурный персонал, обслуживающий электрическую часть станции, состоит из дежурного электротехника (начальника смены), дежурного по щиту управления, его помощника и дежурных монтеров по собственным нуждам станции. Вся эта группа лиц составляет смену.

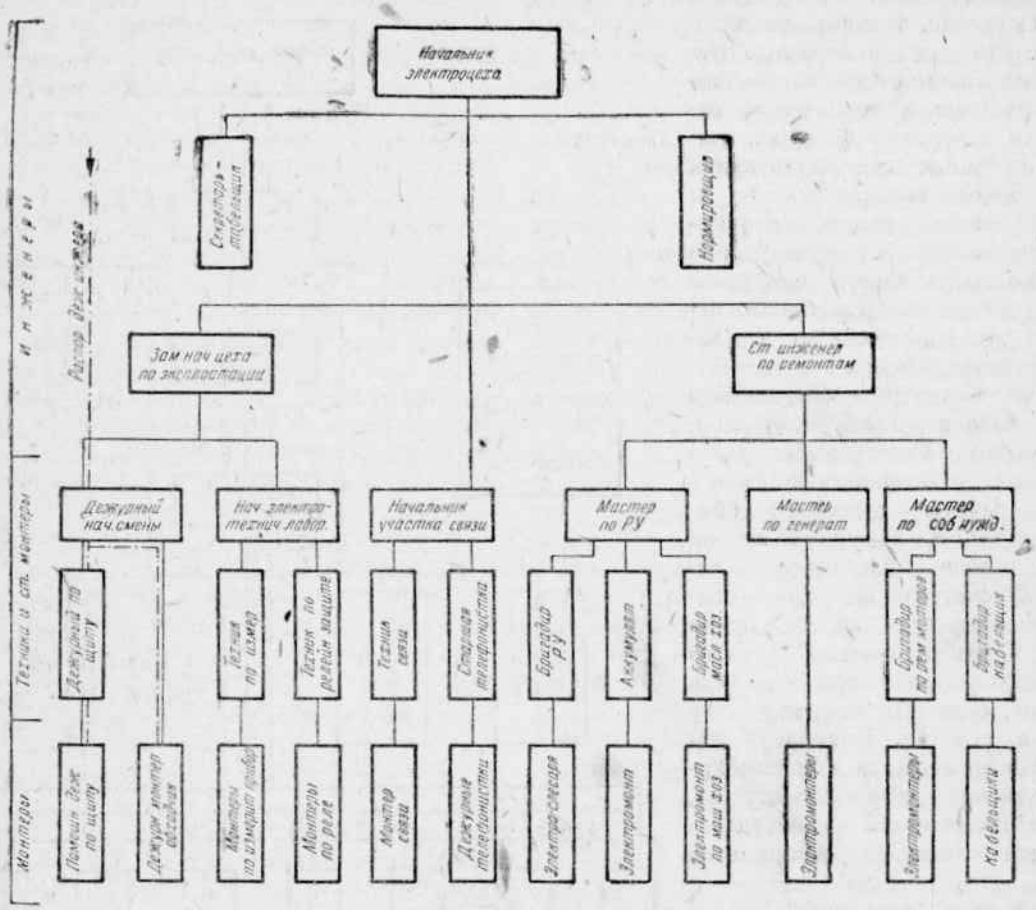
Все распоряжения получает начальник смены. Без его распоряжения или ведома не должно про-

исходить ни одного оперативного изменения схемы или режима. Если срочное распоряжение дежурного инженера получено в его отсутствии, получивший распоряжение обязан при первой возможности поставить об этом в известность начальника смены, т. е. дежурного электротехника.

5) прочитать все записи и распоряжения за время с предыдущего своего дежурства;

6) сообщить вышестоящему дежурному о вступлении на смену и о всех недостатках, замеченных при приемке смены;

7) оформить приемку и сдачу смены записью в



Фиг. XXII, 3.

Ответственным моментом в оперативной работе является приемка-сдача смены. Вступающая смена должна войти в курс работы и проверить состояние оборудования, сдающая обязана сдать оборудование в образцовом порядке. Уход с дежурства без сдачи смены запрещается. Порядок приемки-сдачи смены точно установлен Правилами технической эксплоатации (§ 1220): „При приемке смены дежурный должен:

1) ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы всего оборудования на своем участке путем личного осмотра в объеме, установленном должностной инструкцией;

2) узнать от сдающего смену об оборудовании, находящемся в ремонте или резерве;

3) узнать от сдающего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для предупреждения аварий или неполадок;

4) проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, журналы и ведомости;

журнале или ведомости за подписями принимающего и сдающего смену".

После сдачи старшие по смене, сдавшие дежурство, должны доложить дежурному инженеру, а дежурный инженер главному инженеру о состоянии оборудования цехов электростанции.

Приемка и сдача смены во время аварии или во время производства ответственных переключений и операций запрещается.

Во время своего дежурства оперативный персонал: a) устанавливает и регулирует режим оборудования согласно полученным графикам, указаниям дежурного инженера и на основе утвержденных инструкций; b) производит все необходимые переключения; c) ликвидирует возникшие неполадки и аварии в работе; d) производит систематический уход и осмотр оборудования; e) подготовляет рабочее место для ремонтного персонала согласно указаниям техники безопасности и принимает оборудование по окончании работы. Первые три функции дежурного

персонала рассмотрены в главах XXIII—XXV. Рассмотрим несколько подробнее две последние функции.

Осмотр и уход за оборудованием. Производство тщательных осмотров является одним из важнейших средств предупреждения (профилактики) неполадок и аварий. Кроме общего осмотра оборудования при приемке смены во время сменной работы производятся систематические осмотры согласно расписанию, наличие которого обязательно для всякой установки. Чем ответственнее оборудование или устройство, тем чаще производится осмотр.

Дежурный производит осмотр самостоятельно, один. При этом соблюдаются все правила безопасности, т. е. дежурный не имеет права заходить за ограждения, снимать их, касаться частей, обычно находящихся под напряжением, хотя бы последнее заведомо и даже лично им было снято. При осмотре проверяется: состояние помещений (заперты ли двери, свободны ли проходы, целы ли стекла, нет ли течи в крыше и т. д.); наличие и целость переносных защитных средств; состояние самого оборудования; количество масла в трансформаторах, масляных выключателях и маслонаполненных вводах; состояние изоляторов: нет ли загрязнений, трещин, местных разрядов; состояние соединений шин и аппаратуры — по виду (изменение цвета термопленки, цвета побежалости и т. д.) и по измерениям; натяжение проводов на открытой подстанции, чистота проходов и т. д. Кроме того проверяется состояние аккумуляторной батареи, освещения, состояние водопровода, отопления, пожарных средств.

Электродвигатели, приводящие в движение агрегаты собственных нужд, обслуживаются дежурными у агрегатов того цеха, где они установлены. Эти дежурные пускают и останавливают двигатели, содержат их в чистоте, следят за их нагрузкой и работой. Правильность обслуживания двигателей контролируется дежурным монтером по собственным нуждам. Он также следит за освещением, осматривает групповые распределительные сборки высокого напряжения, если они имеются в цехе, и устраняет мелкие неполадки в работе цехового электрооборудования.

Организация работы дежурного монтера может иметь два вида: 1) дежурный после осмотра при приемке смены находится на отведенном для него месте и ждет вызова от дежурного персонала котельного или машинного цеха, 2) дежурный непрерывно, строго по расписанию и по определенному маршруту обходит все находящееся в его ведении оборудование. В каждый данный момент точно известно, где должен находиться дежурный. Последний метод организации работ у нас применяется редко, но очень распространен на зарубежных станциях, например, на германских.

Ввод и вывод оборудования в ремонт. Для каждой станции точно известно и закреплено распоряжением по станции, какое оборудование может быть выведено в ремонт с разрешения центральной диспетчерской службы, местной диспетчерской службы или дежурного инженера станции. Ремонтный персонал оформляет разрешение на работу нарядом, который передается дежурному электротехнику.

Дежурный электротехник обязан подготовить оборудование для ремонта, т. е. отключить его, проверить отсутствие напряжения, заземлить, поставить ограждение и допустить бригаду.

Во время работы дежурный персонал обязан наблюдать за соблюдением работающими правил техники безопасности. После окончания работ дежурный персонал принимает оборудование, т. е. внимательно осматривает, проверяет действие в оперативном отношении, например, включает и отключает по нескольку раз выключатели, разъединители для установления правильности их работы, обращая внимание на легкий и плавный ход ножей разъединителя и т. д., проверяет, убрано ли рабочее место, затем снимает ограждения и заземление и по договоренности с диспетчером вводит оборудование в работу.

Принимать участие в работе дежурный персонал не имеет права. Он может самостоятельно устранять лишь небольшие повреждения и неисправности, не требующие работы вблизи частей, находящихся под напряжением. Такое правило устанавливается для того, чтобы не отвлекать внимания дежурного персонала от контроля за ремонтными работами и от оперативной работы. Надзор за ремонтными работами и приемка оборудования является очень ответственной функцией. Опыт и аварийная статистика показывают, что при неправильной организации этой работы очень большой процент тяжелых аварий происходит во время вывода, во время работы или еще чаще в результате небрежной приемки оборудования.

Все свои действия и все замеченные неисправности дежурный персонал обязан записать либо в оперативный журнал, либо в книгу осмотров оборудования. Запись играет большую роль в деле организации эксплоатации, в своевременном устранении неполадок и в установлении ответственности за них. Факт осмотра, не записанный персоналом, сводит на нет самый осмотр. Незаписанный осмотр считается несовершенным.

XXII,6. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТОВ НА СТАНЦИЯХ

Требование безаварийной работы, являющееся основным требованием, предъявляемым к качеству работы станции, при наличии требования максимального использования оборудования, приводит к положению, согласно которому весь ремонт должен сводиться к планово-предупредительному ремонту. Даже мелкий текущий ремонт при правильной эксплоатации производится по планам, составляемым цехом по отдельным участкам электрохозяйств. Внепланового, а тем более аварийного ремонта не должно быть совсем. Всякая деталь оборудования, ставшая ненадежной из-за износа или усталости материала, должна быть сменена или отремонтирована раньше, чем ее состояние станет грозить внеплановой остановкой оборудования. Показателем хорошей работы ремонт-

ной части является не только отсутствие аварии из-за плохого или небрежного ремонта, но и отсутствие внеплановых ремонтов.

Вторым положением для ремонтной части является следующее: „после ремонта оборудование должно быть в лучшем состоянии, чем при выпуске с завода". Это положение может быть осуществлено в очень большом числе случаев: при ремонте вводятся улучшения, ставшие известными после выпуска оборудования с завода, например, у выключателей устанавливаются новые гасительные приспособления, увеличивается скорость движения, усиливается привод и т. д. Большое внимание должно быть уделено и внешнему виду оборудования: на окрашенном, очищенном оборудовании будет заметна малейшая неисправность. Кроме того внешний вид оборудования сильно влияет на качество ухода за ним дежурного персонала.

Высокое качество ремонта достигается в первую очередь его правильной организацией.

Форм организации ремонтной работы может быть в основном три:

1. Весь ремонт производится силами и средствами того цеха, которому принадлежит оборудование. Только для капитального ремонта очень ответственных агрегатов (перемотка статоров и роторов генераторов, переизолировка трансформаторов, очень крупных двигателей и т. д.) приглашаются бригады с заводов, производящих оборудование.

2. Ремонтный персонал всех цехов объединяется на центральном ремонтном заводе, организуемом при станции.

3. Ремонт за исключением мелкого и текущего производится специализированным предприятием — например, центральным ремонтным заводом энергетического управления.

В настоящее время на станциях СССР принята первая форма ремонта. Достоинства этой формы состоят в том, что при ней обеспечивается: 1) быстрота ремонта, так как ремонтный персонал всегда находится на месте и немедленно приступает к работе; 2) высокая тщательность ремонта, так как тот же персонал, который ремонтирует оборудование, его и эксплоатирует, т. е. всегда на месте отвечает в случае аварии; 3) единство ответственности, т. е. невозможность сослаться на плохую работу ремонтирующей организации.

Но у этой формы есть и свои недостатки: а) высокая стоимость из-за необходимости содержать большой штат, квалифицированные кадры которого используются недостаточно, и большое количество резервных деталей, материала, инструмента; b) не всегда высокое качество ремонта, несмотря на всю тщательность его производства, так как содержать персонал такой высокой квалификации и иметь такие совершенные приспособления, какие могут иметь специализированные организации, станции лишены возможности.

Однако, учитывая исключительно высокое использование оборудования, отсутствие резерва и разбросанность наших станций на огромной территории, в СССР принят этот метод.

Вторая форма ремонта, т. е. его производство силами центрального ремонтного завода станции, в виде опыта применялась на двух наших станциях (в Иванове и в Ленинграде). Несмотря на преимущества перед первой в отношении лучшего использования рабочей силы и инструмента, она была оставлена, так как давала худшие показатели в отношении быстроты и тщательности производства работ и сопровождалась попытками переложить ответственность с одного лица на другое.

Третья форма ремонта — передача основного ремонта специализировавшимся предприятиям — у нас не применяется, но имеет преимущественное распространение за границей. Ее преимущества — удешевление ремонта вследствие лучшего использования персонала, инструмента, общности резервного парка и высокое качество ремонта из-за возможности иметь в штате наиболее квалифицированный персонал, специализировать его на определенных работах и все время повышать его квалификацию вследствие большого объема работ. В то же время такое специализированное предприятие имеет возможность располагать лучшим оборудованием и широко механизировать работу.

Можно думать, что в дальнейшем эта третья форма должна получить распространение и у нас. Факторами, которые могут заставить внедрить эту систему, является: повышение числа станций и плотности расположения их, уменьшение мощности станций, однотипность их оборудования, стремление снизить численность ремонтного персонала и т. д.

Для повышения качества ремонтов выработан ряд мероприятий, которые в основном сводятся к следующему:

1. Разработка методики ремонтов. На основании специальных инструкций, информационных писем, норм времени, обмена опытом между станциями и заводами по каждой станции разрабатывается методика ремонта, наиболее подходящая для установленного оборудования, изготовляются подъемные приспособления, механизмы, шаблоны и т. д., облегчающие ремонт.

2. Тщательная подготовка к ремонту. Перед ремонтом на основе опыта предыдущих ремонтов, испытаний оборудования и эксплоатационных записей определяется объем ремонта. Объем ремонта фиксируется в специальных „дефектных ведомостях", составляемых согласно с типовыми дефектными ведомостями, имеющимися в типовых инструкциях по ремонту оборудования. Дефектная ведомость служит исходным материалом для составления плана работ по времени и по технологическому процессу. К началу работ должны быть заготовлены чертежи, инструкции, инструмент, материалы и запасные части, ограждения и такелажные приспособления.

3. Правильная организация ведения работы. Правильная организация работ состоит в соблюдении технологического процесса, установленного

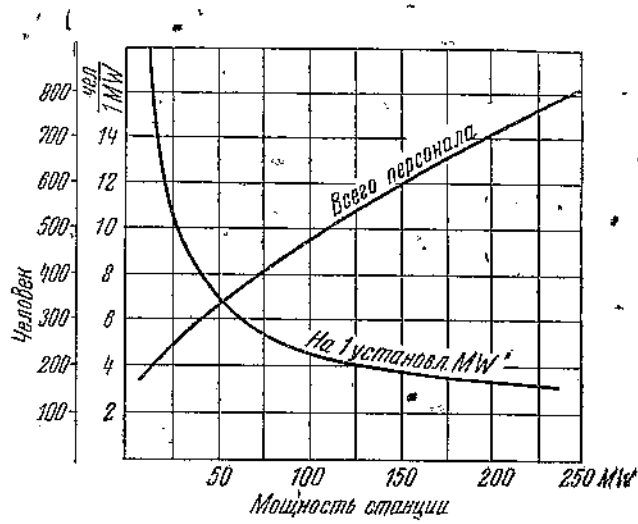
планом и не меняющегося во время ремонта. Персонал точно должен знать свою роль и свой участок, свои расценки и систему премирования за качество и за сокращение времени против плана. Персонал точно так же должен знать, что участок и работа каждого фиксируются записью и что за дефекты, которые будут обнаружены в процессе последующей эксплоатации, существует суровая ответственность. После каждого этапа работ руководителем должна производиться приемка. В процессе работы все рабочее место и инструмент должны содержаться в образцовом порядке.

4. Приемка-сдача работ после окончания ремонта. Важным этапом в ремонте являются сдача работы и составление акта. Этот последний этап работы имеет не только формальный характер, но является проверкой работы по существу. По основному оборудованию разработаны специальные отчетные ведомости, в которых перечислены все типовые работы и все измерения, которые обязательны при нормальном ремонте. Заполнение этой ведомости не только дает картину проделанного, но является основой последующей эксплоатации и исходным материалом для очередной ревизии. В то же время отчетная ведомость является программой приемки-сдачи.

Акты приемки-сдачи хранятся в паспортах оборудования.

На фиг. XXII,3 изображена наиболее распространенная организационная структура ремонтной группы электроцеха, согласно которой руководителем ремонтной части является старший инженер по ремонтам, а все оборудование распределено между мастерами; мастер является лицом, ответственным за состояние оборудования, находящегося на выделенном в его ведение участке, и за технические и хозяйственные показатели результатов работы этого участка. Он имеет все права единоначальника (в пределах своего участка), отвечает за производственную дисциплину подчиненного персонала, за подбор работников и т. д. Мастер имеет право налагать взыскания, представлять к взысканиям и к премированию. У мастеров в подчинении находятся ремонтные бригады.

От правильной организации ремонтной части в значительной степени зависит численность персонала станции. Составляющая стоимости энергии, соответствующая расходу на обслуживающий персонал, очень велика и доходит до 30%. Лишний персонал вызывает не только очень крупные расходы на его содержание, но и на сооружение и содержание поселка при станции, различных подсобных предприятий и т. д. Кроме того замечено, что с увеличением численности персонала увеличивается и аварийность, что является следствием неправильного использования персонала, падения производительности его труда и т. д. Удельная численность персонала на наших станциях значительно выше, чем на заграничных, что объясняется отчасти принятой формой организации ремонта, отчасти слабой механизацией ряда процессов, например, разгрузки топлива и производства ремонтов.



Фиг. XXII, 4.

Представление об удельной численности персонала на наших станциях дает график фиг. XXII,4 и табл. XXII,1.

Таблица XXII, 1

Мощности станции в MW	5	12	25	50	100	250	250
Всего в штате чел. . .	153	194	256	340	469	702	804
Управление „ . . .	43	54	65	84	103	130	143
Производство „ . . .	110	140	191	256	368	572	659
Максимум } в электро-	27	44	70	91	113	124	130
Минимум } цехе . . .	14	19	27	37	60	100	105
Численность персонала на 1 MW установленной на станции мощности	30,6	16,2	10,2	6,8	4,7	3,5	3,2

Приводимые данные получены из проекта рационализаций структуры управления и штатов свыше 20 наших лучших станций. Цифры таблицы могут служить некоторой ориентировкой при оценке штата. Они, конечно, могут быть значительно уменьшены дальнейшим улучшением организации работ, применением стахановских методов, совмещением профессий, расширением фронта обслуживания и т. д.

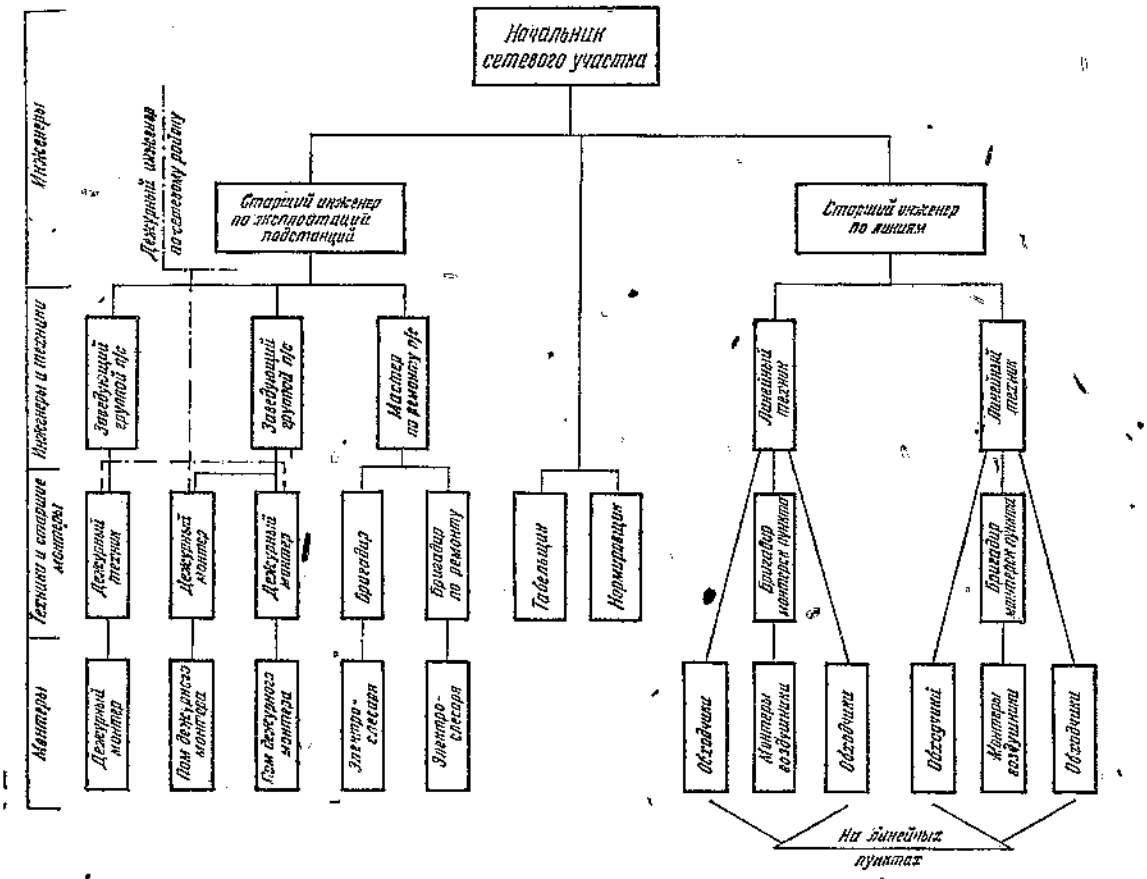
XXII,7. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА СЕТЕВОГО РАЙОНА

Сетевой район является таким же самостоятельным промышленным предприятием, как и электростанция. В каждой энергосистеме в зависимости от протяженности и сложности электрических сетей организуется один или несколько сетевых районов. Границы сетевых районов устанавливаются по территориальному признаку. Организационная схема сетевого района в

общем такова же, как и схема электростанции с тем исключением, что вместо цехов сетевой район делится на сетевые участки. Границы сетевых участков определяются директором района.

Сетевой участок является основной производственной единицей сетевого района; организационная структура его изображена на фиг. XXII,5. Как видно

Эксплоатацией линий ведают линейные техники. Для постоянного надзора за состоянием линии вдоль линии располагаются линейные пункты, на которых живут обходчики. Участок обходчика имеет протяжение 10—15 km в обе стороны от пункта. Обход производится один-два раза в неделю в зависимости от значения и состояния линии. Ремонты линии осу-



Фиг. XXII, 5.

ществляются монтерскими бригадами, находящимися на монтерских пунктах. Бригада состоит из нескольких человек. Монтерских пунктов значительно меньше, чем линейных, и находятся они на значительно большем расстоянии друг от друга, главным образом в местах концентрации линий.

из этой схемы, организационное подразделение идет по двум направлениям: эксплоатация подстанций и эксплоатация линий передач. В свою очередь каждое из этих направлений делится на две части — собственно эксплоатация и ремонт.

Во главе эксплоатации подстанций стоит старший инженер по эксплоатации, которому подчинен в административно-техническом отношении дежурный персонал на подстанции. На крупных подстанциях имеются заведующие (начальники) этих подстанций, группа более мелких подстанций может иметь общего заведующего. В оперативном отношении весь дежурный персонал подчинен дежурному инженеру по району. Для ремонтных работ на подстанциях в составе участка имеется ремонтный мастер с необходимым числом ремонтных бригад.

В некоторых старых системах (Мосэнерго, Ленэнерго) сохранились организационные формы, несколько отличные от описанных, а именно: между районным управлением и сетевыми районами существует еще промежуточный элемент в виде управления сетями. Эта промежуточная ступень в значительной мере дублирует аппарат районного управления и усложняет организационную схему. Поскольку в этом случае идет дело об исключениях, такая организационная форма здесь не рассматривается.

XXII,8. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛОАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ

Основными показателями правильной организации эксплоатации являются: полная безаварийность работы, высокая экономичность режима, высокий коэфициент использования оборудования, низкая стоимость обслуживания, наименьшая удельная численность персонала (на 1 установленный MW на 100 km линии, кабеля и т. д).

Можно сформулировать несколько общих положений, соблюдение которых обеспечивает получение наилучших показателей эксплоатации:

1. Полное знание установленного оборудования. Такое знание включает в себя знание не только теории работы данного типа оборудования, но конкретное знание свойств, параметров и характеристик данного экземпляра, полученных в результате специальных испытаний и обработки эксплоатационных наблюдений. Оно предполагает также наличие всех чертежей, эксплоатационных инструкций, описаний, подробное изучение их персоналом и уменье быстро применять полученные сведения.

2. Правильное установление режима работы оборудования, сроков осмотра, порядка ухода, строгое соблюдение сроков и объема планово-предупредительного ремонта, высокое его качество. Об организации планово-предупредительного ремонта было сказано выше. Отметим, что соблюдение сроков планово-предупредительных ремонтов не означает возможности отсрочки устранения замеченных дефектов. Ни один дефект, ни одна мелкая неисправность не устраняются сами собой. Наоборот, возникшие неисправности склонны к очень быстрому углублению, и если их своевременно не устранить, они могут служить причиной очень тяжелых аварий. Всякая замеченная неисправность поэтому должна быть устранена в возможно кратчайший срок. Планово-предупредительные ремонты не есть массовое устранение скопившихся неисправностей, а средство предупреждения их возникновения до следующей плановой остановки оборудования.

3. Систематическое воспитание персонала в духе твердой дисциплины, обучение его приемам и методам работы, постоянная тренировка персонала производственными учениями, противоаварийными играми; большое значение имеет повышение общей технической грамотности персонала путем организации курсов техминимума. Персонал следует воспитывать в духе высокой культуры эксплоатации, т. е. внедрения образцового порядка и организованности в эксплоатационном режиме. На одном из первых мест должно быть требование образцовой чистоты. Грязь и запыление даже в размерах, терпимых в быту, недопустимы в условиях энергетического производства; они приводят к порче изоляции, механическим повреждениям и т. д. Большое значение имеет воспитание у персонала внимания к мелочам. В эксплоатации нет мелочей. Небольшой, почти незаметный нагрев, необычный звук, небольшая, но не отмеченная раньше искра при отключении разъединителя и т. д. могут дать предупреждение о назревающей крупной аварии. Например, машинист услышал слабый, но необычный звук при прослушивании лобовых частей генератора. Никто из персонала не находит ничего необычного в этом шуме. Машинист настаивал на наличии неисправности и торцевые щиты были ночью сняты. Оказалось, что крепление лобовых частей ослабело и при отсутствии исправления они были бы смяты и сдвинуты с места при первом же коротком замыкании в сети. Причина всякого необычного явления должна быть выяснена, каким бы незначительным ни казалось явление.

К обычным мелким деталям эксплоатации следует относиться с тем же вниманием, как и к крупным. Несвоевременная смена предохранителя в цепи отключения выключателя на какой-нибудь отходящей линии равносильна при повреждении линии короткому замыканию на шинах и остановке всей станции. Отказ в отключении выключателя генератора вследствие загрязнения контакта при одновременном отключении гасителя поля этого генератора привел к тому, что все остальные генераторы перегрузились реактивным током, который брал на себя генератор, оставшийся без возбуждения, и все были отключены защитой. Таких примеров можно привести очень много.

4. Тщательное расследование аварии. Всякая авария должна быть расследована до конца, т. е. выяснены ее причина, виновники, установлена правильность ее ликвидации и намечены мероприятия по устранению подобных аварий в дальнейшем.

Ликвидация всякой аварии есть проверка состояния эксплоатации и обученности персонала. О результатах расследования аварии персонал должен быть хорошо информирован.

5. Широкое внедрение профилактических испытаний и четкое ведение проверки измерительных приборов и реле. Одной из главных причин аварий в электрической части станций является повреждение изоляции. Профилактические испытания позволяют заранее установить состояние изоляции, найти слабое место и устранить его.

Не меньшее значение для полного изжития аварий имеет систематическая проверка защитных реле. Всю эту группу работ выполняет электроизмерительная лаборатория, постановка дела в которой имеет огромное влияние на эксплоатацию электрооборудования.

6. Хорошо поставленная документация. Документация дает возможность выявить всю предшествующую жизнь оборудования, установить наилучший режим, метод ухода и способ ремонта, дает возможность выявить причины и найти виновника аварии. Вся жизнь оборудования и все явления эксплоатации должны быть зафиксированы и систематизированы так, чтобы необходимые сведения могли быть найдены быстро и точно. Документацию поэтому следует вести по объектам так, чтобы в паспорт крупного объекта включалось все его вспомогательное

оборудование. Объектами являются генераторы, трансформаторы, двигатели, присоединения распределительных устройств, т. е. все оборудование от шин до линейных разъединителей. Паспорт оборудования состоит из технических сведений об оборудовании, результатов приемочных испытаний, протоколов профилактических испытаний, актов капитальных ревизий и эксплоатационных сведений. Последние должны поступать систематически, быть точными и по возможности полными, за подписью исполнителя.

ГЛАВА XXIII

ВЕДЕНИЕ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

XXIII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Дежурный инженер, получив от диспетчера графики активной и реактивной нагрузок станции на следующий день, устанавливает режим работы станции в целом и по отдельным цехам, т. е. намечает оборудование, которое должно работать, срок его ввода и нагрузку. При выполнении графика режим работы оборудования в цехе регулирует дежурный техник, а регулировка нагрузки станции в целом лежит на обязанности дежурного по щиту управления. Последний, воздействуя на регуляторы скорости турбин, регулирует активную нагрузку и, поддерживает частоту в сети на нормальном уровне; воздействуя на реостаты в цепи возбуждения генераторов, дежурный по щиту регулирует реактивную нагрузку и напряжение.

Отклонения станций от графиков, предписанных диспетчерам, влекут за собой снижение качества энергии, отпускаемой потребителям, и вредно отзываются на работе самих станций.

Колебание частоты вызывает изменение числа оборотов электродвигателей; пропорционально числу оборотов изменяется производительность механизмов. Таким образом при падении частоты производительность фабрик и заводов уменьшается. Одновременно падает качество продукции вследствие нарушения нормального технологического процесса. Например, на текстильных фабриках резко растет брак вследствие изменения скорости движения нити. Особенно сильно сказывается падение частоты на работе центробежных машин. Давление (напор), развиваемое ими, снижается пропорционально квадрату, а потребляемая мощность — кубу числа оборотов. Нарушения технологического процесса в этом случае могут быть настолько значительными, что на ряде предприятий, например, на металлургических заводах, могут возникнуть тяжелые аварии.

При падении частоты нагрузка системы несколько снижается; в среднем при падении частоты на 1% нагрузка падает на 1—1,5%. Однако при падении частоты снижается и мощность станций, собственные нужды которых питаются от общей сети: падает давление в трубопроводах циркуляционной и питательной воды, снижается напор и разрежение в тяговых и дутьевых устройствах котлов, паропроизводительность котельных уменьшается.

Большую опасность представляют колебания частоты (как вниз, так и вверх) для лопаток и дисков паровых турбин вследствие возникающих в них вибраций. Для некоторых типов турбин сколько-нибудь продолжительная работа при частоте, отличной от номинальной, грозит поломкой лопаток и выходом турбины из строя.

Частота в энергосистемах должна поддерживаться непрерывно на уровне 50 Hz с отклонением не более ±0,5 Hz (§ 1087 ПТЭ).

Отклонения напряжения свыше допустимых пределов также вредно влияют на работу потребителей. Вращающий момент асинхронных двигателей с уменьшением напряжения падает (при постоянном скольжении он пропорционален квадрату напряжения), момент же сопротивления механизмов не изменяется. Для того чтобы развить прежний момент, скольжение асинхронного двигателя должно увеличиться, т. е. число оборотов уменьшится. Последнее обусловливает снижение производительности механизмов, а в ряде производств ухудшение качества продукции, как и при падении частоты. Кроме того при увеличении скольжения возрастает ток электродвигателя, что влечет за собой его перегрев; при длительной работе с пониженным напряжением перегрев двигателя может привести к его повреждению.

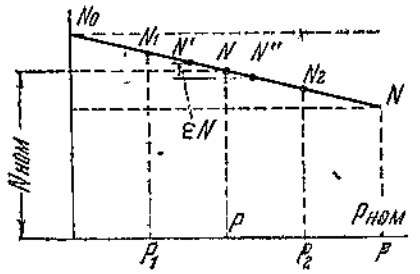
Для того чтобы предотвратить возникновение тяжелых аварий и обеспечить снабжение потребителя электроэнергией высокого качества, необходимо сознательное и точное ведение режима работы станции.

XXIII,2. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ РЕГУЛЯТОРА СКОРОСТИ ТУРБИН

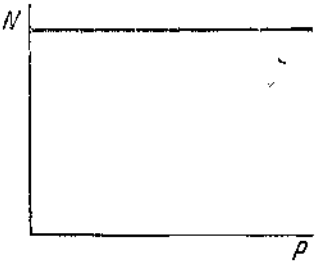
Процессы регулирования активной нагрузки и частоты тесно связаны между собой. Для того чтобы выяснить характер протекания этих процессов, необходимо предварительно ознакомиться с принципом действия регуляторов скорости турбин.

Назначение регулятора — реагировать на всякое изменение числа оборотов турбины и посредством изменения впуска движущего фактора (пара, воды) сбалансировать вращающий момент турбины с величиной момента сопротивления, развиваемого генератором, и привести число оборотов агрегата к номинальной величине.

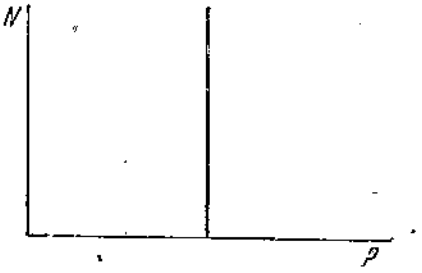
В настоящее время на турбинах устанавливают статические регуляторы, которые не поддерживают постоянства числа оборотов. При наличии таких регуляторов число оборотов турбины зависит от ее нагрузки и с увеличением нагрузки несколько снижается. Кривая, показывающая зависимость числа оборотов агрегата от активной нагрузки, называется характеристикой регулятора. Характеристика статического регулятора приведена на фиг. XXIII,1.



Фиг. XXIII,1.



Фиг. XXIII,2.

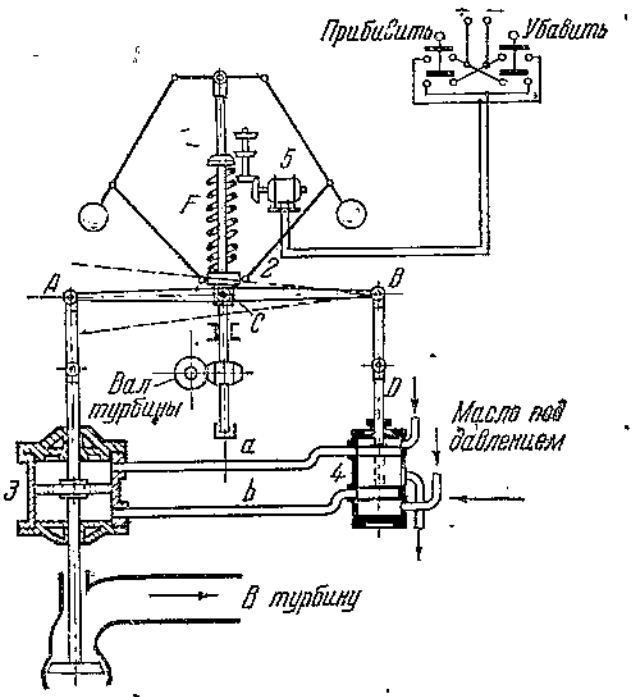


Фиг. XXIII,3.

Существуют конструкции регуляторов, которые могут держать число оборотов постоянным, независимо от нагрузки. Такие регуляторы называются астатическими или изодромными, их характеристика изображается прямой, параллельной оси нагрузок (фиг. XXIII,2).

Турбины с противодавлением, отдающие пар на производство, могут вовсе не иметь регуляторов скорости. Расход пара в них регулируется по давлению в магистрали за турбиной. При данной электрической нагрузке число оборотов агрегата будет зависеть от расхода пара (фиг. XXIII,3). Работа такого агрегата возможна только в том случае, если его генератор включен в общую, достаточно мощную, сеть. В этих условиях число оборотов его будет зависеть только от частоты в сети, нагрузка же агрегата будет изменяться в соответствии с расходом пара на производство.

Принципиальная схема устройства регулятора скорости со статической характеристикой изображена на фиг. XXIII,4. Регулятор скорости состоит из следующих основных элементов: центробежного регулятора *1*, муфты регулятора *2*, масляного сервомотора *3*, золотника сервомотора *4*, электрического сервомотора для дистанционного регулирования от руки нагрузки и числа оборотов машины *5*. Действие регулятора происходит следующим образом: при установившемся состоянии поршень золотника *4* перекрывает оба отверстия маслопровода, так что поршень сервомотора *3* не может двигаться. При увеличении нагрузки число оборотов первичного двигателя, а следовательно, и центробежного регулятора, связанного с валом двигателя зубчатой передачей, уменьшится, и муфта регулятора опустится. Так как поршень сервомотора двигаться не может, перемещение муфты 2 вызовет перемещение точки *B* вниз (рычаг *AB* будет вращаться около точки *A*). Шток *BD* переместит поршень золотника *4* вниз, произойдет впуск масла под давлением в трубку *a*. Поршень сервомотора опустится вниз, воздействуя через систему рычагов на главный впускной клапан. Последний, открываясь, даст доступ большему количеству пара или воды. Обычно вследствие инерции устройства происходит несколько большее открытие клапана, чем это требуется, и скорость регулируемого агрегата окажется несколько больше, чем ей надлежит быть. Муфта *2* поднимется и начнется обратный процесс, причем масло будет поступать в сервомотор через трубку *b* золотника. После ряда колебаний поршень золотника *4* займет среднее положение и процесс регулировки прекратится, точка *B* вернется

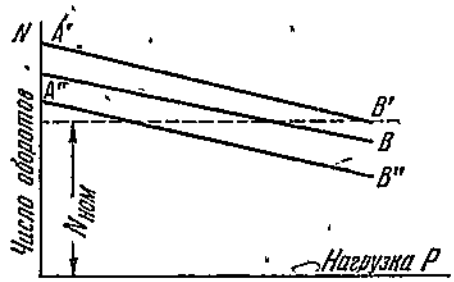


Фиг. XXIII,4.

в свое прежнее положение. Так как точка *A* при изменившейся нагрузке прежнее положение занять не может (вследствие необходимости увеличения открытия клапана для подачи большего количества пара (воды) в связи с увеличившейся нагрузкой), то и муфта *2* регулятора тоже не вернется к своему на-

чальному положению. Это значит, что и число оборотов регулятора не вернется к начальному значению и каждому значению нагрузки будет соответствовать свое собственное значение числа оборотов (см. характеристику фиг. XXIII,1).

При необходимости изменить число оборотов или нагрузку турбины персонал нажатием кнопки „прибавить", „убавить" приводит в действие электрический сервомотор *5* и изменяет силу натяжения пру-



Фиг. XXIII,5.

жины *F*. Изменение натяжения пружины нарушит состояние равновесия между центробежной силой грузов, их весом, весом муфты и действием пружины. Регулятор придет в действие, уравновесится при ином положении точек *A* и *2*, т. е. изменит впуск движущего фактора. Другими словами, регулятор будет работать по иной характеристике, параллельной первой, но лежащей выше или ниже ее (см. кривые $A'B'$ и $A''B''$ на фиг. XXIII, 5).

Строго говоря, характеристика регулятора является кривой, но в целях упрощения анализа она обычно заменяется прямой линией. Наклон характеристики определяет степень статизма (коэфициент статизма) или короче статизм регулируемого агрегата. Статизм есть отношение снижения числа оборотов агрегата, выраженного в относительных единицах

$$\frac{N_1 - N_2}{N_{ном}} = \Delta N \text{ (фиг. XXIII,1)}$$

к соответствующему увеличению нагрузки

$$\frac{P_2 - P_1}{P_{ном}} = \Delta P.$$

Статизм обозначается буквой *S*:

$$S = \frac{\Delta N}{\Delta P}.$$

Поскольку характеристика регулятора принята прямой, величина статизма на всем диапазоне нагрузок останется постоянной и потому безразлично, какие значения P_1 и P_2 и N_1 и N_2 выбирать для определения *S*. Если их выбрать для холостого хода и полной нагрузки, то

$$\Delta P = \frac{P_{ном} - 0}{P_{ном}} = 1$$

и *S* будет численно равен коэфициенту неравномерности δ:

$$\delta = \frac{N_{хол.\ ход} - N_{полн.\ нагр}}{N_{ном}}.$$

Величина обоих коэфициентов по нормам не должна превышать 4%.

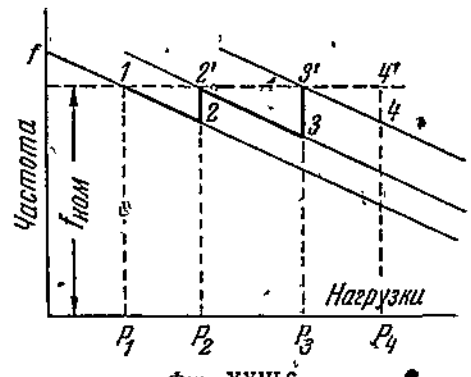
Для характеристики свойств регулятора важен еще коэфициент нечувствительности (фиг. XXIII, 1)

$$\varepsilon = \frac{N' - N''}{N}.$$

Этот коэфициент показывает, что около каждой точки работы регулятора при числе оборотов *N* есть область нечувствительности εN (фиг. XXIII, 1). Регулятор не придет в действие, пока число оборотов не увеличится до N' или не уменьшится до N''. Степень нечувствительности регуляторов обычно не превышает 0,3 — 0,4%.

XXIII, 3. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ МАШИНАМИ НА СТАНЦИИ, НЕ РАБОТАЮЩЕЙ ПАРАЛЛЕЛЬНО С ДРУГИМИ СТАНЦИЯМИ

Рассмотрим процесс регулирования числа оборотов, а следовательно, и числа периодов при возрастании нагрузки в сети, питающейся от отдельной машины. Если после работы турбогенератора с установившейся нагрузкой P_1 при номинальной частоте $f_{ном}$ (точка *1* фиг. XXIII, 6) нагрузка начнет увели-



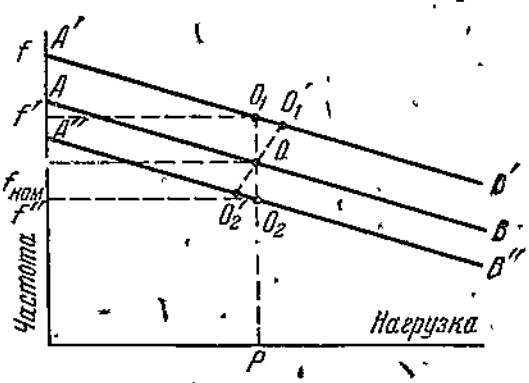
Фиг. XXIII,6.

чиваться, то частота будет уменьшаться, следуя характеристике регулятора *1-2*, пока дежурный по щиту нажатием на рычаг или кнопку „прибавить" не переведет характеристику в новое положение *2'-3*. По мере роста нагрузки характеристика последовательно перемещается дежурным в положение *3'-4* и т. д., чтобы частота в системе оставалась постоянной.

Если при постоянной нагрузке в сети *P* поднять или опустить характеристику регулятора, то частота

поднимется или опустится до значений f' и f'' (фиг. XXIII,7); при этом величина нагрузки P не изменится, если нагрузка чисто осветительная, и изменится очень мало (точки O'_1 и O'_2), если нагрузка смешанная, т. е. зависит от частоты.

Из рассмотренных примеров ясно, что при работе генератора изолированно от других генераторов воздействием на регулятор скорости можно влиять только на частоту (число оборотов). Нагрузка же агрегата практически не изменится и зависит только от нагрузки потребителя.



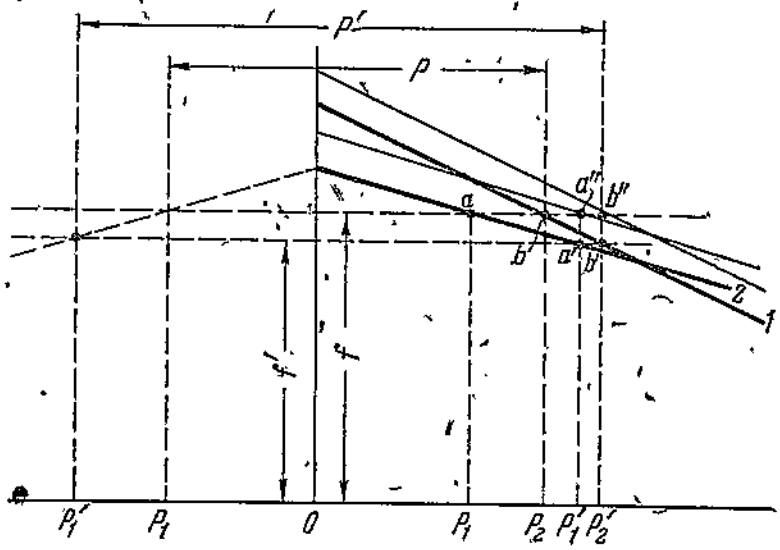
Фиг. XXIII,7.

Рассмотрим теперь случай, когда на станции работают две машины, снабженные статическими регуляторами с разными коэфициентами статизма. Обе машины несут разные нагрузки P_1 и P_2. Выясним, как распределится нагрузка между машинами, если во внешней сети нагрузка $P = P_1 + P_2$ возросла до нового значения P'. На фиг. XXIII,8 пунктиром показано построение, при помощи которого можно найти новые нагрузки $P_1' + P_2' = P'$. Для этого одна из характеристик изображена во втором квадранте и на характеристиках 1 и 2 найдены точки a и b, сумма абсцисс которых равна P'. Новое распределение нагрузки будет строго определенным, задача имеет только одно решение. При этом сильнее загрузится та машина, регулятор которой имеет меньший статизм. Число периодов снизится со значения f до f_1, и для того чтобы поднять частоту до прежнего значения f, необходимо обе характеристики регуляторов переместить в точки a' и b'.

Легко видеть, что если бы регулятор одной из машин имел астатическую характеристику, то все изменение нагрузки приняла бы на себя именно эта машина, частота же в сети сохранила бы свое первоначальное значение. При наличии астатических характеристик у регуляторов всех машин станции число возможных решений было бы бесконечно большим и распределение нагрузки было неустойчивым.

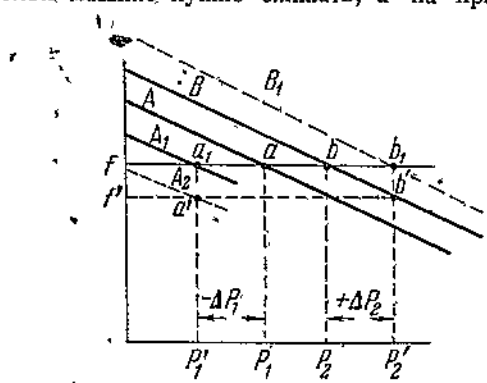
Если одну достаточно мощную машину на изолированной станции снабдить астатическим регулятором, а у остальных оставить статические регуляторы, то все машины со статическими регуляторами будут работать с постоянной заданной им нагрузкой, машина же с астатическим регулятором будет брать на себя все колебания нагрузки. При подобном устройстве частота в системе будет автоматически поддерживаться постоянной.

В случае если при параллельной работе нескольких машин со статическими регуляторами требуется



Фиг. XXIII,8.

перераспределить между ними нагрузку, например, разгрузить одну из машин, необходимо воздействовать на регуляторы нескольких машин. На разгружаемой машине нужно снижать, а на принимающих



Фиг. XXIII,9.

поднимать характеристики регуляторов. Иначе при воздействии только на одну из машин одновременно с разгрузкой машины изменится и частота в сети. Например, если снижать нагрузку со значения P_1 (фиг. XXIII,9) до P_1' с одной из двух работающих параллельно машин только опусканием ее характеристики A в положение A_2, что вторая машина примет на себя дополнительную нагрузку $+\Delta P_2 = -\Delta P_1$, но при этом ее рабочая точка опустится по характеристике B из положения b в b', т. е. число периодов снизится до f'.

Если же одновременно воздействовать на характеристики A и B, то можно перераспределить нагрузки в желательном направлении (точки a_1 и b_1), сохранив число периодов на прежнем уровне.

Таким образом, воздействуя на регуляторы скорости машин, работающих параллельно, можно регулировать как распределение нагрузки между машинами, так и частоту в сети.

XXIII,4. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В СИСТЕМЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ СТАНЦИЯМИ, РАБОТАЮЩИМИ НА ОБЩУЮ СЕТЬ

Для выяснения процессов распределения нагрузки между станциями, работающими параллельно на общую сеть при изменении внешней нагрузки или при изменении нагрузки одной из станций, можно представить себе каждую станцию в виде одной машины, имеющей свою характеристику регулятора скорости (среднюю из характеристик установленных на ней машин). Легко видеть, что при изменении общей нагрузки в системе изменится и распределение нагрузки между станциями и частота в системе. Если бы дежурные на щитах управления всех станций при этом попытались бы вернуться к прежней нагрузке на каждой станции, то они еще больше изменили бы частоту, либо снизили бы ее ниже допустимых пределов (при росте нагрузки системы), либо подняли бы ее до опасных значений (при снижении нагрузки). Такая борьба за нагрузку между станциями имела место на практике, пока не было введено диспетчерского управления. Бывали случаи, что станции, желая сохранить свою нагрузку ночью, поднимали частоту настолько, что работали скоростные автоматы турбин. Не многим лучше было бы дело в том случае, если бы все дежурные по щитам управления, забыв интересы своей станции, начали бы одновременно регулировать частоту. Одновременные, несогласованные действия повлекли бы за собой перерегулировку и вызвали бы качания, причем распределение нагрузки между станциями носило бы случайный характер.

Для того чтобы избежать описанных явлений, все станции кроме одной получают жесткие графики, вытекающие из условий экономичности работы, а одна из станций выделяется „ведущей по частоте". Задача этой станции принять на себя все изменения нагрузки и поддержать частоту на постоянном уровне. Процесс распределения нагрузки происходит так, как будто бы эта станция имеет астатическую характеристику при наличии статических характеристик у остальных. При изменении нагрузки системы эти станции не принимают никаких мер. Станция, ведущая по частоте, путем смещения регулировочных характеристик регуляторов скорости турбин выравнивает частоту и принимает на себя изменение нагрузки. Однако при резких толчках нагрузки приходится участвовать в регулировании и станциям, работающим по жесткому графику. Они помогают ведущей станции, если число периодов в сети вышло за допустимые пределы, и возвращаются к заданному графику тотчас же, как периоды в сети приблизятся к нормальным, если нет специального указания диспетчера об изменении графика.

В некоторых системах непредвиденные колебания нагрузок могут превзойти допустимые изменения мощности станции, ведущей по частоте. В таких случаях кроме станции, ведущей по частоте, выделяется одна из станций, работающая по скользящему графику.

Эта станция работает по твердому графику до тех пор, пока частота не выйдет за определенные пределы. После этого станция переходит на свободный график и оказывает помощь станции, ведущей частоту.

Регулирование частоты в системе и нагрузки станций вручную не может быть достаточно точным. Дежурный регулирует периодически, с большим или меньшим запаздыванием, не исключены неточные его действия, например, перерегулировка. Точное ведение режима может быть достигнуто лишь при помощи автоматических регуляторов частоты и мощности. Регуляторы частоты в зависимости от конструкции могут реагировать либо на мгновенные отклонения частоты от установленного значения, либо на среднее отклонение за какой-нибудь малый период (интегральные регуляторы), либо на скорость отклонения частоты (регулирование по первой производной). Они автоматически подают импульсы на изменение впуска движущего фактора (пара, воды) и могут свести колебания частоты к очень небольшим пределам ($\pm 0{,}03\%$). Автоматические регуляторы мощности реагируют на отклонение суммарной нагрузки станции от заданной величины, воздействуя на регуляторы числа оборотов. Конструкция регуляторов частоты и мощности довольно сложна, применение их в системах требует наличия ряда телемеханических устройств и поэтому в системах средней и малой мощности эти регуляторы сколько-нибудь широкого распространения не получили. В мощных системах, связанных друг с другом линиями передачи („интерконекция"), изменение частоты в пределах, обычных при ручном регулировании, влияет на потоки „обменной" мощности между системами настолько, что может вызвать нарушение связи между ними. В таких системах установка регуляторов частоты и мощности совершенно необходима для того, чтобы обеспечить бесперебойную совместную работу.

XXIII,5. РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ И НАПРЯЖЕНИЯ

Регулирование реактивной нагрузки станции тесно связано с регулированием напряжения; оба вида регулирования можно осуществить, изменяя возбуждение генераторов.

Процесс имеет некоторую аналогию с процессом регулирования нагрузки и частоты: 1) изменение возбуждения генератора, работающего отдельно от других генераторов, влечет за собой изменение напряжения на шинах, но не изменяет реактивной нагрузки агрегата; 2) меняя возбуждения генераторов, работающих параллельно, можно изменять распределение

реактивной нагрузки между ними; 3) изменением возбуждения генераторов станции можно принять реактивную нагрузку на станцию или сдать ее на другие станции.

Так же как недостаток активной мощности в системе влечет за собой снижение качества энергии (частоты), так и недостаток реактивной мощности вызывает снижение напряжения, что после определенного значения ставит под угрозу нормальную работу системы. Для организованного покрытия потребности в реактивной энергии необходимо такое же плановое распределение реактивной нагрузки по графикам между станциями, как это имеет место для активной мощности. Существенная разница между обоими процессами состоит в том, что в то время как покрытие потребности в активной нагрузке автоматически обеспечивает возможность поддержания нормальной частоты, имеющей одно и то же значение для всей системы, покрытие графика реактивной нагрузки еще не означает соблюдения необходимых значений напряжения во всех точках сети. Распределение напряжения в системе зависит от распределения потоков реактивных мощностей. Изменение напряжения на одной из станций путем изменения возбуждения генератора влечет за собой неизбежные изменения распределения реактивных мощностей в системе, и регулирование напряжения этим способом может быть осуществлено только при наличии резерва реактивных мощностей.

Например, для того чтобы на станции, связанной с системой одиночной линией 110 kV длиной 60 km, поднять напряжение на 5%, необходимо на эту станцию принять добавочную реактивную нагрузку в 25 MVA. Другие станции в системе должны сбросить соответствующую реактивную нагрузку. При более мощных связях станций с системой даже для небольших изменений напряжения требуются еще более значительные изменения в распределении реактивных нагрузок между станциями. Обычно сколько-нибудь значительных резервов реактивной мощности станции не имеют. Поэтому регулирование напряжения путем изменения возбуждения генераторов может дать удовлетворительные результаты только на изолированных станциях или в небольших системах. В крупных системах для регулирования напряжения должны применяться также синхронные компенсаторы, батареи статических компенсаторов, трансформаторы с регулировкой коэфициента трансформации под нагрузкой. Правильное использование всех этих средств возможно только при предварительном расчете распределения потоков активных и реактивных мощностей. При этом учитываются графики напряжений, которые должны поддерживаться в узловых точках системы для того, чтобы потребители, получающие питание от этих точек, имели бы колебания напряжения в допустимых пределах в течение всех суток независимо от колебаний их нагрузок. Составление графиков напряжения в узловых точках требует знания графиков нагрузок и напряжений у потребителей каждой станции и крупной подстанции. Дежурный диспетчер ведет систематическое наблюдение за соблюдением графиков напряжений; при отклонениях напряжений от графика он обязан изменить режим станции, перераспределить выработку реактивной энергии, изменить коэфициент трансформации трансформаторов, если они допускают переключения под нагрузкой и т. д. Все эти мероприятия при правильной технической структуре системы дают возможность поддерживать напряжение в допустимых пределах во всех точках системы.

Поддержание заданной величины напряжения значительно облегчается применением автоматических регуляторов напряжения.

Они могут быть установлены как на генераторах, так и на синхронных и статических компенсаторах, на регулируемых трансформаторах, бустерах и т. д. Регуляторы напряжения значительно облегчают работу дежурного. Вместо непрерывного регулирования реостатом возбуждения дежурный периодически, в соответствии с графиком нагрузки, задает установочным реостатом в цепи регулятора напряжения уровень напряжения, который поддерживает регулятор.

Применение автоматических регуляторов напряжения значительно повышает устойчивость работы энергосистем и является эффективным средством борьбы с тяжелыми авариями, носящими название *лавины напряжения*. Лавина напряжения возникает при недостатке реактивной мощности и выражается в самопроизвольном понижении напряжения, которое уменьшается сначала медленно, а затем катастрофически быстро. Снижение напряжения продолжается до тех пор, пока не отключится значительная часть электродвигателей (от действия защиты минимального напряжения, от максимальной защиты или от перегорания предохранителей), после чего напряжение восстанавливается. Кривая фиг. XXIII,10 дает представление о протекании этого явления во времени; данная авария продолжалась всего 16 sec. и вызвала отключение около 60% нагрузки.

При понижении напряжения ток, потребляемый сетью, питающей асинхронные двигатели и освещение, изменяется примерно так, как это показано на фиг. XXIII,11: сначала уменьшается вследствие уменьшения тока намагничивания двигателей, а затем возрастает из-за увеличения скольжения. Реактивная мощность, потребленная сетью, изменяется примерно по такому же закону, как это видно из фиг. XXIII,12 (жирная кривая). Зависимость располагаемой мощности генератора от напряжения показана на той же фигуре тонкими кривыми. Точки *A*, *B* и *C* являются точками устойчивой работы. При недостатке реактивной мощности (точка *D* и ниже) устойчивая работа невозможна и возникает лавина напряжения.

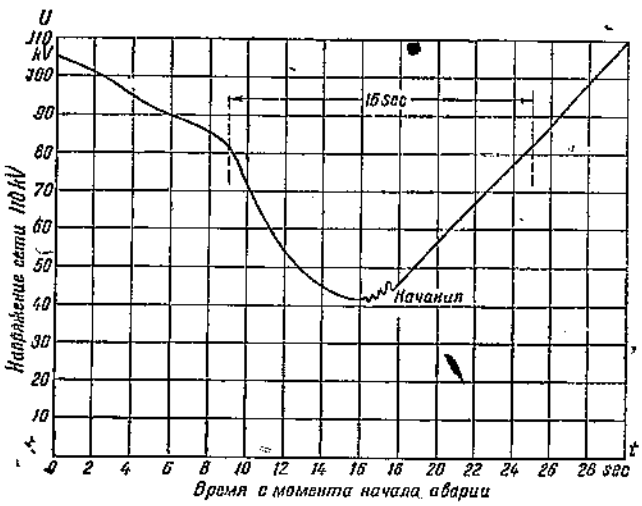
Недостаток реактивной мощности в системе может возникнуть либо вследствие неправильных действий дежурного персонала (опоздание с включением генератора, неправильная регулировка возбуждения), либо в результате аварийного отключения генерирующей мощности.

Так как явление протекает быстро, дежурный персонал не успевает принять необходимых мер. При установке автоматических регуляторов последние немедленно форсируют возбуждение до технически возможного предела (потолка возбуждения) и за счет временной перегрузки генераторов покрывают недостаток реактивной мощности, давая возможность персоналу принять необходимые меры. При отсутствии регуляторов напряжения форсировка возбуждения может осуществляться при помощи реле минимального напряжения, которые при падении напряжения замыкают накоротко шунтовой реостат в цепи возбуждения возбудителя генератора.

В настоящее время на генераторах всех станций Наркомэлектро установлены либо регуляторы напряжения, либо устройства, форсирующие возбуждение при низком понижении напряжения и аварии из-за лавины напряжения практически прекратились.

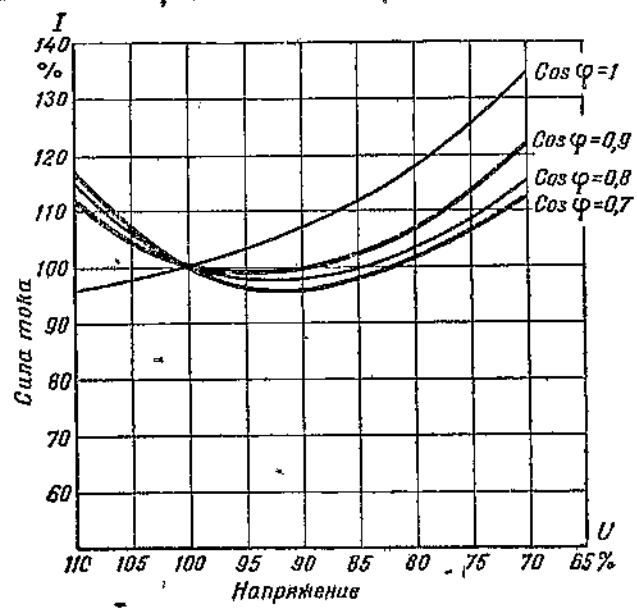
XXIII,6. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК МЕЖДУ ГЕНЕРАТОРАМИ СТАНЦИИ

Правильное распределение нагрузки между агрегатами станции имеет большое значение для достижения экономичной работы. При распределении активной нагрузки необходимо учитывать экономичность

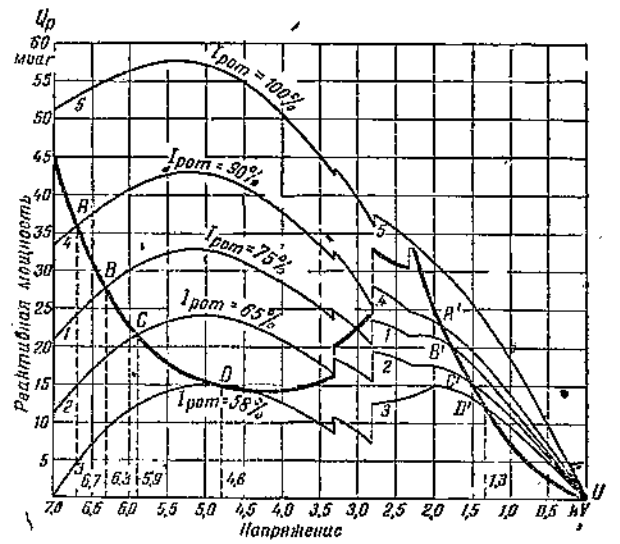


Фиг. XXIII,10.

всего агрегата в целом, т. е. генератора и его первичного двигателя. Экономичность агрегата характеризуется одним из следующих показателей: 1) зависимостью расхода движущего фактора (пара, воды) от нагрузки генератора, 2) зависимостью удельного расхода от нагрузки или 3) зависимостью к. п. д. от нагрузки. Для определения наиболее экономичного распределения нагрузок первая зависимость представляется наиболее удобной. Зависимость расхода движущего фактора от нагрузки является непрерывно возрастающей кривой. Если регулирование ведется путем открытия клапанов, в соответствующих точках характеристики появляются переломы. Производная расхода по нагрузке для какой-либо точки кривой называется „относительным приростом". Относительный прирост характеризует увеличение расхода движущего фактора на единицу прироста нагрузки. На фиг. XXIII,13, вверху показаны две характеристики



Фиг. XXIII,11.



Фиг. XXIII,12.

расхода в зависимости от нагрузки (диаграмма построена в условных единицах), а внизу даны кривые относительного прироста. Если эти последние кривые непрерывные и возрастающие, можно показать, что наименьший расход при данной общей нагрузке достигается в том случае, если нагрузки отдельных машин соответствуют равенству относительных приростов.

Обозначим суммарную нагрузку станции $P_{сум}$, нагрузки двух ее агрегатов P_1 и P_2. Расход движущего фактора обозначим через $B_{сум}$, B_1 и B_2. Предположим,

что зависимость $B_1=f(P_1)$ и $B_2=f(P_2)$ представляют непрерывные функции. Очевидно, что

$$B_{сум}=B_1+B_2, \qquad (XXIII,1)$$

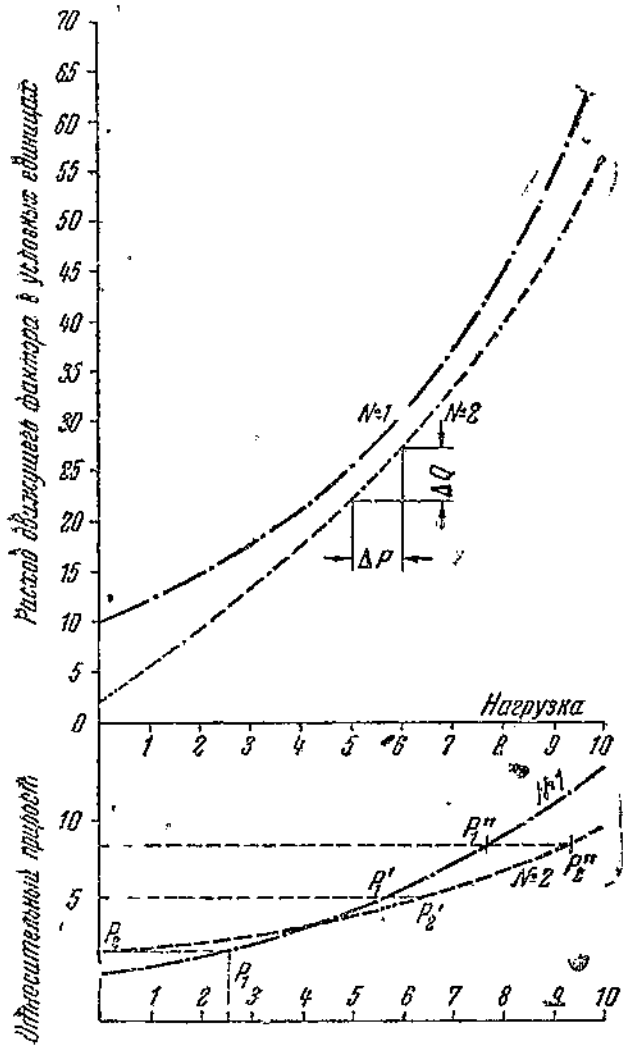
$$P_{сум}=P_1+P_2.$$

При этом

$$P_{сум}=P_1+P_2=\text{const}$$

и

$$P_2=P_{сум}-P_1.$$



Фиг. XXIII,13.

Определим для данного $P_{сум}$ те нагрузки P_1 и P_2, при которых $B_{сум}$ имеет минимальное значение. $B_{сум}$ будет минимальной величиной, когда его первая производная по P_1 или P_2 будет равна нулю, т. е.

$$\frac{dB_{сум}}{dP_1}=0. \qquad (XXIII,2)$$

На основании уравнений (XXIII,1) и (XXIII,2) имеем

$$\frac{dB_{сум}}{dP_1}=\frac{dB_1}{dP_1}+\frac{dB_2}{dP_2}\cdot\frac{dP_2}{dP_1}=0;$$

но

$$\frac{dP_2}{dP_1}=\frac{d(P_{сум}-P_1)}{dP_1}=-1$$

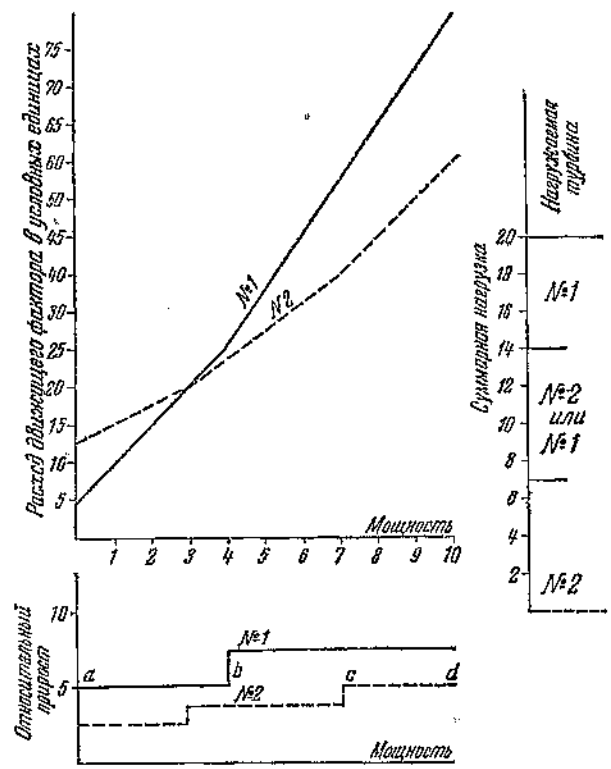
и потому

$$\frac{dB_{сум}}{dP_1}=\frac{dB_1}{dP_1}-\frac{dB_2}{dP_2}=0.$$

Таким образом условием максимальной экономичности будет равенство относительных приростов обоих агрегатов

$$\frac{dB_1}{dP_1}=\frac{dB_2}{dP_2}. \qquad (XXIII,3)$$

Пользуясь кривыми относительного прироста, можно заранее определить для любой комбинации агрегатов, находящихся в работе, последовательность подъема нагрузки на каждой из них. Поскольку при данном числе работающих агрегатов суммарный расход на холостой ход их является величиной постоянной, то в первую очередь нагрузку должен принять тот из агрегатов, относительный прирост которого будет наименьшим, хотя бы нагружаемый агрегат был бы менее экономичен. Так, при характеристиках агрегатов, изображенных на фиг. XXIII,13, в первую очередь до возрастания суммарной нагрузки до значения 2,5 MW должен нагружаться агрегат № *1*, вообще говоря, менее экономичный. Только



Фиг. XXIII,14.

после того как величины относительных приростов обоих агрегатов сделаются равными (точки P_1 и P_2), должен нагружаться и агрегат № 2. При дальнейшем росте суммарной нагрузки агрегаты должны нагружаться так, чтобы сохранились равенства относитель-

ного прироста. Проводя ряд прямых, параллельных оси абсцисс, можно по кривым относительного прироста найти распределение нагрузок для ряда значений суммарных нагрузок так, чтобы

$$P'_{сум} = P'_1 + P'_2,\quad P''_{сум} = P''_1 + P''_2 \text{ и т. д.}$$

При наличии на кривых относительного прироста участков, где значения прироста равны между собой и постоянны по величине (фиг. XXIII,14 ab и cd), для некоторого интервала получается неопределенное большое число комбинаций распределения нагрузок, дающих одно и то же значение минимального расхода. В этих пределах практически безразлично, какую из машин нагружать раньше. На фиг. XXIII,14 справа дан график, показывающий последовательность нагрузки агрегатов при росте суммарной нагрузки станции.

Следует заметить, что в рассуждениях, изложенных выше, не учтены требования заводов-изготовителей о минимальной нагрузке паровых турбин. Конденсационные и теплофикационные турбины не могут продолжительное время работать на холостом ходу. Для правильного теплового режима агрегата и для вентиляции лопаток нагрузка не должна снижаться ниже 10—25% от номинальной мощности турбины.

При распределении реактивной нагрузки между агрегатами станции следует руководиться тем же принципом равенства относительных приростов, в данном случае — равенства прироста потерь в генераторах. При этом можно принять, что наивыгоднейшее распределение активных и реактивных мощностей может производиться независимо друг от друга. В самом деле, при данном числе работающих генераторов наивыгоднейшее распределение реактивных нагрузок будет в том случае, если потери в меди будут наименьшими, так как постоянные потери от распределения нагрузки не изменяются. Потери в меди генераторов с некоторым приближением (без учета зависимости тока ротора от $\cos\varphi$) можно считать пропорциональным квадрату тока статора I;

$$\Delta P_м = I^2 R = I_a^2 R + I_r^2 R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R,$$

где I_a и P — активная составляющая тока статора и активная нагрузка, а I_r и Q — то же, реактивные, а R — активное сопротивление обмотки статора.

Так как P определяется в зависимости от экономических характеристик первичных двигателей и для данной активной нагрузки может считаться постоянным, то наивыгоднейшее распределение реактивной нагрузки зависит только от потерь в меди, соответствующих реактивной слагающей тока статора.

Уравнения кривой расходов для двух генераторов в этом случае напишутся так:

$$\Delta P_{1м} = \frac{Q_1^2}{U^2} R_1;\quad \Delta P_{2м} = \frac{Q_2^2}{U^2} R_2,$$

а условие наименьшей величины потерь

$$\frac{d(\Delta P_{1м})}{dQ_1} = \frac{d(\Delta P_{2м})}{dQ} = \frac{2}{U^2} Q_1 R_1 = \frac{2}{U^2} Q_2 R_2,$$

откуда

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{R_2}{R_1}.$$

Если учесть, что сопротивления генераторов примерно обратно пропорциональны их номинальным мощностям, можно в первом приближении считать, что наивыгоднейшее распределение реактивных нагрузок будет в том случае, когда они распределены пропорционально номинальным мощностям генераторов.

Легко видеть, что когда по характеристикам первичных двигателей безразлично, какой из агрегатов загружать активной нагрузкой, активные нагрузки генераторов должны распределяться по тому же принципу, что и реактивные, т. е. пропорционально номинальным мощностям генераторов. Другими словами, в этом случае все генераторы должны работать с одинаковым $\cos\varphi$.

ГЛАВА XXIV

ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

XXIV,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Необходимость оперативных переключений возникает во всякой электроустановке в связи с выводом оборудования в ремонт, резерв или при его испытаниях, при изменениях в схеме работы, например, в связи с перераспределением потоков активных и реактивных мощностей, ограничением токов короткого замыкания и т. д. При любом переключении существует опасность ошибки: включить или отключить коммутационную аппаратуру не в той последовательности, которая необходима, или не у того объекта, где намечено переключение. Особенно тяжелые последствия влекут за собой отключение разъединителей под нагрузкой и включения на забытые временные переносные заземления. В результате

таких ошибок возникают тяжелые аварии, иногда приводящие к распаду всей электрической системы и влекущие за собой несчастные случаи.

Для того чтобы полностью изжить аварийность при переключениях, Народный комиссариат электростанций установил очень жесткий порядок производства переключений и сделал обязательным устройство блокировок от неправильных операций с разъединителями[1].

Порядок производства переключений установлен в § 582—596 ПТЭ. Здесь указаны как общие требования к обстановке, в которой должны осуществляться переключения, так и требования к отдельным этапам их производства.

Общие условия производства переключений кратко можно сформулировать следующим образом: 1) переключения могут производиться только по распоряжению оперативного персонала и осуществляться только оперативным дежурным персоналом (§ 582 ПТЭ); 2) производящий переключения персонал должен быть специально обучен, переключения должны осуществляться вдвоем, причем оба лица должны иметь право на переключение (§ 583 и 587 ПТЭ); 3) для производства переключений должен выбираться по возможности спокойный период, не в максимум нагрузок и не в конце смены (§ 584 ПТЭ).

Значение первого требования было уже разъяснено при выяснении значения единоначалия в оперативной работе. Руководителями оперативных переключений в основной системе являются диспетчеры системы, а в местных сетях и установках — дежурные инженеры станций и сетей.

Второе требование устанавливает ответственность административно-технического персонала за качество подготовки дежурного персонала. Персонал не только должен пройти подготовку в виде стажирования на данном рабочем месте и сдать экзамен в знании обслуживаемой установки, должностных и производственных инструкций и правил безопасности, но должен получить формальное право на производство переключений, закрепленное приказом по предприятию. Эта формальность должна подчеркнуть ответственное значение оперативной работы, к производству которой он допущен.

Не менее важное значение имеет третье требование — выбор времени для переключений. В период максимальных нагрузок внимание персонала должно быть сосредоточено на правильном ведении режима напряженно работающего оборудования и отвлекать его для переключений недопустимо.

Аварийная статистика показывает, что ошибки персонала чаще всего имеют место в конце смены, особенно в конце ночной смены, когда внимание персонала притупляется. Отступления от третьего требования допускаются только в неотложных и аварийных случаях.

[1] На время войны требование об обязательном устройства блокировок отменено.

XXIV, 2. РАСПОРЯЖЕНИЯ О ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯХ

Составление распоряжения о переключениях. Для устранения ошибок при составлении распоряжения правила эксплоатации предписывают: 1) обязательное ведение во всех установках, имеющих постоянное дежурство, суточной оперативной схемы электрических соединений, на которой было бы обозначено действительное положение всех коммутационных аппаратов и места наложения заземлений на каждый данный момент (§ 585 ПТЭ); 2) установление строгой последовательности операций и проверку этой последовательности по схеме (§ 586 ПТЭ); 3) производство следующего переключения только после личного сообщения исполнителя об окончании предыдущего.

Важность знания действительного состояния установки в момент составления распоряжения видна из того факта, что из 130 аварий, имевших место в 1938 г. из-за неправильных переключений, 28 аварий, т. е. больше 20%, имели место из-за включения на переносное защитное заземление. Если бы отдающий распоряжение знал о наличии закоротки, распоряжение не было бы отдано, а он безусловно бы знал о ее наличии, если бы она своевременно была отмечена на оперативной схеме, т. е. если бы схема отражала в данный момент действительное состояние установки.

Передача распоряжения исполнителю. Даже наиболее простое и правильное распоряжение может исказиться при передаче его исполнителю, особенно если распоряжение плохо понято последним. Повторение распоряжения исполнителем не является достаточной гарантией от ошибки. Практика показала, что требование о повторении не всегда соблюдается, а контроль исполнения этого требования затруднителен. Правила технической эксплоатации поэтому устанавливают обязательность записи распоряжения исполнителем на специальный бланк переключения, причем запись подписывается исполнителем. Форма бланка приведена на стр. 388 (§ 588, ПТЭ).

При личной устной передаче распоряжения отдающий его обязан знать в лицо, знать фамилию и должность того, кому он передает распоряжение. Если передача распоряжения происходит по телефону, отдающий распоряжение обязан спросить у принимающего распоряжение фамилию и должность и проверить по списку, имеет ли это лицо право на производство переключения. После передачи распоряжения отдающий обязан заставить исполнителя повторить распоряжение.

Последующая запись исполнителя обеспечивает от искажения распоряжения в промежутке между получением распоряжения и исполнением. Заполнение бланка переключений заставит исполнителя еще раз вдуматься в распоряжение, проверить его. Бланк дает возможность контроля и самоконтроля, повышает сознание ответственности, позволяет точно установить причину аварии, если последняя произойдет.

НКЭС
.....Энергоуправление
.....ГРЭС

Бланк переключения

10 час. 14 мин., 5 января 1940 г.

Задание. Отключить и заземлить линию № 2 110 kV

ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ОПЕРАЦИЙ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ

1) отключить выключатель линии № 2 110 kV
2) проверить на подстанции, что выключатель линии № 2 отключен
3) отключить линейный разъединитель линии № 2 110 kV
4) отключить шинный разъединитель линии № 2 110 kV от второй системы шин 110 kV
5) включить заземляющие ножи на линейном разъединителе линии № 2 110 kV

Подпись лица, производящего переключение *(Иванов)*

Исполнение распоряжения. Неточное или ошибочное исполнение распоряжений обычно влечет за собой тяжелую аварию. Типичными ошибками являются: 1) нарушение последовательности операции; 2) производство операции не в той последовательности или не с тем оборудованием, которые были указаны в распоряжении.

Для обеспечения правильного исполнения распоряжения Правила технической эксплоатации устанавливают следующий порядок: операция, как правило, ведется вдоем; бланк переключения берется на место операции; второе лицо, наблюдающее за правильностью производства переключений, зачитывает бланк перед каждым элементом операции в последовательности, указанной бланком.

Такой порядок устраняет возможность превращения второго лица в безучастного наблюдателя, заставляя его быть в курсе операции, непрерывно контролируя ее.

В случае если установка обслуживается одним дежурным, этот дежурный записывает распоряжение в „бланк переключений" и производит операции согласно записи в бланке.

Разрешение на обслуживание установки одним человеком дается для распределительных устройств с простой схемой и редкими переключениями, при условии принятия ряда мер для повышения безопасности: установки приводов к разъединителям, блокировки их с выключателями и между собой, постановки на всех камерах сетчатых ограждений и т. д.

XXIV,3. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ОПЕРАЦИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ

Общим положением при производстве переключений является требование разрыва цепи выключателем. Наиболее надежной в эксплоатации является схема, при которой каждая цепь коммутируется своим выключателем, а разъединители служат только для выделения этого выключателя с соответствующей аппаратурой для ремонта. В этом случае разъединители могут быть жестко сблокированы с приводом выключателя и ошибочная операция с разъединителем может считаться исключенной. Однако экономические соображения заставляют применять ряд схем, в которых разъединители служат не только для отделения отключаемых выключателем цепей для ремонта, но и для изменения коммутационной схемы. В таких установках каждая операция должна быть особенно хорошо продумана и проведена с соблюдением всех выработанных практикой приемов. Блокировку от неправильных действий во всех установках следует считать вспомогательным средством. Операция должна производиться так, как будто блокировка отсутствует, так как блокировка может отказать, выйти из работы и т. д.

Включение и отключение выключателей обычно не блокируется. Однако эти операции, безопасные даже при ошибочном их производстве для того лица, которое их производит, могут вызвать аварию в системе или оставление потребителя без энергии. Перед производством всякого включения выключателя следует проверить: 1) тем ли выключателем производится операция; 2) нет ли работ на включаемом объекте и не оставлены ли там временные переносные заземления; 3) подготовлены ли все цепи к получению напряжения, например, включены ли все разъединители; в противном случае может иметь место последующее коммутирование нагрузки разъединителем; 4) не имеет ли включаемый объект несинхронного напряжения?

При отключении выключателя нужно проверить, тот ли выключатель отключается, который был указан в распоряжении, не вызовет ли его отключение нарушение синхронной связи между отдельными частями системы или перегрузку оставшегося в работе оборудования. Как всякая операция, включение или отключение выключателя может быть произведено или по распоряжению выше стоящего дежурного или в том случае, если эта операция разрешена или предписана должностной или аварийной инструкцией для данного рабочего места. Кроме того отключение выключателя может быть произведено любым дежурным, если он явственно видит, что этим отключением можно устранить непосредственную опасность жизни людей или целости оборудования.

Операции разъединителями могут производиться только в тех случаях, когда ими не включается и не отключается нагрузочный ток (§ 590, ПТЭ). Математически это требование можно выразить

$$\dot{I}\dot{U} = 0,$$

здесь $\dot{I}$—ток, проходящий через разъединитель, а $\dot{U}$—разность напряжения между его подвижным и неподвижным контактами до включения или после отключения. Для того чтобы $\dot{I} \cdot \dot{U} = 0$, необходимо, чтобы один или оба сомножителя были равны нулю.

При отключении разъединителем части цепи, ток в которой уже разорван выключателем, $\dot{I}$ равно нулю. Если же пользуются разъединителем для того, чтобы изменить схему коммутации и через разъединитель течет ток, то обеспечивается практическое равенство нулю $\dot{U}$ (разница напряжений между ножом и неподвижным контактом) тем, что разъединитель шунтируется шиносоединительным выключателем.

Правила технической эксплоатации в виде исключения допускают при отсутствии в коммутируемой цепи выключателя производить разъединителем следующие операции, при которых

$$\dot{I}\cdot\dot{U}\neq 0 \quad (\S\ 591).$$

1. Включение и отключение измерительных трансформаторов. Наибольшей мощностью измерительного трансформатора можно считать 1 000 VA на фазу.

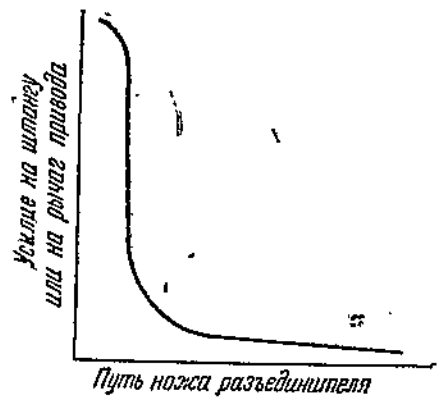
2. Включение и отключение зарядного тока сборных шин и оборудования.

3. Включение и отключение холостого хода силовых трансформаторов не свыше 180 kVA при напряжениях не свыше 10 kV. Позднее этот пункт был изменен и диапазон мощностей трансформаторов, холостой ток которых можно отключить разъединителями, был увеличен, а именно: 10 kV и ниже — 320 kVA, 35 kV—1 000 kVA; 110kV—3 200 kVA. Холостой ток трансформаторов 35 и 110 kV должен отключаться разъединителем с механическим приводом, установленным на открытом воздухе.

4. Включение и отключение зарядного тока воздушных линий протяжением не свыше 10 km и напряжением не свыше 35 kV и зарядного тока кабеля протяжением не свыше 5 km и напряжением не свыше 10 kV при отсутствии в сети в момент включения или отключения замыкания на землю. Коммутационные операции, выполненные разъединителем, представляют опасность потому, что на включаемых объектах могут иметься повреждения, замыкания между фазами и т. д. В этих случаях разъединителем будут коммутироваться значительные токи вплоть до токов короткого замыкания и потому все перечисленные операции должны производиться после тщательной проверки исправности цепи и по возможности разъединителем, привод которого находится вне опасной зоны в случае неудачной операции. Например, воздушные линии следует включать столбовыми разъединителями с длинной тягой.

При оперативных переключениях имеет значение сама техника включения и отключения. Как правило, все операции разъединителем должны совершаться быстро, уверенно и доводиться до конца. Целесообразность этого правила особенно ясна при включениях: при ошибочном включении дуга может загореться лишь на последних миллиметрах или сантиметрах пути, и если движение ножа к тому времени будет достаточно быстрым, дуга будет шунтирована и погаснет, так что персонал, производивший включение, не пострадает. Если включенный объект имел повреждение, то он будет отключен ближайшим выключателем.

Это соображение подтверждается и аварийной статистикой, которая показывает, что, например, в 1938 г. число аварий от ошибочных операций при включениях в семь раз меньше, чем при отключениях.

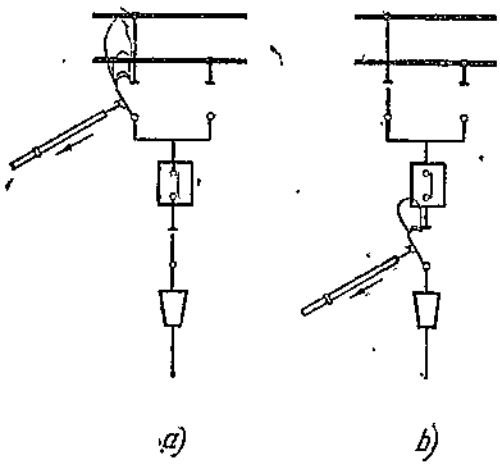


Фиг. XXIV,1.

Можно было бы предполагать, что при ошибочном отключении тока нагрузки разъединителем быстрым обратным включением последнего можно зашунтировать и погасить дугу. Однако опыт показывает, что при отключении разъединителя штангой или рычажным приводом такая операция редко удается. При неудаче же она влечет развитие аварии и несчастный случай (ожог) человека, затянувшего операцию обратным включением. Происходит это вследствие характера зависимости усилия, необходимого для отключения разъединителя, от длины его пути (фиг. XXIV,1). На первом, коротком участке должно быть приложено значительное усилие, вследствие чего быстро задержать движение не представляется возможным. За это время дуга успевает развиться и вызвать короткое замыкание между фазами, которого обратное включение погасить не может, и потому при отключении начатую операцию следует доводить до конца. Исключение составляют разъединители с штурвальным приводом с зубчатой или червячной передачей. Здесь движение очень медленное, а усилие имеет равномерный характер, так что обратное включение может быть произведено, пока дуга имеет длину всего несколько миллиметров.

С целью уменьшить последствия ошибочных операций практика выработала определенную последовательность включения и отключения разъединителей для типовых случаев. Например, при отключении какого-либо объекта (воздушной линии, кабеля) после отключения выключателя первыми отключаются линейные разъединители, а затем шинные, если вообще требуется их отключение. При включении сначала включаются шинные, а потом линейные, последним включается выключатель. Такой порядок принят в предположении, что возможны случаи, когда по ошибке к отключению разъединителей будет приступлено

раньше отключения выключателя. На практике имели место случаи, когда в момент операции разъединителями выключатель включался обратно. При таких ошибках неизбежен разрыв нагрузки разъединителями. Однако последствия аварии будут различны в зависимости от того, на каких разъединителях возникнет дуга. Если первыми будут отключаться шинные разъединители, то дуга возникнет на них (фиг. XXIV,2a), т. е. непосредственно на ответвлениях от сборных шин. Для прекращения ее необходимо отключение всех источников питания сборных шин и, следовательно, отключение всей установки. При разрыве же дуги линейными разъединителями (фиг. XXIV,2b) дуга будет погашена отключением выключателя под действием его защиты и повреждение будет локализировано. Легко видеть, что такое же ограничение размеров возможной аварии будет в том случае, когда при включении первыми будут включаться шинные, а вторыми—линейные разъединители.



Фиг. XXIV,2.

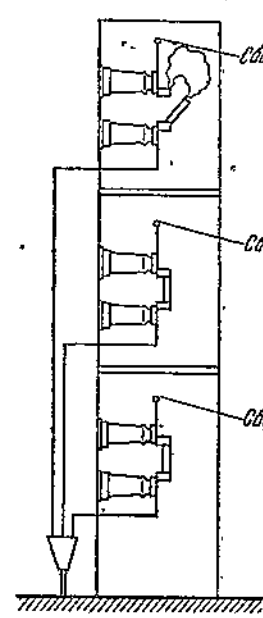
Однако, если линейные разъединители установлены так, что ошибочная манипуляция с ними для человека опаснее, чем с шинными, последовательность операций изменяется. Это бывает на тех подстанциях, где линейные разъединители установлены в тесном коридоре, на высоте роста человека, управляются оперативной штангой, а шинные расположены высоко и оборудованы приводом.

Из тех же соображений уменьшения последствий ошибочной операции разъединителем принят порядок манипуляции на так называемых „кабельных" сборках. Тип этого устройства представлен на фиг. XXIV,3. Однополюсные разъединители (или плавкие предохранители) одного кабеля смонтированы друг над другом по вертикали. Сборные шины проложены на верхних изоляторах разъединителей одной и той же фазы. Конструкция такой сборки является сильно устаревшей, однако она существует до сих пор даже в сетях Мосэнерго и Ленэнерго. При отключении кабеля сначала отключается средний по высоте разъединитель, затем верхний и после всех — нижний; включение производится в обратном порядке, т. е. сначала нижний, затем верхний и после всех средний.

Выясним причины выбора принятого порядка манипуляций. Заметим, что если кабель несет смешанную нагрузку, т. е. осветительную и асинхронных двигателей, то отключение первого (любого из трех) по порядку разъединителя обычно не вызывает появления дуги даже в том случае, если через разъединитель в момент разрыва протекал рабочий ток.

Объясняется это тем, что при обрыве одной фазы трехфазные асинхронные двигатели продолжают вращаться при питании от двух фаз и при своем вращении наводят в фазе, потерявшей питание, э. д. с., примерно равную бывшему на этой фазе напряжению. Между контактами разъединителя поэтому окажется сравнительно небольшая разность напряжений. При отключении второго разъединителя возникнет опасная дуга, третий же по очередности отключения разъединитель вообще не будет отключать мощность. Так как второй по очередности отключения разъединитель дает наибольшую дугу при ошибочной манипуляции, то он должен быть наиболее безопасным по положению. Таким является верхний разъединитель: над ним нет частей, имеющих напряжение, и дуга не может вызвать короткого замыкания. Наиболее опасным по положению является нижний разъединитель; он отключается последним, когда дуга не может возникнуть.

В заключение отметим важность соблюдения некоторых организационных положений при производстве переключений разъединителями: 1) переключениями должно руководить одно лицо; 2) следующее распоряжение это лицо должно отдавать лишь по получении личного сообщения об исполнении предыдущего; 3) перед операциями разъединителями необходимо, чтобы выключатель не только был отключен, но чтобы на него был повешен плакат: „не включать". Несоблюдение первого положения ведет, как показал опыт, к авариям из-за несогласованных действий руководителей. Если вследствие большого объема переключений приходится руководство переключений делить между двумя руководителями, необходимо обеспечить, чтобы области действия каждого из них были территориально и электрически разделены. Несоблюдение второго мероприятия может повлечь за собой



Фиг. XXIV,3.

коммутирование мощности разъединителем. Например, исполнитель, включив разъединитель и осмотрев его, заметил, что ножи разъединителя плохо вошли в контакт. Чтобы исправить положение, он отключает и снова включает разъединитель. В это время распорядитель (например, дежурный инженер), видя по сигнальным указателям, что разъединители включены, может включить выключатель дистанционным приводом со щита управления. В результате исполнитель отключает разъединитель под нагрузкой. Несоблюдение третьего условия грозит такой же аварией. Например, двигатель собственных нужд имеет дистанционный привод на рабочем месте в цехе, которым обычно управляет дежурный у агрегата. Если надежно не укрепить плакат „не включать" на самом приводе (кроме того рекомендуется вынуть предохранители в цепи управления выключателем), то при манипулировании разъединителями дежурным персоналом электроцеха может последовать включение выключателя дежурным у агрегата, в результате чего неизбежна авария.

Все сказанное должно полностью соблюдаться и при более сложных переключениях — переводе присоединений с одной системы сборных шин на другую, секционировании и т. д., рассмотренных в гл. III.

XXIV,4. ОПЕРАЦИИ ПРИ ФАЗИРОВКЕ И ПРОВЕРКЕ СИНХРОНИЗАЦИИ

Перед включением новых объектов (воздушной линии, кабеля, трансформатора) или после их ремонта, при котором мог измениться порядок чередования фаз, необходимо произвести фазировку.

Процесс фазировки состоит в том, что проверяется, совпадает ли по фазе напряжение каждой из трех фаз объекта, подлежащего включению, с тремя фазами сети, к которой объект подключается. При низком и среднем напряжении проверка производится непосредственно на зажимах аппарата или кабеля, которым производится включение: при высоком напряжении фазировка может быть произведена через измерительные трансформаторы двух систем сборных шин, предварительно сфазированные.

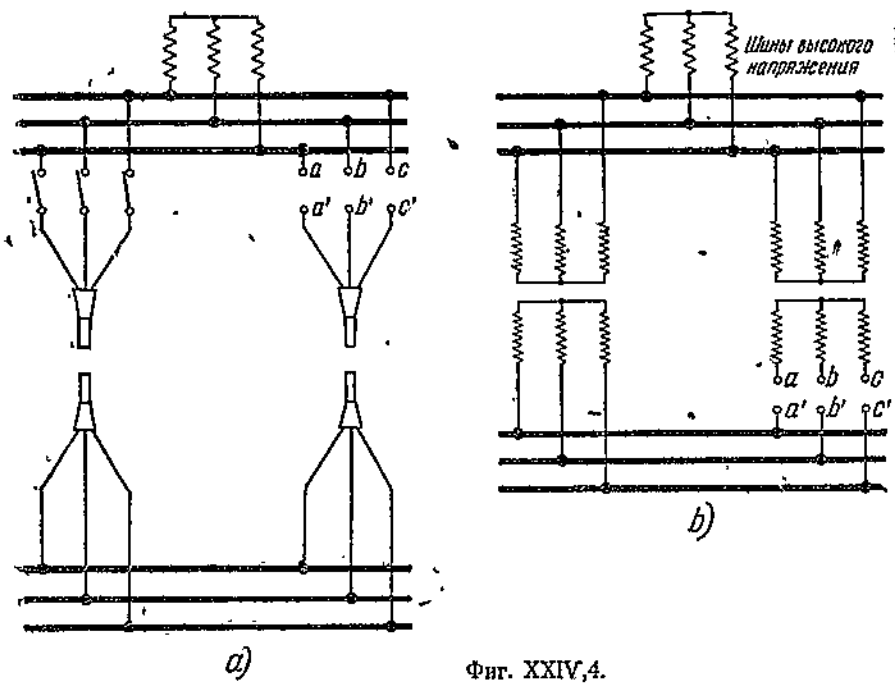
Общими условиями всякой фазировки является предварительная проверка: 1) отсутствия на фазируемом объекте и в сети, с которой объект фазируется, замыкания на землю; 2) наличия на всех трех фазах каждой из фазируемых сторон напряжения, примерно одинакового по величине.

Фазировка на низком напряжении. Приборами, которыми фазируют на низком напряжении, являются: 1) вольтметр на двойное рабочее напряжение установки или 2) контрольная лампа тоже на двойное напряжение.

При фазировке следует различать три случая: 1) фазируются линии или кабели; 2) фазируются трансформаторы, имеющие на фазируемой обмотке заземленную нулевую точку; 3) фазируются трансформаторы, нулевые точки которых не заземлены.

В первых случаях (фиг. XXIV,4а) достаточно одного прибора или контрольной лампы, так как при присоединении его к двум разноименным фазам в месте фазировки (например, к точкам a и b' или b и a' или c и b' и т. д.) цепь прибора замыкается через обмотки источников энергии на сборных шинах.

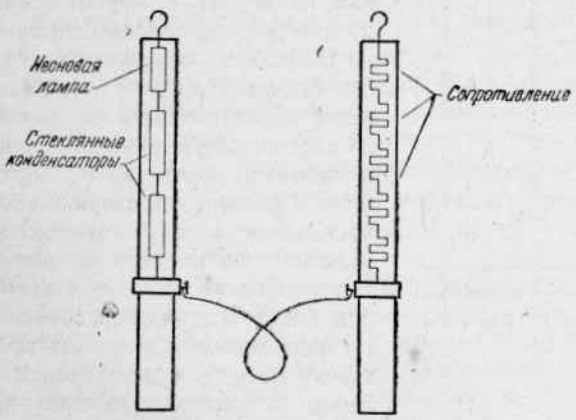
В этом случае порядок фазировки такой: 1) присоединяя один провод прибора к земле, другим проводом поочередно касаются точек a, b, c и a', b', c', проверяя, что все точки имеют одинаковое напряжение по отношению к земле и нет замыкания на землю какой-либо фазы; 2) измеряют линейное напряжение на каждой из фазируемых сторон ab, bc, ca и $a'b'$, $b'c'$, $c'a'$, проверяя симметричность напряжения; 3) касаясь одним проводом одного из зажимов, например a, ищут на другой фазируемой стороне точки, напряжение между которой и a равнялось бы нулю; замечают эту точку и такие же точки находят для фаз b и c; 4) пересоединяют провода кабеля так, чтобы точки, между которыми получаются нулевые показания, лежали друг против друга; 5) прибором проверяют правильность проведенной операции, измеряя напряжения между точками abc и $a'b'c'$ и наискось ab', $b'c'$, ca'; первые замеры должны дать нулевые значения показаний, вторые — линейное напряжение. После этой проверки можно произвести замыкание цепи выключателем. При фазировке трансфор-



Фиг. XXIV,4.

матора без заземленных нулевых точек включение прибора между какой-либо из точек a, b, c и a', b', c' (фиг. XXIV,4b) не вызовет отклонения стрелки, так как цепь прибора будет разомкнута. В этом случае после проверки отсутствия замыкания на землю в цепях обеих фазируемых сторон соединяют проводом какую-либо из точек a,b,c с любой точкой a', b', c'. Для двух оставшихся точек ищут на противоположной стороне точку, разность напряжений между которой и данной точкой равны нулю. Если найдутся две такие точки, то их располагают друг против друга, проверяют совпадение фаз еще раз, проверяют симметричность напряжений при измерении наискось и производят включение. Если же точек, между которыми напряжение равно нулю, окажется всего одна, необходимо один из концов перемычки (cc' на фиг. XXIV,4b) перенести на другие зажимы, так как это показывает, что соединены не одноименные фазы. После этого отыскивают точки, измерения между которыми попарно дают нулевые показания. При фазировке трансформаторов групп *5* и *11* для нахождения таких точек приходится иногда произвести пересоединения двух фаз на высокой стороне трансформатора[1].

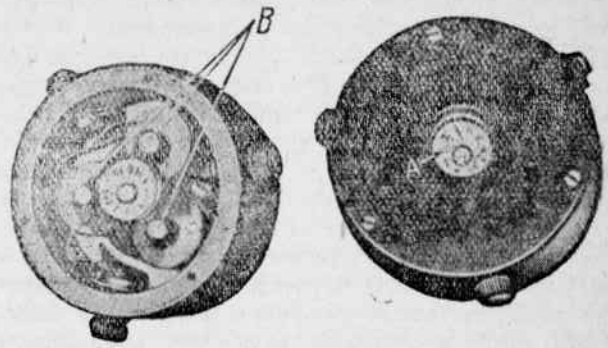
Фазировка на высоком напряжении. При фазировке в установках до 10 kV наилучшим прибором является фазоуказатель (фиг. XXIV,5), состоящий из двух индикаторов напряжения ВЭО, соединенных между собой (около ограничивающих колец-упоров) проводником с изоляцией типа „магнето". В одном из индикаторов неоновая лампа и конденсаторы удаляются и вместо них вставляются несколько сопротивлений (например, типа Каминского) по 2—5 MΩ, в зависимости от рабочего напряжения установки. При фазировке каждая трубка берется одной рукой фазирующего, а крюками трубок касаются на несколько секунд точек, между которыми проверяется



Фиг. XXIV,5.

наличие и отсутствие напряжения. Если напряжения проверяемых точек равны между собой, неоновая лампа потухнет. По яркости горения неоновой лампы можно примерно определить величину напряжения — линейное, фазовое, двойное фазовое и т. д.

Все остальные приборы, применяющиеся для фазировки в некоторых установках высокого напряжения, должны считаться опасными и их следует заменить описанным выше фазоуказателем. Особенно опасными



Фиг. XXIV,6.

оказались „ламповые батареи", т. е. ящики, в которых смонтированы последовательно обычные лампы накаливания в числе, достаточном для включения на двойное рабочее напряжение установки. Менее опасны, но все же вызвали ряд аварий устройства, состоящие из одной лампы накаливания и предвключенного сопротивления. Опасными оказались также и переносные трансформаторы напряжения, у которых вторичная обмотка замкнута на лампу накаливания, а к первичной присоединены провода, хорошо изолированные и снабженные изолирующими ручками-держателями.

Везде, где позволяют обстоятельства, а в установках 35 kV и выше обязательно следует пользоваться методом фазировки при помощи шинных измерительных трансформаторов напряжения. Для этого требуется наличие двух систем сборных шин, из которых одна выделяется как резервная. Сначала, включая шиносоединительный выключатель, производят между собой фазировку измерительных трансформаторов сборных шин и тщательно отмечают фазы. Затем отключают шиносоединительный выключатель на резервную систему шин, включают фазируемый объект и проверяют совпадение фаз у измерительных трансформаторов. Если фазировка последних нарушена, то отключают фазируемый объект и меняют его присоединения до тех пор, пока фазы не будут совпадать.

Фазировка генератора после ремонта или при первом включении производится несколько отлично от фазировки линий, кабелей и трансформаторов, так как вектор напряжения генератора вращается относительно вектора напряжения сети с разностью частот фазируемого генератора и сети. При такой фазировке необходимо проверить лишь одинаковость чередования фаз напряжения генератора и сети, совпадение же напряжений по фазам устанавливается каждый раз при включении генератора при помощи синхроноскопа. Для проверки совпадения чередования фаз

[1] См. Г. Н. Петров, Трансформаторы.

применяется специальный указатель чередования фаз (фиг. XXIV,6), состоящий из трех катушек B с железными сердечниками и алюминиевого диска A, на котором нарисована стрелка. Катушки соединены в звезду, три конца их присоединяют к трем фазам цепи, в которой необходимо определить направление чередования фаз, и замечают направление вращения диска. Для того чтобы при очередной проверке цепей не ошибиться в фазах и зажимах прибора, следует указатель чередования фаз присоединить к измерительным трансформаторам сборных шин, на которые поочереди подавать напряжение от фазируемого генератора и от сети (через шиносоединительный выключатель).

Вращение диска в одну и ту же сторону в обоих случаях указывает на одинаковый порядок чередования фаз.

После фазировки генератора проверяется правильность включения его синхронизационных устройств. Сначала проверяют, работает ли синхроноскоп вообще. Для этого его подключают к измерительным трансформаторам сборных шин и генератора, синхронизация которого проверяется. Воздействуя на скоростной регулятор генератора, убеждаются, что изменение скорости вращения генератора соответствует направлению вращения стрелки синхроноскопа и надписям на нем „быстрее", „медленнее".

Затем на заведомо синхронном напряжении проверяют, показывает ли синхроноскоп совпадение фаз (синфазность) напряжений. Для этого освобождают одну из систем сборных шин от всех присоединений и включают на нее испытуемый генератор. Вставляя штепсели синхроноскопа так, чтобы он был присоединен к трансформаторам напряжения сборных шин и генератора, проверяют положение его стрелки. Она должна стоять на нуле, так как к синхроноскопу с обеих сторон подведено одно и то же напряжение. Такую же проверку необходимо произвести и для другой системы шин.

ГЛАВА XXV

ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

XXV,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Аварией называется всякое вынужденное нарушение нормального режима работы системы, станции или сети, сопровождающееся перерывом энергоснабжения с недоотпуском энергии потребителю или сбросом нагрузки станции или таким повреждением основного оборудования, которое снизило установленную мощность станции. К авариям также относятся повреждения основного оборудования в рабочем его состоянии, хотя и не вызвавшее недоотпуска энергии или снижения нагрузки станции или подстанции, но потребовавшее вывод этого оборудования в ремонт.

Аварии на электростанциях и в сетях влекут за собой тяжелые потери для всего народного хозяйства. Они вызывают нарушение технологического процесса предприятий, недовыработку и брак продукции, повреждение дорогого оборудования потребителей, порчу полуфабрикатов и сырья. Остановка электрифицированного транспорта, нарушение освещения общественных мест, остановка вентиляционных и откачивающих устройств в шахтах и водопроводных установок в населенных местностях грозит нарушением общественной жизни и непосредственно здоровью и жизни людей.

Полная бесперебойность энергоснабжения является основным показателем эксплоатации. Весь персонал должен стремиться достигнуть полностью безаварийной работы. Но одновременно весь персонал станции должен быть готов немедленно и самым лучшим путем ликвидировать любую неполадку и аварию, как бы неожиданно она ни произошла.

При возникновении аварии перед персоналом возникают две задачи: 1) немедленно выяснить причину аварии и ликвидировать ее, 2) сохранить в работе и в случае необходимости увеличить нагрузку агрегатов, непосредственно аварией не затронутых.

Особые условия работы электрических систем вследствие зависимости режима любой части от состояния другой, иногда очень удаленной, требуют при ликвидации аварии жесткого централизованного руководства, а на местах — выдержки, дисциплины и знания своего оборудования.

Общим руководителем ликвидации аварий, отражающихся или могущих отразиться на работе системы, является дежурный диспетчер; непосредственными руководителями ликвидаций аварий являются дежурные инженеры на станциях и в сетях. Непосредственно ликвидируют аварию дежурные техники цехов станции, техники и дежурные монтеры подстанции и все дежурные у агрегатов.

Одной из основных обязанностей всех ликвидирующих аварию лиц является своевременное и точное осведомление вышестоящего дежурного о состоянии оборудования и о своих действиях и быстрое и точное исполнение распоряжения.

Несогласованные, поспешные действия могут только задержать ликвидацию аварии и даже вызвать ее расширения.

При ликвидации необходимо соблюдать все предписания правил безопасности не менее точно, чем в нормальной обстановке.

Практикой выработаны определенные приемы ликвидации типичных аварий. Эти приемы кратко изложены ниже.

XXV, 2. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИИ, ВЫЗВАВШЕЙ ОТКЛЮЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ, НО НЕ НАРУШИВШЕЙ РАБОТЫ СИСТЕМЫ

При правильной работе релейной защиты, при наличии резерва и правильно собранной коммутационной схеме поврежденное оборудование (воздушная линия, кабель, трансформатор, двигатель и т. д.) отключается селективно и не сопровождается общим расстройством работы системы.

При этом можно различать три типа отключений: 1) отключавшееся оборудование работало параллельно с другим, которое и приняло на себя нагрузку; 2) поврежденное оборудование немедленно может быть заменено резервным; 3) отключение оборудования вызвало нарушение электроснабжения потребителя и обратное включение оборудования является единственным средством восстановления питания.

В первых двух случаях перед обратным включением отключившегося оборудования следует произвести его осмотр и испытания. В третьем случае при соблюдении ряда условий допускается обратное включение «толчком», без испытания.

Особенно благоприятные результаты дает немедленное обратное включение воздушных линий. Опыт эксплоатации показывает, что очень большое число повреждений линий (до 90%) после отключения самоустраняется, дуга гаснет. При обратном включении линия выдерживает рабочее напряжение и может остаться в работе еще длительное время. Нередки случаи, когда даже тщательный осмотр не может обнаружить следов повреждения. Это имеет место, например, при грозовых перенапряжениях, вызвавших поверхностное перекрытие гирлянды, не сопровождавшееся повреждением изоляторов вследствие быстрого отключения линии защитой. В других случаях дуга разрушает некоторые изоляторы в гирлянде, но оставшиеся выдерживают рабочее напряжение, так как число их выбирается с запасом.

При отключении радиальной линии, не имеющей второго питания, наилучшим способом ликвидации аварии является автоматическое повторное включение. Если последнее не устроено, ПТЭ (§ 592) разрешают произвести обратное включение и от руки дистанционным приводом через известный промежуток времени. Длительность этого промежутка зависит от характеристики выключателя и готовности потребителя. При надежном выключателе, т. е. в том случае, если он по отключаемой мощности может надежно отключить второе короткое замыкание, если он установлен во взрывной камере или по типу относится к малообъемным, обратное включение может быть произведено без предварительного осмотра, практически немедленно. Исключение составляют некоторые типы выключателей, у которых по конструктивным особенностям между первым отключением и повторным включением должен пройти некоторый промежуток времени, определяемый конструкцией выключателя и привода.

Если выключатель не вполне надежен, т. е. не удовлетворяет указанным выше условиям, то перед обратным включением необходим внешний осмотр его для того, чтобы проверить его состояние: нет ли выброса масла, цел ли кожух, изоляторы и т. д. В стеклянный сосуд берется проба небольшого количества масла для проверки его прозрачности. В случае если масло потемнело, сильно загрязнено копотью, можно предполагать повреждение контактов. Для проверки их состояния выключатель отсоединяют разъединителями, медленно включают вручную (проверка, нет ли механического повреждения привода) и индуктором проверяют, есть ли контакт между двумя вводами той же фазы. Если проверка покажет исправность выключателя, обратное включение возможно.

При отключении не линии, а какого-нибудь иного объекта, необходимо проанализировать работу защиты с целью выяснения, не могла ли последняя сработать от перегрузки, от сквозного короткого замыкания, неселективно и т. д. Имеют место случаи, когда отключение происходит вследствие механической неисправности привода или замыкания на землю в цепи управления постоянного тока. Если в это время поступит сведение о том, что где-нибудь обнаружено повреждение другого объекта, то можно смелее итти на повторное включение толчком.

При работе дифференциальной защиты и вообще защиты от внутренних повреждений трансформаторов, генераторов и кабелей, как правило, обратному включению должны предшествовать осмотр и испытание объекта. Повреждения этих объектов самоустраняются очень редко, а защита работает достаточно селективно и надежно для того, чтобы не сомневаться в ее правильном действии.

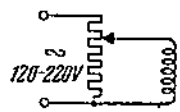
XXV, 3. ПРОВЕРКА СОСТОЯНИЯ ОТКЛЮЧИВШЕГОСЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Выяснение состояния отключившегося в результате аварии оборудования может быть произведено следующими способами:

а) подъемом напряжения с нуля генератором или синхронным компенсатором; b) напряжением переменного тока от испытательного трансформатора; c) напряжением постоянного тока от выпрямительной (кенотронной) установки; d) пофазным испытанием рабочим напряжением; e) испытанием при помощи индуктора (меггера).

а) Испытание подъемом напряжения с нуля генератором производится следующим образом: испытуемый объект включается на резервные шины, по шинным вольтметрам проверяется, что на испытуемом объекте действительно нет так называемого «обратного» напряжения (из сети). С рабочих шин отключается генератор, с него снимается возбуждение и генератор включается на резервные шины. В некоторых случаях для такого испытания специально развертывают стоящий в резерве генератор. После включения генератора начинают медленно увеличивать его возбуждение, наблюдая по трем амперметрам за токами статора

генератора и по шинным вольтметрам за напряжениями всех трех фаз. При отсутствии повреждения ток статора равен нулю или очень невелик (зарядный ток), а напряжение всех трех фаз симметрично и может быть поднято до номинального значения и в случае необходимости на 10 % выше. При наличии повреждения ток в соответствующей фазе растет, а напряжение почти не поднимается. По соотношению токов и напряжений можно установить вид короткого замыкания: однофазное, двухфазное, трехфазное. Несимметричные короткие замыкания при сколько-нибудь длительной работе на них генератора могут вызвать опасные последствия. Магнитный поток отрицательной последовательности вызывает протекание в роторе генератора токов Фуко, которые могут нагреть тело ротора вплоть до выплавления клиньев. Для того чтобы правильно оценить вид короткого, испытание генератором допускается лишь при наличии амперметров во всех трех фазах. Длительность испытания при несимметричном коротком замыкании не должна превосходить 2 мин. (включая время на подъем и снижение напряжения), а максимальное значение тока не должно быть выше 25% от номинального тока статора генератора.

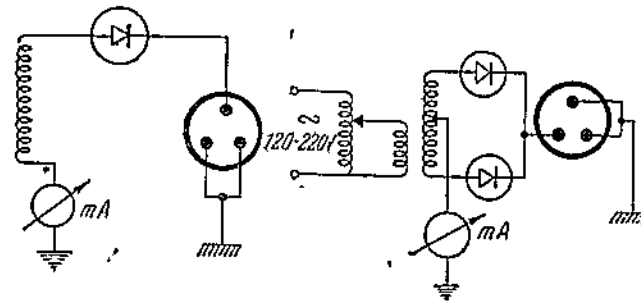


Испытание напряжением генератора имеет то достоинство, что этим способом можно испытывать очень мощные объекты при минимальном риске повреждения самого объекта и без опасения нарушить нормальный режим работы станции. Недостатками этого метода являются: 1) невозможность испытания повышенным напряжением; 2) громоздкость переключений (выделение резервной системы шин и пр.); 3) необходимость отключать или развертывать генератор.

При испытании синхронным компенсатором порядок испытания такой же, компенсатор при испытании вращается разгонным мотором. Если пуск компенсатора осуществляется другим методом (например, асинхронным), компенсатор сначала разгоняется, затем с него снимается возбуждение, он быстро включается на резервные шины, а затем напряжение поднимается, пока компенсатор работает в режиме выбега. Ввиду значительной продолжительности выбега такой метод дает удовлетворительные результаты.

b) Испытание при помощи испытательного трансформатора производится от трансформатора небольшой мощности, напряжение первичной, низковольтной обмотки которого регулируется при помощи потенциал-регулятора, потенциометрического реостата или при помощи изменения коэфициента трансформации. Достоинствами этого способа являются возможность испытания повышенным напряжением и отсутствие необходимости изменять режим станции или подстанции. Однако испытание объектов сколько-нибудь значительной мощности или протяженности требует очень мощных трансформаторов. Например, для испытания линии 110 kV длиной 100 km мощность испытательного трансформатора должна быть не меньше 5 000 kVA (все три фазы одновременно).

На наших станциях поэтому испытательные трансформаторы применяются для испытания небольших объектов (например, оборудования распределительных устройств напряжением до 10 kV). Обычно они выполняются однофазными, в виде передвижной установки.

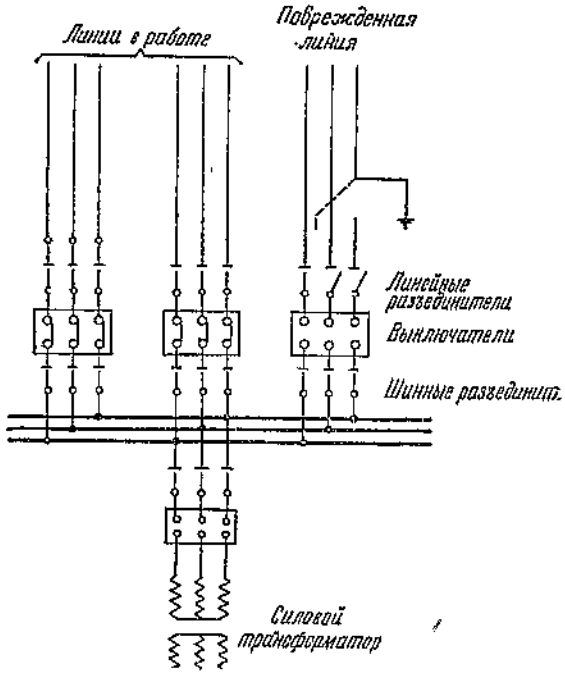


Фиг. XXV,1.

c) Испытание выпрямленным постоянным током производится при помощи кенотронных установок, упрощенные схемы которых изображены на фиг. XXV,1. Испытание этими устройствами производится пофазно, две другие фазы заземляются. От трансформатора требуется очень небольшая мощность, поэтому установки получаются очень легкими, компактными и дешевыми. Они получили широкое распространение на станциях и в сетях. Однако испытание постоянным током является для оборудования более легким, чем переменным. Отсутствуют явления поляризации, так называемого тока абсорбции, и распределение потенциалов в изоляции получается более благоприятным, и потому обычно при испытании постоянным током применяют более повышенные напряжения, чем при переменном токе. Например, 6-kV кабели испытываются напряжением в 30 kV, 10-kV кабели—напряжением 50 kV.

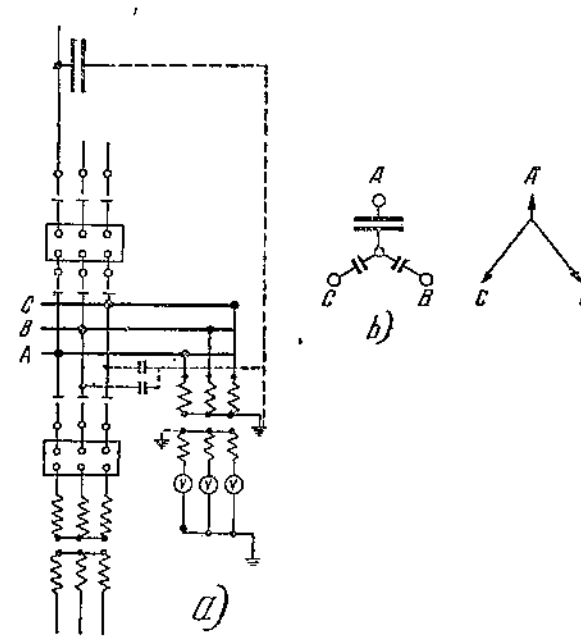
d) Пофазное испытание линий рабочим напряжением может производиться только в сетях с незаземленной нейтралью, с рабочим напряжением не выше 35 kV. Сущность испытания состоит в том, что каждая фаза испытуемой линии поочередно включается на рабочее напряжение. Если испытуемая фаза имеет заземление, это немедленно отразится на вольтметрах заземления сборных шин. Если данная фаза имеет соединение с другой фазой, на этой фазе появится „обратное" напряжение. Порядок испытания следующий: испытуемая линия отключается выключателем, линейные разъединители отключаются, шинные остаются включенными. Затем включается один из линейных однополюсных разъединителей. Наличие однополюсных разъединителей является обязательным условием возможности проведения испытания. После этого дают на фазу рабочее напряжение, включая линейный выключатель, по вольтметрам заземления или указателем напряжения, проверяют, не появится ли напряжение на двух других фазах, которые не включены. Таким же образом проверяют

и две другие фазы. Отсутствие замыкания на землю и обратного напряжения служит указанием на исправность линии. Однако имеется повреждение, которое может быть не обнаружено описанным испытанием: это обрыв линии. Если обрыв произошел так, что оборванный провод с той стороны линии, откуда производится испытание, не касается земли и одного из двух других проводов, а на другом конце линии подобные повреждения имеются (фиг. XXV,2),



Фиг. XXV, 2.

небольшого напряжения и небольшой мощности индуктором можно испытывать небольшие объекты (отдельные участки шин, обмотки машин и трансформаторов). При этом могут остаться необнаруженными явные повреждения, так как небольшой воздушной прослойки, затекания мастики и т. д. достаточно для того, чтобы индуктор не мог перекрыть слабого места. Индуктором определяются главным образом изменения сопротивления изоляции,



Фиг. XXV, 3.

они могут остаться необнаруженными. Для того чтобы обнаружить подобное повреждение, необходимо либо произвести аналогичное испытание на другом конце линий, либо соединить между собой на другом конце линии все три фазы. В последнем случае, давая по одной из фаз напряжение на линию, получим „обратное" напряжение на двух других фазах, если ни на одной из трех фаз нет обрыва.

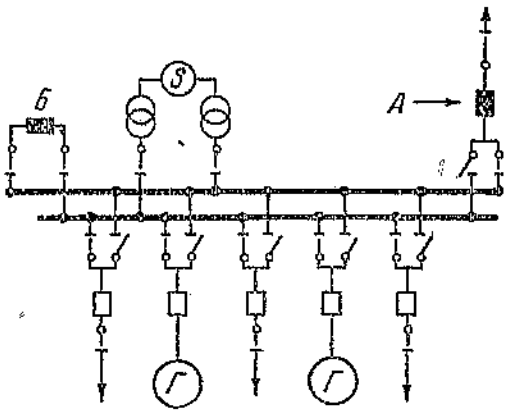
Следует помнить, что пофазное испытание дает хорошие результаты только в том случае, если оно производится от рабочих шин, от которых питается сеть значительной протяженности. Если же производить испытание от резервных шин, на которые выделен один трансформатор (фиг. XXV,1), то при подключении к шинам одной фазы даже совершенно здоровой линии вольтметры заземления покажут наличие замыкания на землю во включенной фазе. Происходит это потому, что емкость испытуемой фазы относительно велика по сравнению с емкостью на землю двух других обмоток трансформатора (фиг. XXV,3), к которым не подключена линия. Нейтраль в такой системе смещается и включенная фаза получает потенциал, близкий к земле.

е) Испытание индуктором (меггером) является самым ходовым, но и самым ненадежным. Вследствие зависящие от ее влажности и загрязнения, и наличие явных металлических соединений между фазами и на землю. Для проверки изоляции линий и высоковольтных кабелей индуктор неприменим.

XXV,4. АВАРИИ, СОПРОВОЖДАЮЩИЕСЯ ДЕЛЕНИЕМ СИСТЕМЫ НА НЕСИНХРОННО РАБОТАЮЩИЕ ЧАСТИ

При некоторых авариях, сопровождающихся повреждением линий, трансформаторов, сборных шин подстанции, через которые осуществлялась связь между отдельными элементами системы, а также при неселективной работе защиты, например, вследствие качаний или выпадения из синхронизма отдельных станций, система может распасться на части, работающие несинхронно между собой. При этом можно различать два случая: а) в каждой из частей системы частота и напряжение сохранили значения, близкие к номинальным, или имеется возможность быстро поднять частоту и напряжение до номинальных путем принятия нагрузки на недогруженные агрегаты, пуском резервных и т. д.; b) частота и напряжение в несинхронно работающих частях резко разнятся между собой, причем в одной из частей нет средств для поднятия частоты.

В первом случае можно немедленно приступить к синхронизации распавшейся системы, как только выяснится, что хотя бы одна из линий, по которым осуществлялась связь, исправна. Удобнее всего синхронизировать распавшуюся систему на сборных шинах



Фиг. XXV,4.

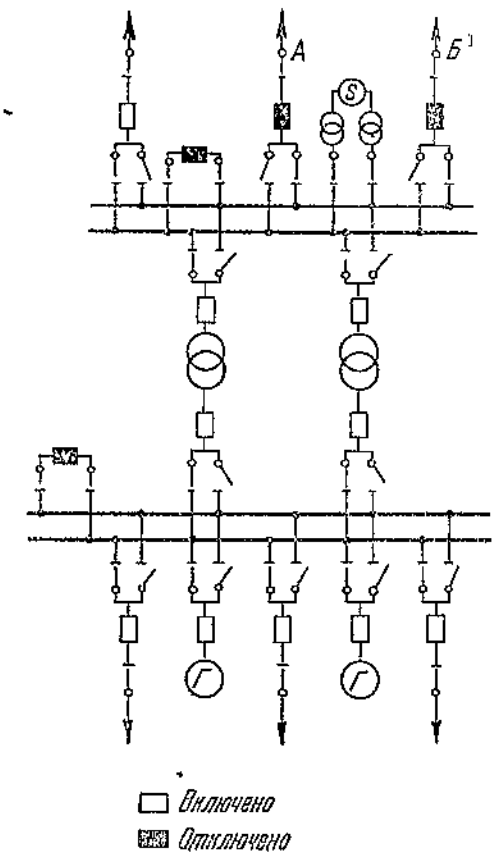
шиносоединительным выключателем. Рассмотрим простейший случай, когда станция, имеющая только одно распределительное устройство генераторного напряжения, вышла из параллельной работы с сетью системы в результате отключения линии *А* (фиг. XXV,4), осуществлявшей связь между станцией и системой. Предположим, что опробование линии *А* показало наличие на ней напряжения из сети. Для синхронизации линия включается на резервные шины и затем шины синхронизируются между собой по синхроноскопу *S* шиносоединительным выключателем *Б*.

На фиг. XXV,4 изображена схема в момент, предшествующий этому включению.

Иногда такую операцию приходится проводить в условиях, когда связь с диспетчером потеряна. Последовательность операций в этом случае может быть уяснена из следующего примера: на станции, схема которой изображена на фиг. XXV, 5, отключились две линии, отходящие от повысительной подстанции, по которым осуществлялась связь с системой. Не дожидаясь восстановления связи с диспетчером, дежурный инженер переводит на резервную систему шин обе отключившиеся линии (линейные выключатели остаются отключенными) и затем поочереди включает и отключает их выключатели, наблюдая за показаниями шинных вольтметров. Включать на резервные шины обе линии сразу нельзя: на одной из них может быть повреждение, на другой может остаться или может быть дано диспетчером напряжение. Возникнет короткое, которое усложнит ликвидацию аварии. Предположим, что обе линии оказались без напряжения. В этом случае дежурный инженер ожидает, пока появится на них напряжение, периодически проверяя по шинным вольтметрам состояние линий поочередным включением их выключателей. Как только напряжение появится на одной из линий, выключатель линии оставляется включенным, а сборные шины синхронизируются и соединяются между собой включением шиносоединительного выключателя.

На фиг. XXV,5 схема соответствует тому положению, когда поочередным включением выключателей *А* и *Б* проверяется состояние линии.

Рассмотрим тот случай, когда после разделения системы на части в каждой из частей напряжение и частота значительно разнятся друг от друга. Синхронизировать обе части можно при сравнительно большой разности напряжения, до — 15÷20%, так как в этом случае имеет место толчок реактивной мощности, неопасный для машин. Отступать же при синхронизации от требований равенства частот и совпадения фаз (синфазности) недопустимо даже в аварийных условиях, так как толчок активной мощности влечет за собой механический толчок, опасный для турбоагрегатов. Для выравнивания частоты можно применить следующий прием: предположим, что на станции (фиг. XXV,4) частота повышена и что вся нагрузка может быть принята на одну из машин;



Фиг. XXV,5.

в сети же системы частота сильно понижена и резерва мощности нет. Для того чтобы перед синхронизацией поднять частоту в сети, разгружаем один из генераторов станции, отключаем его от рабочих шин и включаем его разъединители на резервные шины, на которые уже включены линии *А*. Синхронизируем выделенный генератор с резервными шинами, т. е. с сетью. Принимая на этот генератор нагрузку, поднимаем частоту в сети, после чего син-

хронизируем резервные шины с рабочими и включаем шиносоединительный выключатель.

При таком способе восстановления синхронной связи потребители, питающиеся от шин станции, избегнут неприятностей, связанных с понижением частоты, что было бы неизбежно при синхронизации без предварительного выделения одного генератора станции на сеть.

При работе станции на две системы шин, при наличии секционированных шин и т. д. разделение системы на две или несколько несинхронно работающих частей может произойти так, что на самой станции окажется несколько несинхронно работающих групп генераторов. В этом случае станционная инструкция обычно предусматривает немедленную их синхронизацию между собой, не ожидая распоряжения диспетчера.

Для облегчения синхронизации кроме описанного выше метода перевода генератора с части сети, имеющей повышенную частоту, на часть с низкой частотой может быть проведен по распоряжению диспетчера перевод нагрузки в обратном направлении: на одной из станций часть фидеров с нагрузкой отключается от шин, имеющих пониженную частоту, и немедленно включается на другую систему шин, где имеется повышенная частота.

XXV,5. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ, ПРИ КОТОРЫХ ГЛАВНЫЕ СБОРНЫЕ ШИНЫ СТАНЦИИ ИЛИ ПОДСТАНЦИИ ОСТАЮТСЯ БЕЗ НАПРЯЖЕНИЯ

В очень редких случаях повреждение отдельного объекта развивается в такую аварию, при которой главные шины станции полностью теряют напряжение. Причинами этого может быть следующее: а) неотключившееся короткое замыкание на фидерах, трансформаторах и т. д. вследствие отказа защиты или выключателя в отключении; b) отключение одного из основных источников питания вследствие повреждения, а остальных вследствие недогрузки после отключения основного источника; c) короткое замыкание на самых шинах. В первых двух случаях шины очень быстро могут быть снова введены в работу; в последнем случае подача напряжения на шины без их осмотра и испытания могла бы вызвать дальнейшее развитие аварии. Дежурный инженер немедленно после того как установит, что на главных шинах нет напряжения, не дожидаясь выяснения причины этого, должен: 1) обеспечить работу собственных нужд станции, если имеется какой-либо резервный источник их питания; 2) отключить от шин, оставшихся без напряжения, выключатели всех транзитных линий, по которым диспетчер мог бы подать напряжение неожиданно для станции; 3) послать осмотреть сборные шины и главное распределительное устройство. Такой осмотр может быть поручен кому-нибудь из административно-технического персонала электроцеха, находящегося в этот момент на станции. Только после принятия этих мер дежурный инженер приступает к определению причины и места повреждения.

Основанием для этого служат: показания приборов в момент аварии, сведения о работе блинкеров защиты, сообщения дежурных о гуле дуги, вспышке света и т. д. и сообщения о результатах осмотров сборных шин. Например, одна из радиальных линий, оставшаяся включенной, имеет явные следы происшедшего короткого замыкания: откинутую и застрявшую стрелку амперметра, выпавший блинкер реле и т. д. В этом случае очень вероятно, что на линии было повреждение, но выключатель отказал в отключении. Или на одном из генераторов сработала дифференциальная защита, все же остальные были отключены максимальной защитой или от руки. И в этом случае можно предполагать, что поврежден только один объект, а именно генератор, отключенный дифференциальной защитой.

Если объект, который мог бы служить причиной аварии, найден и отключен выключателем, а на станции имеются отключившиеся, но исправные генераторы, для ускорения ликвидации аварии следует немедленно приступить к испытанию распределительного устройства подъемом напряжения с нуля, не дожидаясь результатов его осмотра. Персонал, посылаемый до осмотра, должен знать, что напряжение может быть подано в любое время. Он обязан вести осмотр так, как если бы устройство находилось под напряжением. Если испытание покажет, что повреждены главные шины, то схема собирается на второй системе, находившейся в резерве.

Если поднять напряжение на шинах генератором не представляется возможным, например, вследствие отсутствия напряжения на собственных нуждах, необходимо подать на шины напряжение из сети. Как только на главных шинах появится напряжение, в первую очередь восстанавливается питание собственных нужд станции.

В том случае, если напряжение исчезло на главных шинах подстанции, первым делом дежурного персонала является выяснение, нет ли повреждения на самой подстанции, так как диспетчер имеет право в любой момент, без предупреждения, снова подать напряжение. Если такое повреждение имеется, оно немедленно отключается выключателями. Немедленно же отключаются все понизительные трансформаторы. Производится это для того, чтобы при подаче напряжения толчком зарядный ток трансформаторов не создал бы у включающего ложного впечатления, что включение произведено на линию, имеющую повреждение. При таком включении часто получает напряжение не одна подстанция, а целый район, и толчок тока может быть очень значителен.

XXV,6. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ НА СОБСТВЕННЫХ НУЖДАХ СТАНЦИИ

Для быстрой ликвидации аварий на собственных нуждах необходимо соблюдение двух условий: а) правильная настройка защиты минимального напряжения (нулевой) и максимальной защиты; b) правильное и глубокое секционирование собственных нужд.

Настройка защиты производится так, чтобы предотвратить отключение двигателей при кратковременных понижениях напряжения в момент коротких замыканий в сети и на собственных нуждах. С этой целью на всех ответственных агрегатах, приводимых короткозамкнутыми двигателями, не должно быть защиты минимального напряжения, а на двигателях с фазным ротором защита минимального напряжения должна иметь выдержку времени 10—15 sec. Исключения составляют двигатели агрегатов с постоянным моментом (мельница, дробилка и пр.), где выдержка времени должна быть не больше 0,5—1 sec. Максимальная защита от коротких замыканий должна быть мгновенной, с такой уставкой по току, чтобы она не действовала при самозапуске двигателя. Защита от перегрузки должна иметь выдержку времени при токе самозапуска 10—15 sec., а ток трогания 1,2—1,5 от номинального тока электродвигателя. Таким образом все ответственные двигатели должны после посадки напряжения в 10—15 sec. возобновить свою работу самостоятельно, самозапуском. Источники питания должны обеспечивать такой самозапуск.

Секционирование собственных нужд при правильном его проведении локализирует аварию, ограничивает пораженную область. Условия правильного секционирования следующие:

1. Каждая секция должна иметь резервное питание. Для тех секций, откуда питаются ответственные агрегаты, целесообразно устраивать автоматическое включение резерва.

2. Двигатели механизмов, тесно связанных между собой производственным процессом или блокировкой, так что остановка одного вызывает остановку другого или нарушение работы всего агрегата, ими обслуживаемого, должны присоединяться к одной секции.

3. Двигатели, обслуживающие однотипные механизмы, общие для всей станции (питательные насосы, сетевые насосы, топливоподачу, пожарные насосы и т. д.), должны присоединяться к разным секциям.

Правильная настройка защиты не только устраняет целый ряд возможных расстройств в собственных нуждах вследствие ложных отключений, но и позволяет произвести быстрый анализ в аварийных условиях. Так как защита осуществляется простейшими реле, установленными на радиальных фидерах, и находится в отличных условиях обслуживания и проверки, то следует считать вполне вероятным и подтвержденным опытом, что такая защита должна дать 100% правильных действий. Как правило, поэтому можно при первом анализе исключить неправильное действие защиты, как причину аварии.

В условиях, сформулированных выше, рассмотрим следующие типовые аварии на собственных нуждах:

1. Отключение двигателя. При отключении двигателя ответственного механизма необходимо немедленно включить в работу резервный агрегат и приступить к осмотру отключившегося. При осмотре выясняется: какая защита сработала, были ли заметны какие-нибудь явления в самом двигателе — дым, искры, запах изоляции и т. д. Осматривается выключатель, проверяется состояние в нем масла. Если будут замечены какие-либо повреждения, двигатель поступает в ремонт. Если никаких внешних признаков неисправности не обнаружено, производят испытание двигателя индуктором, а кабеля к нему — индуктором или лучше кенотроном или испытательным трансформатором. Только в том случае, если к отключившемуся агрегату нет резервного, а двигатель приводил в действие ответственный механизм, при отключении же двигателя признаков короткого замыкания не было замечено, или двигатель отключен защитой от перегрузки (например, тепловым реле),— возможно обратное включение без проверки и испытания.

2. Отключение сборки и фидера собственных нужд. Сборкой называется, как уже указывалось ранее, небольшое распределительное устройство, расположенное в цехе, от которого питается ряд цеховых двигателей.

Независимо от типа сборки во всех случаях повреждений на фидере, в самой сборке и при отказе защиты у выключателя двигателя отключается фидер вместе со сборкой. В случае если отключился фидер со сборкой, имеющей выключатель на кабелях к двигателю, первым действием персонала должно быть осмотр помещения и шин сборки, осмотр двигателей и опрос персонала цеха, обслуживающего их. Если персонал заметил признаки повреждения в одном из двигателей, его выводят из работы (вешают плакат: „не включать, в ремонте") и отключают разъединители его кабеля. Если повреждений не обнаружено, а шины сборки в порядке, подают на них напряжение через секционный выключатель шин и поочередно включают выключатели двигателей. Все операции производятся выключателями и вполне безопасны для персонала даже в том случае, если на шинах сборки или в присоединении двигателя окажется повреждение. По броску стрелки амперметра повреждение будет замечено и немедленно отключено вручную, даже если защита откажет. После восстановления работы сборки проверяют состояние отключившегося фидера, по которому производилось питание.

Ликвидация аварий в сборках, отходящие кабели которых не имеют выключателей и присоединены разъединителем, сложнее. Осмотр сборки и опрос дежурных у двигателей производятся так же, как и в первом случае. Если повреждение обнаружено, можно действовать смелее: отключив поврежденное место по рабочему кабелю, если он цел, или по резервному, если рабочий поврежден, напряжение дается на сборки при включенных разъединителях кабелей, отходящих к двигателям. Если поврежденное место не обнаружено, напряжение дается сначала на шины сборки при отключенных отходящих кабелях, затем напряжение снимается, включается один или группа кабелей, снова дается напряжение и так дальше до тех пор, пока не будет обнаружено поврежденное место.

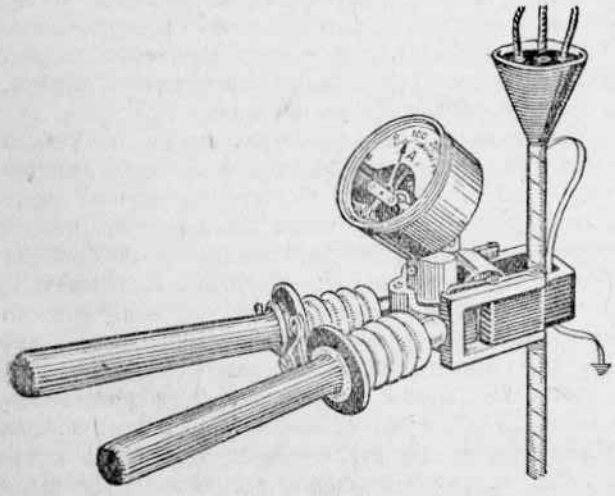
3. Сборные шины одной из секций собственных нужд остались без напряжения. Подобная авария может произойти из-за отключения источника питания — трансформатора или генератора. В этом случае наилучшим способом ликвидации аварии является немедленное автоматическое включение резерва. В 1938 г. было 39 случаев полной потери напряжения на шинах собственных нужд. В 12 случаях автоматическое включение резервного питания предотвратило остановку станции. В остальных случаях на станции такого устройства не было предусмотрено и все они повлекли за собой тяжелые аварии.

Если автоматического включения резерва на станции нет, допустимо немедленное включение резервного питания вручную, после того как включающий по блинкерам защиты проверил, что работавший источник питания собственных нужд отключен защитой от внутренних повреждений. В случае если сработала максимальная защита, не исключена возможность повреждения сборных шин секции собственного расхода, и перед включением резервного питания необходим осмотр шин и присоединений распределительного устройства.

Если при таком осмотре повреждения на шинах собственных нужд обнаружено не будет, то можно предполагать, что отключение источника их питания вызвано отказом защиты одного из фидеров. Поэтому перед подачей напряжения на шины вручную целесообразно предварительно отключить все фидеры, подать напряжение только на шины и затем поочередно включать фидеры, наблюдая за их амперметрами, для того чтобы немедленно отключить поврежденное присоединение.

XXV,7. ЗАМЫКАНИЕ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ И НА СТАНЦИЯХ, РАБОТАЮЩИХ С НЕЗАЗЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Сеть, работающая с незаземленной нейтралью, при замыкании на землю одной фазы находится в аварийном состоянии. Дежурный персонал должен немедленно приступить к отысканию и устранению поврежденного объекта. Наличие замыкания на землю обнаруживается по вольтметрам для контроля изоляции, а отыскание места замыкания может производиться одним из следующих методов: а) замером тока замыкания на землю; b) кратковременным отключением отдельных фидеров и участков; с) делением сети на изолированные друг от друга части.



Фиг. XXV,6.

Метод замера тока замыкания на землю применяется главным образом в кабельной сети. Он состоит в том, что специальным прибором — клещами Дитце — проверяют, равняется ли нулю сумма токов трех фаз в кабеле (фиг. XXV,6). Это равенство нарушается при протекании через поврежденную фазу зарядного тока сети. Через радиальный кабель такой ток может протекать только тогда, если повреждение находится на данном кабеле. Через соединительный кабель зарядный ток сети будет протекать и в том случае, если сам кабель в порядке. Таким образом этот метод применим только для радиальных кабелей. Клещи Дитце следует накладывать таким образом, чтобы провод заземления от свинцовой оболочки проходил через окно клещей. В противном случае ток, который может протекать по свинцовой оболочке, будет искажать измерения. В сетях, где зарядный ток мал, применяют магнитоэлектрический миллиамперметр, включенный через твердый выпрямитель (детекторный амперметр). Хорошие результаты дает так же применение электронного выпрямителя.

Метод кратковременного отключения состоит в том, что от сети поочередно отключаются и немедленно снова включаются отдельные участки сети. При отключении объекта наблюдают за приборами контроля изоляции. Если отключен объект, имеющий повреждение, приборы на время его отключения изменят свои показания на нормальные.

При производстве этих операций вручную на радиальных фидерах возможно нарушение электроснабжения потребителей. При автоматизации повторного включения (АПВ) потребитель практически не замечает перерыва. Устройство АПВ монтируется одно для всех фидеров и подсоединяется к любому фидеру, подлежащему испытанию, при помощи штепсельной вилки.

Производить отключение и обратное включение вручную можно лишь в том случае, если требуется найти поврежденный объект среди нескольких, работающих параллельно (генераторов, трансформаторов, кабелей и т. д.), причем один из них может быть отключен без перегрузки или с кратковременной перегрузкой других. Применяется этот метод и к кольцевым линиям и к линиям в сложных замкнутых сетях, имеющим питание с двух сторон. По команде диспетчера линия отключается на короткий промежуток времени на обоих своих концах и во время отключения наблюдаются показания приборов контроля изоляции.

Метод деления сети состоит в разделении сети на отдельные, электрически между собой не связанные, участки и в проверке на каждом из этих участков наличия или отсутствия замыкания на землю по

вольтметрам контроля изоляции. Метод применим для сети, когда последняя имеет несколько точек питания, и для отдельного распределительного устройства, имеющего двойную систему шин. В последнем случае часть фидеров и источников питания переводится на резервную систему шин, после чего отключается шиносоединительный выключатель. Если вместе с фидерами на резервную систему перейдет и замыкание на землю, а на рабочей системе шин замыкание на землю исчезнет, значит на одном из переведенных фидеров имеется повреждение. Деля переведенные фидеры пополам и продолжая перевод и их деление, легко можно найти и обнаружить поврежденный участок.

В сложных сетях обычно ищут замыкание на землю, комбинируя все три метода: сначала делят сеть на изолированные части и определяют, в какой части находится повреждение. Затем в этой части методом кратковременного отключения проверяют линии, имеющие питание с двух сторон. Если представляется возможным, проверяют состояние подстанций, имеющихся в части сети с замыканием на землю, переводя их на питание от здоровых частей сети. Радиальные линии проверяют методом поочередного отключения или методом измерения токов замыкания на землю. Отыскание поврежденного фидера путем деления сети и последовательного перевода фидеров с одной системы сборных шин на другую требует многочисленных оперативных переключений и занимает много времени, почему его нельзя рекомендовать для широкого применения.

ГЛАВА XXVI

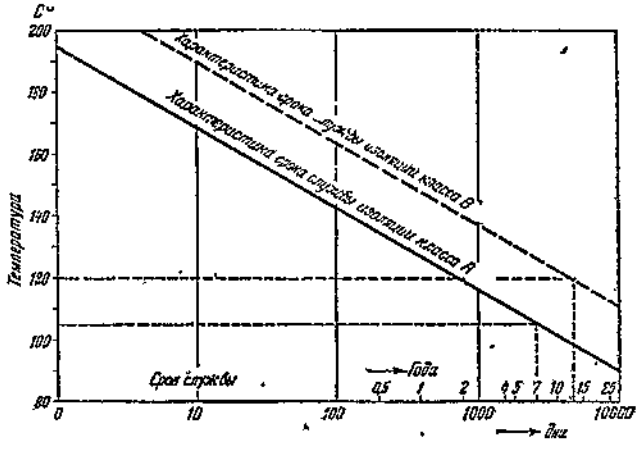
ЭКСПЛОАТАЦИЯ ВРАЩАЮЩИХСЯ МАШИН

XXVI,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Эксплоатация вращающихся машин является одной из наиболее трудных и ответственных задач в эксплоатации электрической части станции и подстанций. Это объясняется, с одной стороны, ответственной ролью машин в процессе производства энергии, с другой — характером их работы вследствие наличия в них вращающихся частей. Наличие вращения вызывает появление механических напряжений в ряде ответственных деталей, требует постоянной заботы о подшипниках и затрудняет работу электрической изоляции машины. На изоляцию машины воздействует ряд факторов: электрическое поле, механические усилия, обусловленные вращением и вибрацией машины и короткими замыканиями, влажность, загрязнение и трение струй вентиляционного воздуха, температурные воздействия от нагрева машины и т. д. Под влиянием всех этих факторов изоляция машин стареет, понижает свою механическую и электрическую прочность. Восстановить электрическую прочность изоляции без полной перезоляции обмотки невозможно. Очень трудно даже судить о том, насколько далеко зашел процесс старения изоляции: изолированные обмотки уложены в пазы, закрыты клиньями, витки плотно прикрывают друг друга и т. д. Даже в наиболее доступных лобовых частях обмотки внешнему осмотру может быть подвергнута очень небольшая часть изоляции. Опыт показывает, что при правильной эксплоатации изоляция машин может работать безаварийно 10—15 лет, при неправильной она может состариться и потребовать ремонта через 2—3 года. Задачей эксплоатационного персонала является обеспечение длительного срока службы машины и своевременное выявление дефектов изоляции, чтобы предупредить возможность аварии во время работы машины. Наибольшее воздействие на изоляцию имеет температура. Приблизительную картину влияния температуры на срок службы изоляции дает диаграмма фиг. XXVI,1.

Под воздействием температуры изоляция постепенно разрушается.

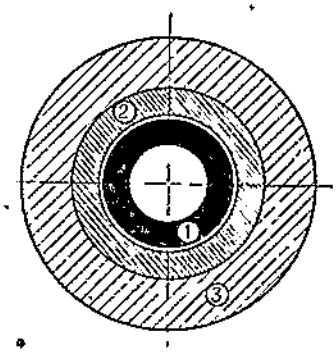
Изоляция класса А, состоящая из волокнистых материалов (хлопчатая бумага, картон, лента и т. д.), пропитанных маслом или лаками, постепенно темнеет, становится хрупкой и ломкой. Изоляция класса В, состоящая из материалов минерального происхожде-



Фиг. XXVI,1.

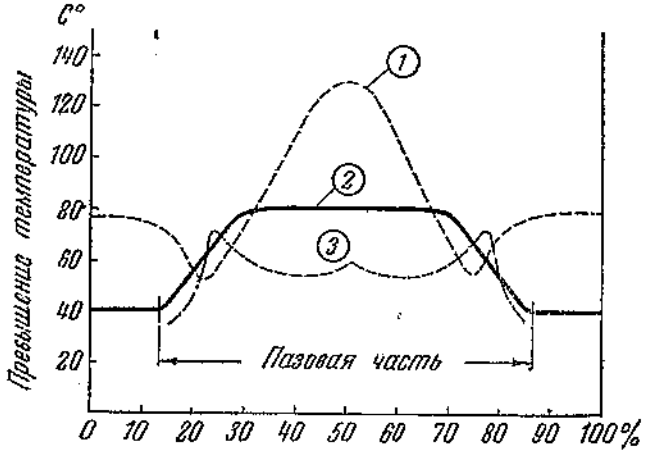
ния (слюда, асбест) со связующими веществами на шеллаке (органического происхождения), с течением времени тоже теряет свою эластичность; шеллак сначала зарезинивается, затем твердеет, становится очень хрупким, пока не превращается в порошок. Из диаграммы фиг. XXVI,1 видно, что с повышением температуры протекание процесса старения очень ускоряется; при 120° изоляция класса В может проработать около 15 лет, а при 130° срок службы сокращается больше чем вдвое. Температура в первую очередь влияет на механическую прочность изоляции, вызывая ее расслаивание и делая ее хрупкой. Однако изоляция класса В со связующими из асфаль-

тов и битумов (компаундированная) при нагреве до 105° не обнаруживает признаков старения неопределенно долго, сохраняя свою эластичность. При температуре выше 105° начинается размягчение компаунда, которым пропитана эта изоляция для того, чтобы уничтожить щели и пустоты между слоями микафолиевой ленты, обматываемой вокруг проводника. При размягчении компаунда эти пустоты могут снова появиться и стать очагами ионизации, являющейся причиной местного нагрева и позднейшего теплового пробоя изоляции. Основной задачей эксплоатации вращающихся машин является такое ведение режима, чтобы изоляция нигде не имела температуры выше допустимого предела.



Фиг. XXVI,2.

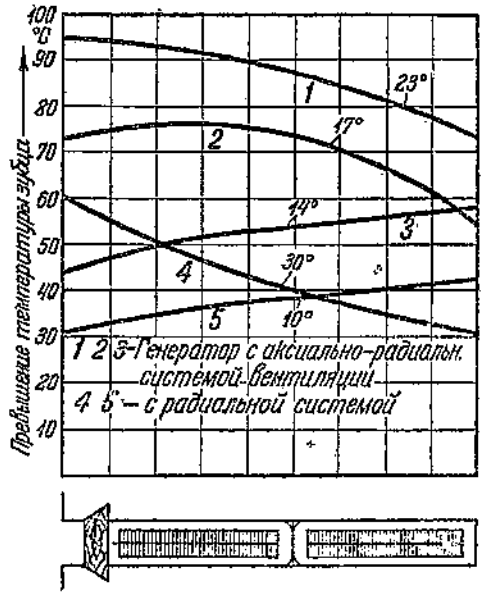
Во время работы генератора отдельные части его имеют различную температуру. Наиболее нагретыми являются внутренние части. Тепловой поток протекает от зон с высокой температурой к зонам с более низкой. Чем больше тепловой поток, тем больше должен быть перепад температур. Распределение теплонапряженных зон в продольном разрезе генератора показано на фиг. XXVI,2. Здесь *1*— зубцовый слой ротора, *2* — зубцовый слой статора и *3* — ярмо железа статора. Соотношение количества тепла, выделяющегося в этих зонах на единицу объема, примерно равняется 4 : 3 : 1. Неравномерно распределены температуры и по оси генератора. На



Фиг. XXVI,3.

фиг. XXVI,3 дано распределение температур по длине стержня генераторов различных заводов: *1* — генератор Сименса, *2* — „Электросила", *3* — Метро-Виккерс. Распределение температур по длине зависит от принятой системы вентиляции.

Неравномерно распределены температуры и по высоте зубца, т. е. и по высоте отдельного стержня обмотки. На фиг. XXVI, 4 представлены кривые распределения превышения температур по высоте зубца железа статора для двух генераторов при полной их нагрузке. Кривые *1*, *2*, *3* относятся к генератору с аксиальнорадиальной системой вентиляции, *4* и *5*— к генератору с радиальной системой. Цифры в градусах, показанные у кривых с различными номерами, показывают разность между температурой зубца у расточки и на высоте дна паза. Наклон кривых указывает, в каком направлении происходит отвод тепла по зубцу. Фиг. XXVI, 2, 3 и 4 показывают, что



Фиг. XXVI,4.

между средней температурой обмотки и температурой наиболее нагретого места может существовать значительная разница. Специальные опыты обнаружили, что у генераторов отношение местного превышения температуры к среднему

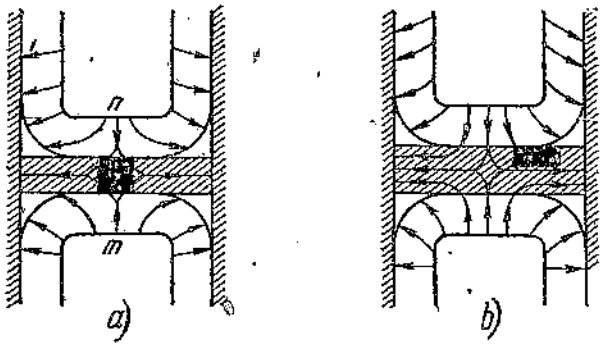
$$\frac{\tau_{max}}{\tau_{ср}}$$

составляет 1,1 — 1,2, а в некоторых случаях доходит и до 1,3.

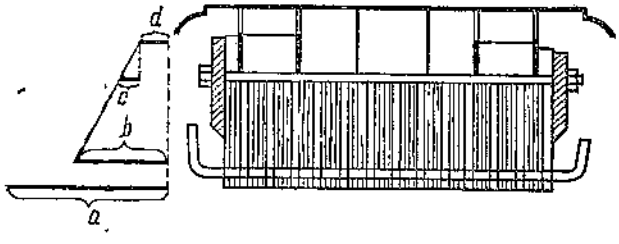
Казалось бы, что следует вести режим генератора, исходя из температуры наиболее нагретого места. Однако не только трудно найти это место, но еще труднее измерить его действительную температуру. Измерение местной температуры может быть произведено при помощи термопар или термосопротивлений (получивших общее название термодетекторов), закладываемых между стержнями обмотки или на дно паза. Температура, измеряемая термодетекторами, будет ниже действительной на величину перепада температуры в изоляции. При заложении термодетектора согласно фиг. XXVI,5a этот перепад будет незначителен, так как по линии *mn* тепловой поток не проходит. Однако достаточно небольшого сдвига с этой средней линии или большей толщины прокладки (фиг. XXVI,5b),

чтобы разница между действительной и измеряемой температурой стала большой. Эта разница изменяется с нагрузкой машины, так как тепловой поток с нагрузкой возрастает, а следовательно, растет и перепад.

Учитывая практическую невозможность наблюдения действительных температур обмотки, ГОСТ вводит понятие о наибольших „наблюдаемых" температурах.



Фиг. XXVI, 5.



Фиг. XXVI,6.

ГОСТ предполагает, что разница между действительной максимальной температурой и наблюдаемой температурой, указываемой термодетектором при номинальной нагрузке машины, составляет 5°. Однако результаты измерений на ряде генераторов показали, что в действительности

$$\frac{\tau_{дейст}}{\tau_{детект}}$$

колеблется от 1,2 до 2.

Кроме непосредственного влияния температуры на срок службы изоляции оказывают большое влияние механические деформации, вызываемые нагревом машины. На фиг. XXVI,6 показаны удлинения меди, a и удлинения железа в различных местах статора (b, c, d), происходящие при нагреве. Вследствие наличия перепада температуры и различных коэфициентов линейного расширения меди и железа ($1{,}7 \times \times 10^{-5}$ для меди и $1{,}0 \div 1{,}2 \cdot 10^{-5}$ для железа) медь удлинится больше, чем железо, изоляция на меди также должна удлиниться, находясь в то же время зажатой между удлинившейся медью и менее удлинившейся железом. Работа изоляции будет тем труднее, чем больше разность между температурами обмотки и железа в холодном и нагретом состояниях, т. е. чем больше будет превышение температур нагретой машины по сравнению с холодной. ГОСТ устанавливает предельно допускаемые превышения температур, которые в эксплоатации должны соблюдаться так же строго, как предельные температуры. При больших превышениях температур на изоляции могут появиться разрывы, складки, смятки и т. д.

Соответствующие данные из действующих ГОСТ и приведены в табл. XXVI,1.

Таблица XXVI,1

Пределы допустимых превышений температуры в генераторах

Части машин	Пределы допустимых превышений при номинальных температурах охлаждающего воздуха	
	35° — для многополюсных генераторов согласно ГОСТ 183-41	40° — для двухполюсных турбогенераторов согласно ГОСТ 533-41
Обмотка статора с изоляцией класса В	85° (термодетектор между катушками) 75° (термодетектор на дне паза)	65° (измерение методом сопротивления)
Обмотка ротора с изоляцией класса В	95° (измерение методом сопротивления)	90° (измерение методом сопротивления)
Обмотка ротора с изоляцией класса ВС	—	105 (метод сопротивления)
Активное железо	85°	65

XXVI,2. ВЕДЕНИЕ РЕЖИМА ГЕНЕРАТОРА В НОРМАЛЬВНЫХ УСЛОИЯХ

Обслуживание и надзор за работой генераторов осуществляются дежурным персоналом электроцеха и дежурным машинистом турбины. По распоряжению дежурного инженера персонал машинного цеха пускает и развертывает турбину, сигнализируя о ее готовности на щит управления. Синхронизация и включение генератора на параллельную работу производятся дежурным электротехником в присутствии дежурного инженера. Наблюдение за работой генератора по измерительным приборам и ведение графика электрической нагрузки осуществляются дежурным по щиту управления (§ 487—489 ПТЭ).

Одним из существенных моментов в эксплоатации генераторов является подъем на нем нагрузки. ПТЭ требуют, чтобы скорость подъема была указана в станционной инструкции (§ 474). При быстром подъеме нагрузки на генераторе медь может полностью нагреться и расшириться, в то время как железо останется холодным. Разница в расширении будет очень значительной (размер a на фиг. XXVI,6) и изоляция подвергнется большим механическим усилиям. Генератор поэтому должен быть прогрет постепенно. Чем длиннее генератор, тем больше удлинение меди, тем осторожнее следует поднимать нагрузку. Длина генератора зависит главным образом от его мощности и потому скорость подъема нагрузки определяется в зависимости от мощности генератора. После включения генератора в сеть его статор может нагружаться сразу до 50% номинального тока. Дальнейший подъем нагрузки следует вести постепенно с одной и той же скоростью, с таким расчетом, чтобы время принятия на генератор полной нагрузки было для гене-

раторов 6,6 kV не меньше величин, указанных в табл. XXVI,2.

Таблица XXVI,2

Мощность генератора в MW	Время в минутах
12	25
25	30
50	40

Для генераторов 10,5 kV, имеющих изоляцию большей толщины, т. е. менее эластичную и с меньшей теплопроводностью, время подъема увеличивается на 50%. Скорость подъема активной нагрузки зависит от конструкции турбины и устанавливается заводом, ее изготовившим.

После того как генератор прогрелся, дежурный по щиту управления ведет его режим в соответствии с диспетчерским графиком. Тепловой режим при этом следует вести так, чтобы температура и превышения температур изоляции не только находились в установленных пределах, но и по возможности не изменялись. Всякое изменение теплового режима вызывает сокращение или удлинение обмотки, а следовательно, и трение изоляции о стенки паза, о соседние стержни и т. д.

Особенно тяжела в этих случаях работа обмотки ротора, витки которой, уложенные в пазы, прижимаются к клину и друг к другу центробежной силой. При удлинении виткам ротора приходится преодолеть значительную силу трения.

Наиболее благоприятной температурой охлаждающего воздуха является 20—25°С. Понижение температуры охлаждающего воздуха до этих пределов против стандартной (+40° по новому ГОСТ и +35° по старому ГОСТ) дает возможность увеличить номинальную кажущуюся мощность турбогенератора; наоборот, при повышении температуры входящего воздуха приходится снижать эту мощность. Максимально допустимая температура входящего воздуха — 50°. Величины изменения номинальной кажущейся мощности генераторов при изменении температуры охлаждающего воздуха даны в табл. XXVI,3.

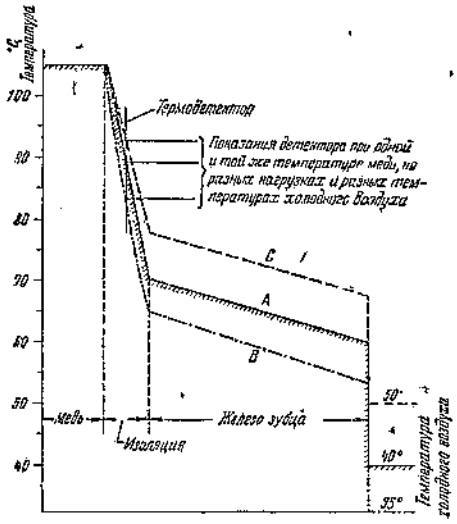
Вести тепловой режим генераторов, руководствуясь показаниями только термодетекторов, нельзя. Предельные нагрузки, указанные в табл. XXVI,3, подсчитаны так, что при них температура меди достигает одной и той же предельной цифры. Между тем, показания термодетекторов будут различны ввиду разных тепловых перепадов в изоляции. При нагрузке, соответствующей увеличенной номинальной мощности, и при температуре охлаждающего воздуха в 35° перепад в изоляции будет больше, и следовательно, термодетектор покажет более низкую температуру (кривая *B*, фиг. XXVI,7), чем при номинальной нагрузке (кривая *A*) и температуре охлаждающего воздуха в 40°. При уменьшенной нагрузке в соответствии с повышением температуры охлаждающего воздуха до 50° перепад в изоляции уменьшится, и термодетектор покажет более высокую температуру (кривая *C*). По термодетекторам можно наблюдать за постоянством теплового режима и за нарушениями работы, отражающимися на нагреве машины.

Если за тепловым режимом статора генератора имеется возможность вести непрерывный надзор по термопарам, то за режимом ротора генератора такой надзор невозможен вследствие его вращения; между тем, как видно из фиг. XXVI, 2, обмотка ротора находится в особо тяжелых тепловых условиях. Режим

Таблица XXVI,3

Мощность генератора в MW	Номинальная температура холодного воздуха в °С	Действительная температура холодного воздуха					
		20° — 25°	25° — 30°	30° — 35°	35° — 40°	40° — 45°	45° — 50°
12 и ниже	35	Увеличение номинальной кажущейся мощности на 0,5% на 1° снижения температуры			Снижение мощности на 1% на 1°С	Снижение мощности на 1,5% на 1° повышения температуры	Снижение на 2% на 1° повышения температуры
Выше 12	35	—	Увеличение номинальной кажущейся мощности на 0,5% на 1° снижения температуры		Снижение мощности на 1% на 1°С	Снижение мощности на 1,5% на 1°	Снижение на 2% на 1° повышения температуры
12 и ниже	40	Увеличение номинальной кажущейся мощности на 0,5 на 1° снижения температуры		Увеличение номинальной кажущейся мощности на 0,5% на 1° снижения температуры		Снижение мощности на 1,5% на 1°	Снижение на 2% на 1° повышения температуры
Выше 12	40			Увеличение номинальной кажущейся мощности на 0,5% на 1° снижения температуры		Снижение мощности на 1,5% на 1°	Снижение на 2% на 1° повышения температуры

ротора поэтому приходится вести, исходя из величины тока ротора, с тем чтобы последняя не выходила за номинальные значения. Номинальным током ротора считается ток, который необходим для поддержания



Фиг. XXVI,7.

номинального напряжения на зажимах статора при номинальных значениях тока статора и cos φ. Генераторы могут работать при колебаниях напряжения ±5% от номинального, сохраняя номинальную мощность (§ 477 ПТЭ). Повышение напряжения выше 110% для генераторов напряжением до 6,6 kV включительно и выше 105% для генераторов напряжением 10,5 kV не разрешается. Допустимые режимы работ при понижении напряжения определяются испытаниями на нагрев. В этом случае мощность генератора ограничивается током статора. Примерные размеры снижения мощности генераторов при снижении напряжения даны в табл. XXVI,4, в которой приведены ориентировочные цифры для генераторов завода «Электросила» серии Т-2.

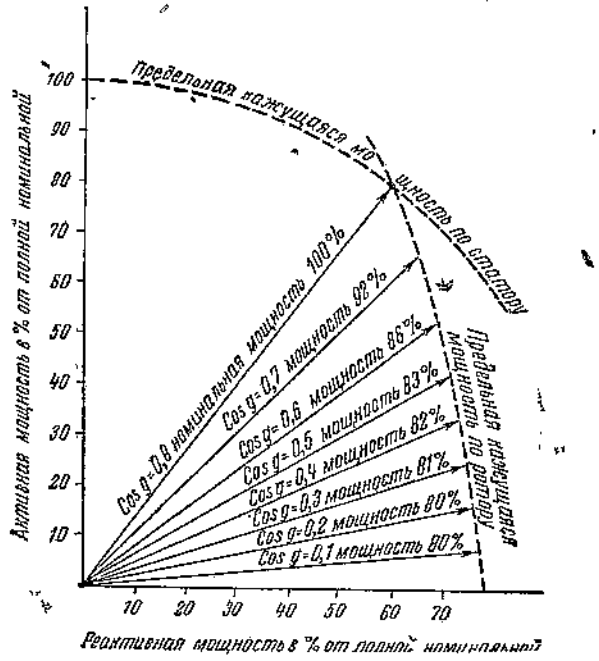
Таблица XXVI,4

Междуфазовое напряжение в % от номинального . . .	110	109	108	107	106	105	100	95	90
Ток статора в % от номинального . . .	84	86,5	88,5	91	93	95	100	105	105
Кажущаяся мощность в % от номинальной	92,5	94,0	95,5	97	98,5	100	100	100	95

Недопустимость повышения тока ротора против номинальных значений ограничивает кажущуюся мощность генератора при работе с коэфициентами мощности ниже номинальных. Примерное представление о величине ограничений дает фиг. XXVI,8, построенная по данным завода «Электросила» для генератора 25 MW. Снижение кажущейся мощности при низких cos φ вызывается тем, что при увеличении реактивной нагрузки сильно сказывается размагничивающее действие реакции статора, для компенсации которой требуется увеличение возбуждения ротора. Последнее не может быть допущено из-за перегрева ротора током возбуждения. При cos φ выше номинального кажущаяся мощность генератора, как видно из той же фигуры, остается постоянной и ограничивается только нагревом статора. Если турбина допускает перегрузку, генератор при cos φ=1 может нести активную нагрузку, равную его номинальной кажущейся мощности в kVA.

На нагрев ротора влияет симметрия токов нагрузки статора. Работа генератора при неравенстве токов в фазах больше чем на 10% не должна допускаться (§ 478 ПТЭ). Нарушение симметрии токов вызывает появление потока отрицательной последовательности, который наводит в бочке ротора и в демпферной системе токи Фуко, дополнительно нагревающие ротор.

Некоторое представление о нагреве обмотки ротора можно получить по приборам возбуждения. Красная

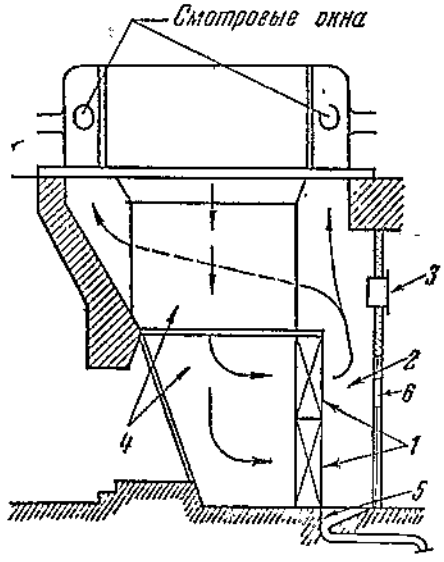


Фиг. XXVI,8.

черта на амперметре возбуждения наносится на номинальном значении тока ротора, а красная черта на вольтметре на том значении напряжения, которое равно произведению номинального тока ротора на сопротивление обмотки ротора в горячем состоянии. Таким образом, если стрелка амперметра стоит на красной черте, а стрелка вольтметра находится ниже красной черты, можно считать, что обмотка ротора нагрета ниже допустимой температуры.

XXVI, 3. УХОД ЗА ОХЛАЖДЕНИЕМ ГЕНЕРАТОРА

В настоящее время все турбогенераторы, начиная с мощности в 1—3 000 kW, снабжаются замкнутой системой охлаждения (фиг. XXVI, 9). Один и-тот же объем



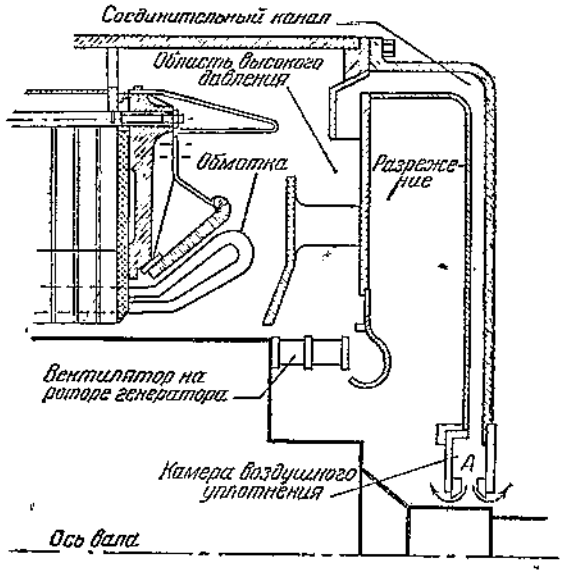
Фиг. XXVI,9.

воздуха прогоняется вентилятором последовательно через генератор и воздухоотделитель, где он нагревается за счет потерь в меди и в железе и отдает воздухоохладителю *1*. Воздухоохладители генераторов прежних конструкций должны были обеспечить температуру холодного воздуха в 35° при температуре холодной воды в 28°, т. е. при разности температур в 7°. Такой малый перепад требует от воздухоохладителя очень хорошей теплопередачи, в частности, очень чистых поверхностей. Кроме того летом температура воды может подняться выше 28°, и тогда задача поддержания нормальной температуры холодного воздуха становится вообще неосуществимой. Новые генераторы и их воздухоохладители строятся в расчете на температуру охлаждающего воздуха в 40°, при температуре охлаждающей воды в 30°. Температура нагретого воздуха при выходе из генератора (камера *4*, фиг. XXVI, 9) должна быть не выше 75°. Разность между температурами холодного и горячего воздуха (перегрев воздуха) зависит от величины потерь в генераторе и от количества циркулирующего воздуха. Величина этой разности при номинальной нагрузке является характерной для данного генератора, но сама по себе не служит показателем допустимости или недопустимости режима работы генератора. Однако измерение ее необходимо, так как резкое увеличение перегрева воздуха свидетельствует о ненормальностях в системе охлаждения генератора.

Наблюдение за режимом охлаждения генератора ведет дежурный машинист турбины. Регулируя количество воды, поступающей в воздухоохладитель, он поддерживает температуру охлаждающего воздуха на заданном постоянном уровне.

Уход за охлаждением состоит в периодической чистке внутренних поверхностей воздухоохладителей и в поддержании герметичности воздушной системы. При наличии неплотностей в стыках кожуха, в щитах вентиляционных коробов и пр. имеет место присос воздуха из машинного зала. Этот воздух несет с собой пыль, пары, а иногда и брызги масла из подшипников, а также значительное количество водяного пара, так как воздух машинного зала имеет высокую влажность из-за поступления в него пара из уплотнений турбины. Пыль и пары масла, попадая внутрь генератора, покрывают поверхность воздушных каналов теплонепроводящим слоем, значительно ухудшающим охлаждение. Кроме того они оказывают разрушающее действие на изоляцию. Водяной пар, конденсируясь на воздухоохладителе, вызывает его „потение". Конденсирующаяся вода подхватывается током воздуха и в виде брызг может быть занесена в генератор. На практике имели место случаи, когда такой занос воды в генератор вызывал аварию, например, перекрытие выводов.

Для того чтобы уменьшить присос воздуха через щели кожуха, особенно между торцевыми щитами и валом генератора, устраиваются воздушные уплотнения (фиг. XXVI,10). Кольцевая камера *A* вокруг вала генератора соединяется с областью повышенного давления и вместо подсоса воздуха у вала образуется утечка. Очевидно, что таким устройством подсос не устраняется, а переносится в другое место. Обычно для пополнения утечек более сухим и чистым воздухом, чем воздух машинного зала, в конденсационном помещении в камере холодного воздуха

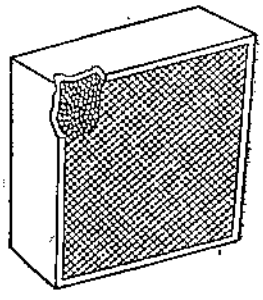


Фиг. XXVI,10.

(*2* фиг. XXVI,9) встраивается висциновый фильтр (*3* фиг. XXVI,9). Этот фильтр представляет собой ящик с двумя сетчатыми основаниями 250×250 mm, заполненный мелкими кольцами или металлическими

стружками (фиг. XXVI,11). Заполняющие ящик кольца смачиваются висциновым маслом, отличающимся значительной вязкостью. Это масло улавливает пыль из засасываемого воздуха, очищая его. Степень очистки колеблется от 85 до 95% в зависимости от состояния фильтра.

При помощи воздушных уплотнений и организованного пополнения утечки воздуха через фильтр можно лишь уменьшить отпотевание, но полностью прекратить его нельзя. Для уменьшения отпотевания прибегают также к подогреву охлаждающей воды в холодильнике, к переходу с охлаждения противотоком на прямоток, к отводу сконденсировавшейся воды из кювет (*б*, фиг. XXVI,9) перед воздухоохладителем (*1*, фиг. XXVI,9) и т. д., однако и эти способы являются паллиативами. Наилучшим решением является соединение камеры холодного воздуха с наружной атмосферой. Наружный воздух зимой, при температуре 0° до 5°, содержит раза в три меньше влаги, чем воздух машинного зала. При пополнении утечек таким способом потение воздухохолодильников может быть полностью устранено.



Фиг. XXVI,11.

Большое внимание следует уделять устранению всех путей, через которые масло из подшипников может попасть в генератор. С этой целью ставятся уплотнения у подшипника, отбойные кольца, устраняется повышенное давление внутри полости подшипника и т. д.

В торцевых щитах генератора и в дверях камеры воздушного уплотнения устраиваются смотровые окна (*б*, фиг. XXVI,9) и люки, закрытые стеклом, через которые несколько раз в смену производится надзор за состоянием системы охлаждения.

XXVI,4. НАДЗОР И ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ГЕНЕРАТОРА

Одной из важных задач эксплоатации является систематическая проверка состояния изоляции генератора с тем, чтобы своевременно заметить опасные дефекты и предотвратить аварийный выход машины из строя. Основных методов контроля три: измерение сопротивления изоляции, измерение тангенса угла диэлектрических потерь и испытание изоляции повышенным напряжением. Первые два метода контролируют среднее состояние изоляции. Последним методом можно обнаружить местный сосредоточенный дефект.

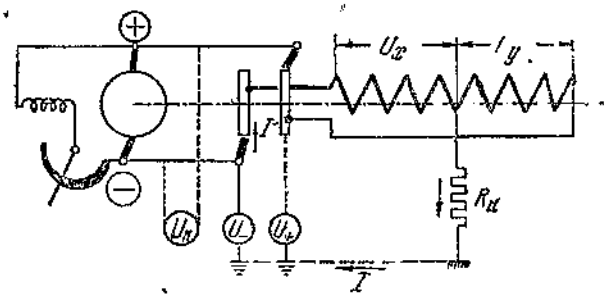
Измерение сопротивления изоляции производится при помощи постоянного тока. Величина сопротивления получается от деления испытательного напряжения на ток утечки. В индукторах или меггерах гальванометр, измеряющий ток утечки, проградуирован непосредственно в омах и мегомах.

На величину сопротивления изоляции оказывают влияние тип изоляции, размеры машины, величина испытательного напряжения, температура, влажность, загрязнение изоляции и продолжительность испытания.

Некоторые из этих факторов влияют на сопротивление изоляции, изменяя ее в десятки раз. Влияние части перечисленных факторов можно исключить, если измерения сопротивления изоляции данной машины производить одним и тем же прибором, при одном и том же напряжении, в продолжение одного и того же времени, при одной и той же температуре. В этом случае сопротивление изоляции двух последующих измерений будет зависеть только от увлажнения и загрязнения изоляции.

Сравнивая новый замер с предшествующими, можно достаточно точно следить за состоянием изоляции в этом отношении. ПТЭ устанавливают минимальное значение сопротивления для обмоток статора генератора в горячем состоянии: сопротивление должно быть не меньше 1 MΩ на 1 kV номинального напряжения генератора (§ 481). Измерения производятся индуктором (меггером) с напряжением 1 000—2 000 V. Показания меггера следует записывать спустя минуту после начала испытания для того, чтобы спал зарядный ток и ток поляризации изоляции.

Испытания изоляции ротора производятся меггером с напряжением не более двойного номинального напряжения обмотки. Кроме того в эксплоатации систематически определяется сопротивление изоляций обмотки ротора у вращающейся машины. Сопротивление изоляции R подсчитывается после измерения трех величин: 1) напряжения между кольцами $U_к$; 2) напряжения между положительным кольцом и землей U_+; 3) напряжение между отрицательным кольцом и землей U_-.



Фиг. XXVI,12.

Если написать согласно фиг. XXVI,12 для цепи двух последовательных замеров с каждого кольца на землю уравнения:

$$U_+ - U_y + I_+ R_д = 0,$$

$$U_- - U_x + I_- R_д = 0$$

и заметить, что $U_x + U_y = U_к$,

а

$$I_+ = \frac{U_+}{r_д};\ I_- = \frac{U_-}{r_д},$$

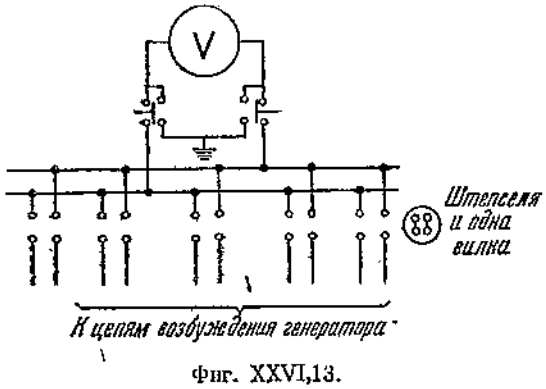
где $r_п$ — сопротивление прибора в МΩ, то можно получить, что

$$R_и = r_п \left(\frac{U_к}{U_+ + U_-} - 1 \right) \text{МΩ},$$

и по этой формуле подсчитать сопротивление изоляции. Оно будет тем больше, чем меньшие значения при измерении получены для

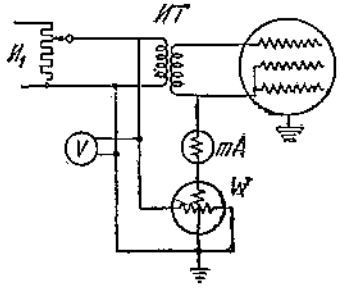
$$U_+ \text{ и } U_-.$$

Для облегчения замеров описанным способом на станциях монтируется схема фиг. XXVI,13, позволяющая все измерения производить с центрального щита управления.

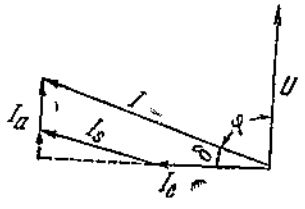


Фиг. XXVI,13.

Согласно § 482 ПТЭ сопротивление изоляции цепи возбуждения в горячем состоянии должно быть порядка 1—2 МΩ. Пуск генератора, имеющего сопротивление изоляции обмотки ротора меньше 0,5 МΩ, допускается только с разрешения главного инженера районного управления.



Фиг. XXVI,14.



Фиг. XXVI,15.

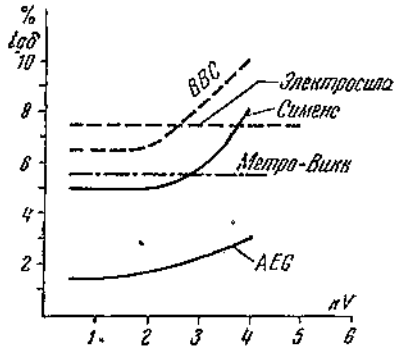
Наиболее простая схема для измерения диэлектрических потерь в генераторе приведена на фиг. XXVI,14. Одна из фаз генератора ставится под напряжение испытательного трансформатора *НТ*, потери в изоляции измеряются при помощи экранированного ваттметра *W* высокой чувствительности, приспособленного для измерения при низких cosφ, ток—при помощи миллиамперметра *mA*, а напряжение вольтметром *V*. Пользуясь диаграммой фиг. XXVI,15, где I_c — зарядный ток емкости, I_a — ток проводимости, I_s — ток абсорбции (поляризации), можно написать

$$P = UI\cos\varphi = UI\sin\delta \approx UI\operatorname{tg}\delta = U^2\omega C_{эф}\operatorname{tg}\delta,$$

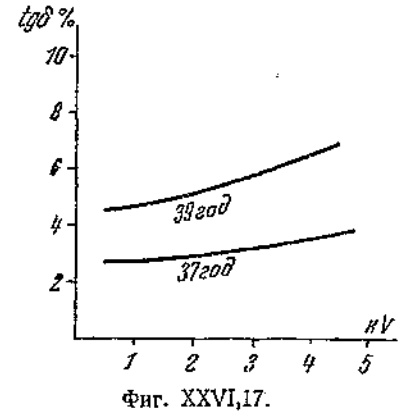
$$\operatorname{tg}\delta = \frac{P}{U \cdot I} = \frac{P}{U^2\omega C_{эф}},$$

где P — измеренные диэлектрические потери.

Последнее выражение показывает, что для данной машины (размеры машины и толщина изоляции определяют величину емкости $C_{эф}$), состояние изоляции характеризуется tg δ. Обычно снимается зависимость tg δ от напряжения. С увеличением напряжения величина tg δ возрастает вследствие увеличения ионизации и потерь на нее. Чем больше воздушных включений в изоляции, тем быстрее растет tg δ. Так как старение изоляции главным образом и сводится к расслаиванию и образованию воздушных полостей и промежутков, то, сравнивая результаты данного замера с предыдущим (по характеру изменения tg δ), можно получить представление о протекании процесса старения. Для того чтобы исключить влияние температуры и влажности, испытание производится на горячей машине. Влияние зарядного тока между испытуемой фазой и двумя другими устраняется тем, что зарядный ток возвращается в трансформатор, минуя измерительные приборы.



Фиг. XXVI,16.



Фиг. XXVI,17.

Кривая tg δ дает представление о среднем состоянии изоляции, — выявить местный дефект этим способом невозможно, так как отдельное местное повышение потерь, само по себе опасное, дает лишь небольшое увеличение среднего значения tg δ.

На фиг. XXVI,16 приведено несколько кривых для машин различной конструкции, но одинаковой мощности, а на фиг. XXVI,17 кривые для одной и той же машины, снятые последовательно через несколько лет. Изоляция может считаться тем лучше, чем позднее начинается рост tg δ при подъеме напряжения и чем меньше кривая tg δ отличается от таковой же предыдущего испытания.

Испытание приложенным напряжением переменного тока может обнаружить местные дефекты, оставшиеся незамеченными при измерении сопротивления изоляции и tg δ. Напряжение прикладывается поочередно к каждой из фаз между обмоткой и корпусом генератора двух других заземленных фаз. Величина испытательного напряжения для машины, находящейся в эксплоатации, выбирается от $U_{ном}$ до $1{,}3\,U_{ном}$, где

$U_{ном}$ — номинальное линейное напряжение.

Продолжительность испытания 1 мин. Так испытывается главная изоляция, т. е. изоляция относительного фаза. Витковая изоляция испытывается напряжением, равным $1{,}3\,U_{ном}$, индуктируемым самой машиной на холостом ходу. Испытание напряжением и измерение tg δ производятся ежегодно во время ревизии генератора.

XXVI,5. ПОВРЕЖДЕНИЯ И АВАРИИ ГЕНЕРАТОРА

Нарушение нормальной работы генератора может возникнуть в результате следующих причин: 1) неправильных действий оперативного персонала и неправильного действия релейной защиты; 2) повреждения электрической цепи возбуждения; 3) повреждения в обмотке или железа статора; 4) неисправности в механической части генератора.

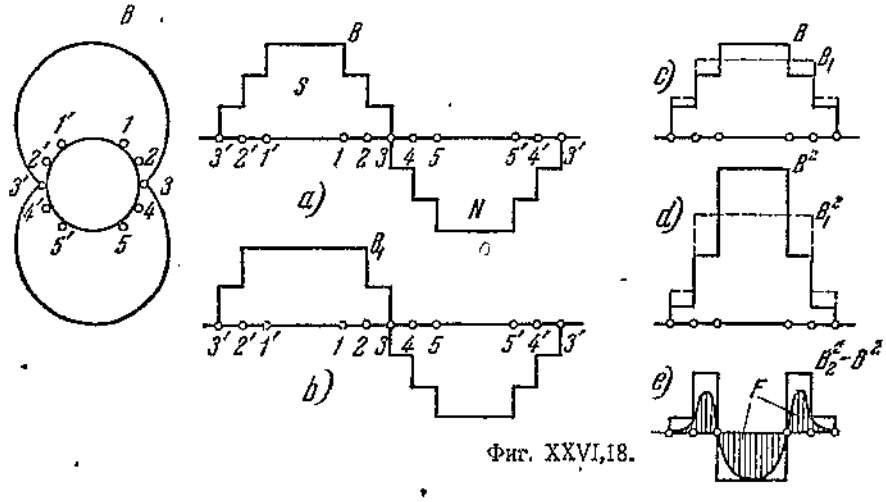
За последние годы отключения генератора из-за неправильных действий персонала или вследствие неправильной работы защиты стали редким явлением. Генераторы отключаются защитой при повреждениях статора или ротора, причем аварии по этим причинам распределяются примерно поровну.

Неисправности в цепи ротора возникают главным образом вследствие повреждения возбудителя или из-за небрежной эксплоатации внешней цепи возбуждения. Наиболее серьезные аварии имеют место в обмотке ротора, работающей в очень тяжелых тепловых условиях и испытывающей переменные механические напряжения от действия центробежных сил, особенно во время пуска и остановки машины.

Наиболее частые неисправности и аварии следующие:

1. Замыкания на землю в цепи возбуждения возникают в случае нарушения изоляции обмотки ротора, возбудителя или соединительных кабелей. Само по себе замыкание на землю не опасно, так как через поврежденное место протекает небольшой ток, величина которого ограничивается сопротивлением изоляции неповрежденного полюса. Но при повреждении изоляции на другом полюсе замыкание на землю может перейти в короткое или витковое замыкания. Эти замыкания представляют большую опасность и для самой машины и для устойчивой работы системы, почему в эксплоатации ведется самый тщательный контроль за состоянием изоляции ротора. Генератор, в цепи возбуждения которого замечено замыкание на землю, при первой же возможности останавливается, щетки на кольцах поднимаются, проверяются отдельно сопротивления изоляции обмотки ротора и внешней цепи. Если повреждение обнаружится во внешней цепи, оно должно быть найдено и устранено. Если нарушение изоляции находится в роторе, тщательно очищаются кольца, токоподводы, ротор продувается сжатым воздухом. Очень часто после чистки замыкание на землю исчезает. Если оно остается, генератор может быть пущен в работу, но за ним устанавливается тщательное наблюдение и он выводится в ревизию при первой возможности. Ротор при ревизии вынимается, снимаются каппы (цилиндры, закрывающие торцевые части обмотки ротора) и производится ревизия и ремонт обмотки.

Витковое замыкание в обмотке ротора возникает либо в случае появления двойного замыкания на землю, либо вследствие смещения соседних катушек в лобовых частях и замыкания их витков между собой, либо из-за повреждения междувитковой изоляции части витков одной катушки. Витковое замыкание вызывает возрастание тока ротора ввиду уменьшения сопротивления его обмотки. Кроме того оно может вызвать значительную вибрацию ротора генератора, особенно у двухполюсных машин, очень опасную для работы всего агрегата. Вибрация является следствием нарушения симметрии распределения магнитного потока в воздушном зазоре и возникновения одностороннего радиального усилия, точка приложения которого находится в определенном месте поверхности ротора. Возникают явления, аналогичные наличию значительного небаланса, что иногда грозит механической целости агрегата.



Фиг. XXVI,18.

На фиг. XXVI,18 можно рассмотреть причины этого явления. На диаграмме *a* изображено распределение индукции *B* у здорового ротора в функции

угла α. Сила взаимодействия между статором и ротором пропорциональна

$$\int_{\alpha=0}^{\alpha=180^\circ} B^2 d\alpha$$

и одинакова для обеих сторон ротора, так что на вал ротора не передается никакого усилия. При закорачивании одного из витков обмотки ротора магнитный поток по величине почти не изменяется, так как хотя число витков уменьшается, но сила тока в обмотке увеличивается, поскольку сопротивление обмотки становится меньше. Однако при этом нарушается симметрия кривой распределения магнитной индукции, как это видно из диаграммы *b*, составленной в предположении, что коротко замкнут виток *1'1*. Значения

$$\int_{\alpha=0}^{\alpha=180^\circ} B^2 d\alpha$$

для одного и другого полюса получаются различными по величине и форме (диаграмма *c*, верхние кривые), вследствие чего ротор испытывает усилие F, распределенное на половине окружности ротора и перемещающееся вместе с ротором. Усилие F направлено в сторону неповрежденного полюса.

Одностороннее усилие тем больше, чем ближе находятся короткозамкнутые витки к середине полюса, чем больше число короткозамкнутых витков и чем больше ток возбуждения. С повышением тока возбуждения вибрация возрастает. Если машину, имеющую вибрацию на холостом ходу, заставить работать в условиях трехполюсного короткого замыкания, вибрация уменьшается и может стать незаметной. Происходит это потому, что вследствие реакции якоря магнитная индукция в зазоре уменьшается и составляет 10—20% от индукции холостого хода. Разность квадратов индукции становится настолько малой, что сила F, являющаяся ее следствием, не вызывает вибрации.

Нагрузка генератора отражается на размере вибрации. При активной нагрузке ось магнитного потока сдвигается относительно оси полюсов, вместе с этим искажение кривой магнитной индукции перемещается в зону меньших индукций. Разность $B_2^2 - B_1^2$ делается меньше и вибрация уменьшается. При неизменном токе в роторе уменьшение вибрации тем ощутительнее, чем больше активная нагрузка. Увеличение тока ротора уменьшает сдвиг оси потока относительно оси ротора и тем самым увеличивает одностороннее усилие и вибрацию.

Таким образом внешними признаками наличия виткового являются возрастание тока возбуждения по сравнению с аналогичными режимами в предыдущей работе здоровой машины и появление вибраций. Так как первый признак является иногда недостаточно отчетливым, вибрации же очень часто вызываются дефектами механического характера, то для выяснения наличия виткового необходимо провести ряд испытаний: 1) выяснить зависимость вибрации от возбуждения; вибрация должна иметь место при работе на холостом ходу с возбуждением и мгновенно исчезать при снятии возбуждения автоматом гашения поля; 2) снять кривые холостого хода и трехполюсного короткого на выводах статора; после появления вибрации эти кривые лежат ниже таких же характеристик, снятых раньше, вследствие уменьшения числа витков в обмотке ротора; 3) замерить величину сопротивления обмотки ротора; при наличии виткового замыкания сопротивление обмотки при той же температуре имеет меньшую величину по сравнению с предыдущими замерами.

Обнаружить короткозамкнутые витки обмотки ротора можно при вынутом роторе и снятых кappах, по повышенному нагреву витков, если кратковременно дать в обмотку ротора переменный ток низкого напряжения.

2. Обрыв цепи возбуждения во время работы генератора может возникнуть: а) вследствие выпадения автомата гашения поля из-за дефекта в защелке или неисправности изоляции цепи управления; b) в результате нарушения контакта или механического обрыва в цепи обмотки ротора, например, при обрыве токоподвода к кольцам ротора, Внешними признаками повреждения являются: исчезновение тока в цепи возбуждения, резкое снижение напряжения на шинах станции, возрастание тока в статоре генератора, качание и дрожание стрелки амперметра статора, переход стрелки фазометра в емкостный квадрант. Активная нагрузка на генераторе может сохраниться или несколько уменьшиться. Генератор переходит на работу в асинхронном режиме, что представляет большую опасность для ротора, так как возникающие при этом токи Фуко могут вызвать нагрев бочки ротора вплоть до выплавлений клиньев.

Представление о процессах, происходящих при обрыве цепи возбуждения, можно получить, если рассматривать явления, имеющие место при постепенном уменьшении напряжения. Если постепенно вводить реостат в цепь возбуждения, не меняя активной нагрузки турбины, то сначала будет уменьшаться реактивная нагрузка генератора, пока $\cos\varphi$ не сделается равным единице.

При дальнейшем снижении возбуждения генератор становится потребителем реактивной нагрузки, остальные генераторы будут давать ток, подмагничивающий генератор с ослабленным возбуждением. Стрелка фазометра перейдет в емкостный квадрант и $\cos\varphi$ станет уменьшаться. Ток статора будет возрастать и в зависимости от синхронного реактанса генератора может стать больше номинального. С уменьшением э. д. с. генератора вследствие уменьшения возбуждения и с уменьшением напряжения на шинах вследствие недостатка реактивной мощности в системе будет уменьшаться момент сопротивления генератора, равный

$$\frac{UE}{X}\sin\delta,$$

я будет увеличиваться угол δ, генератор выпадет из синхронизма, перейдет на асинхронный режим и вращение ротора ускорится. Если активная нагрузка турбины невелика, а нечувствительность регулятора турбины значительна, равенство моментов турбины и генератора вновь установится, но уже в асинхронном режиме, без изменения активной нагрузки. Если нагрузка значительна, то для ее восприятия генератор должен значительно (на 2—3%) увеличить число оборотов (скольжение) против синхронного; регулятор турбины придет в действие и снизит активную нагрузку, закрыв пар в турбину.

Асинхронный режим генератора возможен лишь при возникновении переменных токов в бочке ротора и в демпферной системе. В бочке ротора токи протекают лишь в поверхностном слое, глубиной около 2 см. Если возбуждение генератора исчезло вследствие выпадения автомата гашения поля, то обмотка ротора окажется замкнутой через гасительное сопротивление. В ней также возникнет переменный ток, причем амплитуда его будет меняться вследствие того, что обмотка возбуждения неравномерно распределена по окружности ротора и ось полюсов изменяет свое положение по отношению к оси магнитного потока из-за скольжения ротора.

Протекание по обмотке статора возбуждающего тока, являющегося реактивной нагрузкой для системы, а также прекращение выработки реактивной мощности поврежденным генератором влекут обычно столь сильное падение напряжения на шинах станции, что возникает серьезная угроза полного расстройства ее работы. Хотя обратное включение автомата гашения поля ликвидирует аварию и генератор после этого быстро восстанавливает свою работу, все же время между выпадением автомата и его обратным включением от руки может быть достаточным для того, чтобы вызвать нарушение устойчивой работы машин. Автомат гашения поля поэтому блокируется с выключателем генератора так, чтобы выпадение автомата вызывало отключение генератора. Если при потере возбуждения автомат не отключился, дежурный персонал должен немедленно отключить генератор от сети.

3. Повреждения изоляции обмотки статора являются наиболее тяжелыми повреждениями генератора, в результате которых может потребоваться полная переизолировка обмотки или перешихтовка железа. Повреждения изоляции возникают: из-за старения изоляции, вследствие перенапряжений, от механических причин и от дуги при нарушении непрерывности цепи обмотки, например, из-за нарушения контакта между стержнями. Повреждение изоляции в одном месте, т. е. замыкание на корпус генератора, при нейтрали, заземленной через большое сопротивление, вызывает местное разрушение изоляции и обычно незначительное оплавление железа. Двух- и трехполюсные короткие замыкания вызывают дугу, которая в состоянии воспламенить изоляцию, расплавить значительное количество железа и вызвать пожар внутри генератора. Наиболее разрушительные действия оказывают обычно витковые замыкания в статоре вследствие значительной величины токов, протекающих в короткозамкнутых витках. Эти токи тем больше, чем меньшее число витков замкнуто, так как действующее напряжение в замкнутой цепи убывает прямо пропорционально числу короткозамкнутых витков, а индуктивное сопротивление — квадрату этого числа. Поскольку обычно только у очень больших генераторов (50 MW и выше) осуществляется защита от витковых замыканий, то часто витковое замыкание, не сопровождающееся заземлением обмотки, обнаруживается тогда, когда оно вызвало пожар изоляции.

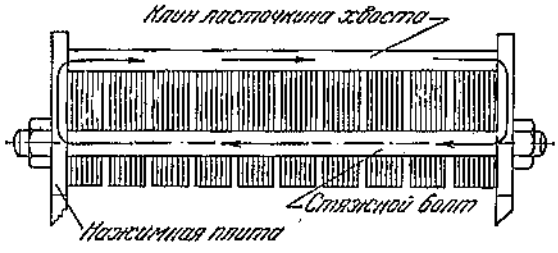
Профилактика аварий статора состоит в тщательном контроле состояния изоляции, как об этом было сказано выше, и контроле состояния контактов, особенно в лобовых частях генератора, где контакты заизолированы. Обнаружить нарушение контакта в обмотке можно двумя методами: измерением сопротивления каждой фазы и измерением температуры контактов после нагрева их в режиме искусственного трехполюсного короткого замыкания при токе в статоре 0,8—0,85 от номинального в течение $^1/_2$—1 часа. Измерение активного сопротивления обмотки производится постоянным током по методу амперметра и вольтметра. Результаты измерений сравниваются для всех трех фаз, а также с данными заводских и предшествующих измерений. В практике известны случаи, когда при обнаруженной разнице в сопротивлениях в 3—5% удавалось найти неисправный контакт, после ремонта которого сопротивления фаз практически выравнивались. Измерение сопротивления обмотки может указать лишь на наличие повреждения. Измерение температуры контактов после нагрева обмотки позволяет обнаружить неисправный контакт. Контакты, пайка которых повреждена, дадут заметное повышение температуры по сравнению с остальными.

Аварии, возникшие в результате повреждения изоляции, ликвидируются обычно отключением генератора под действием релейной защиты. Для гашения возникшего пожара ПТЭ требуют установки противопожарной защиты посредством углекислого газа или пара. Ввод углекислого газа в замкнутую систему вентиляции генератора осуществляется автоматически, действием релейной защиты. Углекислота, запасенная в баллонах, подается через редукционный вентиль, открываемый соленоидом, в количестве, зависящем от объема охладительной системы генератора. Прибавление газа 10—12% от объема воздуха лишает последний возможности поддерживать горение. Затем впуск углекислого газа производится периодически, небольшими порциями, для того чтобы поддержать необходимую концентрацию. Впуск газа совершенно безвреден для генератора и изоляции. Для того чтобы утечка углекислоты во время нормальной работы не вызвала отравления персонала, вся установка с баллонами монтируется на весах, сигнализирующих наличие утечки.

Так как наша промышленность еще не освоила производства углекислотных установок, ПТЭ предписывают осуществлять противопожарную защиту

путем ввода пара. К генератору подводится пар низкого давления 2—3 at трубой 2″—3″, вводимой в камеру холодного воздуха. Подача пара производится от руки, только в том случае, если налицо явные признаки пожара, генератор уже отключен от сети и с него снято возбуждение. Опыты показали, что гашение паром не оказывает заметного вредного действия на изоляцию; перед пуском в работу изоляция, подвергшаяся действию пара, должна быть просушена.

Для избежания просачивания пара в генератор во время работы на подводящем трубопроводе уста-



Фиг. XXVI, 19.

навливают два вентиля последовательно; между этими двумя вентилями монтируется вестовая труба с вентилем, открытым в атмосферу. При появлении пара из этой трубы первый вентиль должен быть отремонтирован. При приведении в действие противопожарного устройства сначала закрывается эта труба, затем открываются на очень короткий промежуток времени (1 мин.) оба вентиля и один из них снова закрывается. Такие впуски пара производятся периодически с тем, чтобы внутри охлаждающей системы давление поднялось выше атмосферного не более чем на 0,1 at, а температура не была бы выше 150°. Подъем давления внутри генератора даже на 1 at мог бы сорвать торцевые щиты генератора.

4. Пожар в железе статора возникает вследствие местного нагрева железа токами Фуко. Такой нагрев может иметь место в том случае, если нарушилась изоляция между листами железа. Нагрев может быть настолько сильным, что повлечет выгорание железа в виде целых полостей. Если повреждение дойдет до обмотки статора, неизбежно разрушение изоляции обмотки со всеми последствиями. В практике отмечены также случаи пожара в железе, происшедшего вследствие нарушения изоляции стяжных болтов, сжимающих железо. У некоторых импортных конструкций (например, у фирмы Сименс) эти болты пропущены через активное железо (фиг. 19), следовательно, в них наводится э. д. с. точно так же, как в стержнях обмотки статора. Стяжные болты заключены в миканитовые трубки, а гайки по концам болта изолированы миканитовыми шайбами. При нарушении этой изоляции в одном месте пожара еще не происходит, однако второе повреждение изоляции вызывает протекание очень значительного тока (фиг. XXVI,19). В практике имели место случаи, когда такой болт частично выгорал, несмотря на то, что его диаметр был не менее 20 mm, а в месте повреждения на значительную глубину выгорало и железо. Авария опасна тем, что, несмотря на ее наличие, она долгое время не выявляется внешними признаками, и только тогда, когда ее размеры принимают катастрофический для генератора характер, персонал замечает искры, небольшой дым, местный перегрев и т. д.

Для предотвращения аварии при каждом ремонте генератора необходимо проверять состояние изоляции болтов, проходящих через активное железо, при помощи меггера.

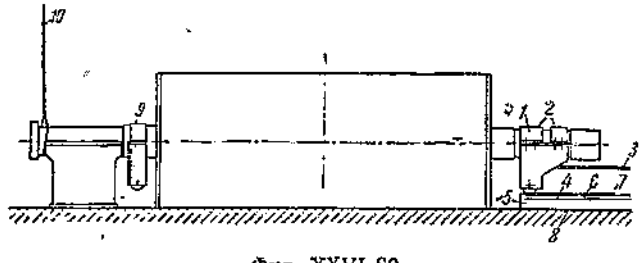
XXVI,6. РЕМОНТ ГЕНЕРАТОРА

Капитальный ремонт генератора должен производиться один раз в год, а текущий — два-три раза в год (§ 492 ПТЭ).

Текущий ремонт состоит главным образом в чистке всех деталей генератора, доступных осмотру без глубокого вскрытия. Чистятся изоляторы и аппаратура, установленные под генератором, система охлаждения, обмотка возбудителя (сжатым воздухом), приводятся в порядок кольца и коллекторы возбудителя.

При ежегодном капитальном ремонте объем работ значительно больше. Кроме измерений сопротивления изоляции статора и ротора, обязательных при каждой остановке генератора, при ежегодной ревизии производится измерение диэлектрических потерь в изоляции статора. После вскрытия торцевых щитов лобовые части осматриваются, подтягиваются крепежные болты, выясняется состояние соединений стержней и изоляции в местах выхода обмотки из железа. Осматриваются и чистятся выводы генератора. Подшипники вскрываются, вкладыши ремонтируются, проверяется величина зазора между статором и ротором в четырех местах по двум взаимно перпендикулярным диаметрам. Проверяется состояние ротора, чистятся контактные кольца, в случае необходимости переизолируются токоподводы к ним, протачивается, шлифуется и полируется коллектор возбудителя. Производится проверка всех измерительных приборов, термодетекторов, сигнальных и противопожарных устройств.

Выемка ротора генератора должна производиться: у генераторов с проточным охлаждением или имеющих



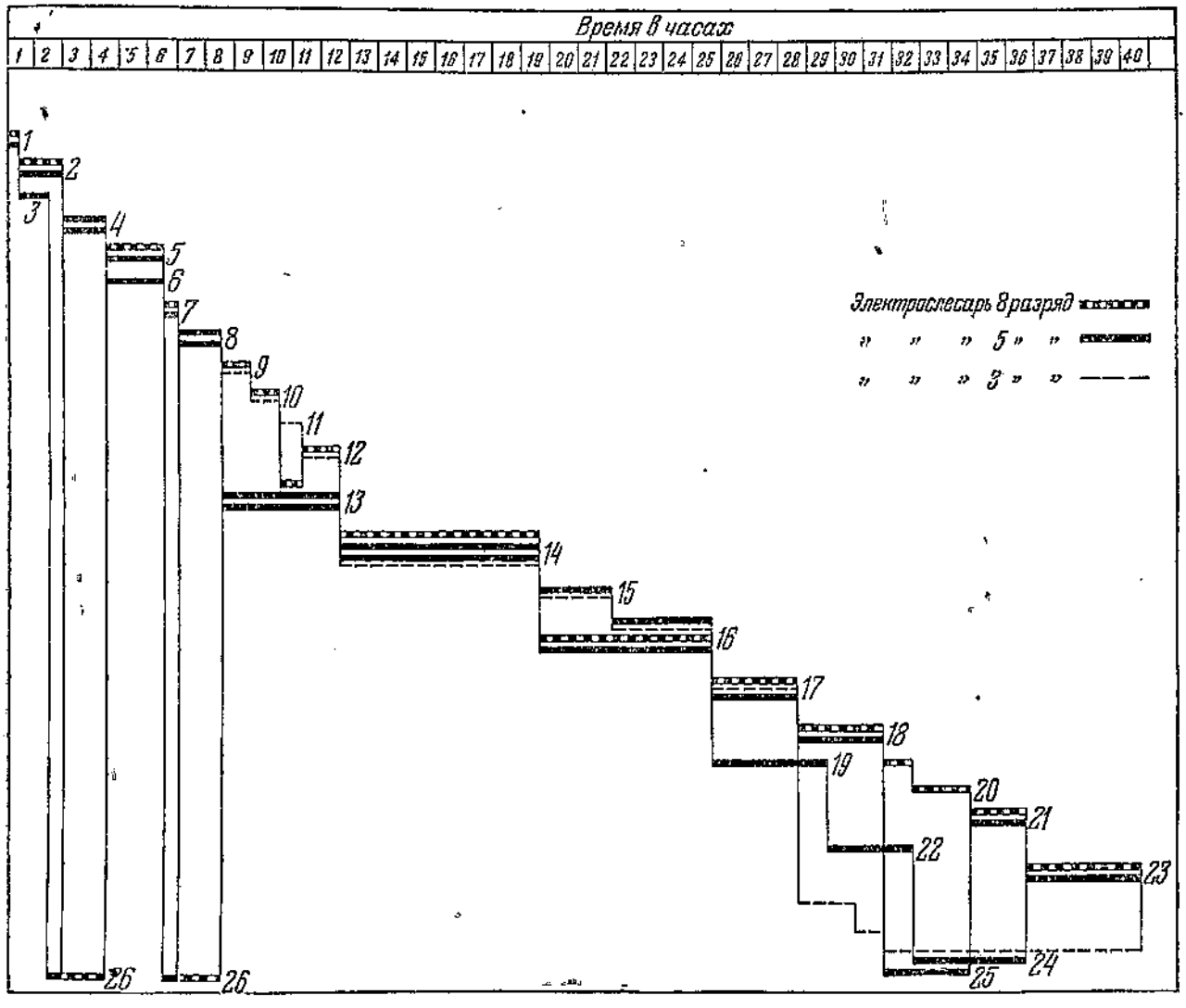
Фиг. XXVI, 20.

роторы с проволочными бандажами — ежегодно; у остальных генераторов — один раз в три года (§ 493 ПТЭ).

Выемка ротора является очень ответственной операцией ввиду опасности повреждения обмотки статора

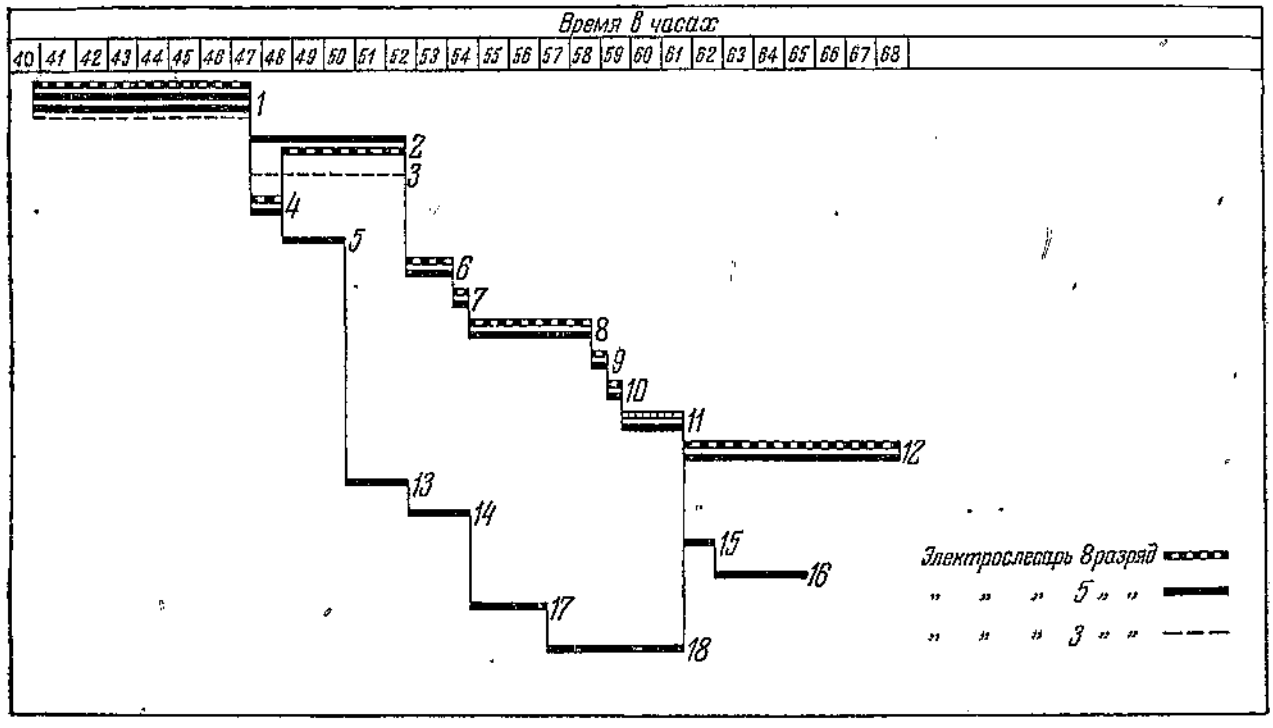
при выдвигании ротора и обмотки ротора при переносе его и укладке на стеллажи. Для того чтобы вынуть ротор, его приходится выдвигать в сторону возбудителя. Возбудитель демонтируется, подшипники генератора вскрываются, за подшипником генератора устраивается настил из деревянных брусьев и рельс (фиг. XXVI,20 детали *4*, *5*, *6* и *7*), по которым мог бы двигаться стул подшипника вместе с ротором.

У некоторых генераторов вместо стула подшипника под вал ротора со стороны возбуждения наводится специальная тележка на катках (фиг. XXVI,20, справа). Конец вала со стороны турбины также укладывается на тележку *9*, которая двигается внутри статора по специальным железным направляющим листам толщиной *10* мм, уложенным в расточку статора и выгнутым по радиусу расточки. В некоторых конструкциях вал ротора со стороны турбины удлиняется специальным удлинителем, за который кран тягой *10* поддерживает ротор до тех пор, пока большая часть ротора не выйдет из статора в сторону возбудителя.



Фиг. XXVI, 21. **График работ по разборке генератора.**

1. Снятие щеточных траверз колец ротора
2. Расцепление соединительной муфты между генератором и возбудителем
3. Отсоединение кабеля от возбудителя
4. Перенос возбудителя вместе с фундаментом плит на рабочую площадку
5. Вскрытие подшипников у возбудителя
6. Снятие щеткодержателей с коллектора возбудителя
7. Измерение сопротивления изоляционной обмотки возбудителя
8. Снятие с фундаментной плиты возбудителя
9. Снятие крышек возбудителя
10. Выемка якоря возбудителя
11. Разборка щеточных траверз колец ротора
12. Чистка траверз, щеткодержателей и, смена дефектных пружин и ниппелей
13. Вскрытие торцовых крышек статора генератора
14. Выемка ротора генератора при помощи двух кранов
15. Снятие листов боковой обшивки статора
16. Чистка железа и обмотки статора
17. Чистка ротора генератора и проверка его путем наружного осмотра
18. Проверка состояния статора путем осмотра
19. Чистка деталей возбудителя
20. Наружный осмотр возбудителя
21. Шлифовка шеек вала якоря возбудителя
22. Чистка изоляции колец ротора и лакировка ее
23. Шлифовка шеек вала ротора генератора
24. Чистка изоляции под стулом подшипника
25. Чистка изоляции фундаментной плиты возбудителя
26. Работа в мастерской электроцеха



Фиг. XXVI, 22. **График работ по сборке генератора.**

1. Ввод ротора генератора в статор при помощи двух кранов
2. Установка торцовых крышек статора
3. Установка листов боковой обшивки статора
4. Ввод якоря возбудителя в статор
5. Установка крышек на возбудитель
6. Установка возбудителя на фундаментную плиту
7. Измерение величины воздушного зазора и сопротивление изол. обм. возб.
8. Сборка подшипников возбудителя
9. Измерение сопротивления изоляции ротора
10. Измерение сопротивления изоляции статора
11. Установка возбудителя на место вместе с фундаментной плитой
12. Центровка возбудителя с валом ротора и сборка соединительной муфты
13. Сборка щеточных траверз колец ротора
14. Установка щеточных траверз колец ротора
15. Присоединение кабеля к возбудителю
16. Притирка щеток к коллектору возбудителя
17. Притирка щеток по кольцам ротора
18. Работа в мастерской электроцеха

Ротор выдвигается из расточки статора при помощи лебедки, натягивающей трос *3* (фиг. XXVI,20). Когда центр тяжести ротора выйдет за пределы статора, ротор подвешивается на крюке крана, выдвигается до конца и переносится на заранее заготовленные подкладки из деревянных брусьев. Ротор должен лежать на деревянных брусьях по всей своей длине, за исключением концов (капп), которые остаются навесу; иначе будут повреждены лобовые части.

Последовательность работ по ремонту генератора с выемкой ротора и примерное время, требующееся для их производства, изображены на фиг. XXVI,21 и 22.

Если ремонт генератора продолжался длительное время (10—15 дней), после его окончания необходимо провести сушку генератора. Сушка генератора производится также после монтажа генератора, перед его пуском. Задача сушки — удалить из изоляции генератора влагу, поглощенную из воздуха во время отключенного состояния. Для сушки применяются два метода: сушка током короткого замыкания и сушка вентиляционными потерями. При сушке током короткого замыкания выводы генератора надежно закорачиваются медной шиной и возбуждение генератора поднимается до тех пор, пока ток (в обмотке статора) не достигнет 0,8 — 0,85 от номинального. Ток до этого значения поднимается медленно в течение около 20 — 30 час., чтобы генератор прогревался постепенно во избежание повреждения изоляции при тепловом расширении обмотки. Температура охлаждающего воздуха также медленно поднимается до тех пор, пока она не достигнет 70 — 75° и в дальнейшем поддерживается в этих пределах путем регулирования подачи воды в воздухоохладитель.

Температура входящего воздуха при сушке значительно выше, чем при нормальной работе, так как перепад между температурой горячего воздуха и температурой холодного меньше из-за отсутствия потерь в железе. Лобовые части генератора будут охлаждаться значительно более горячим воздухом (55 — 60°), чем при нормальной работе (35 — 40°); работа их изоляции была бы в тепловом отношении напряженной, если бы ток в обмотке статора не снижать до 80 — 85% от номинального, как указано выше.

Через каждый час следует открывать смотровые окна (люки) в лобовых частях генератора и в камере холодного воздуха для того, чтобы удалить из охлаждающей системы сырой воздух. Через каждый час измеряется сопротивление изоляции статора генератором при помощи меггера. После начала сушки сопротивление сначала падает, а затем начинает подниматься. Сушку можно считать оконченной, когда

сопротивление изоляции в течение 8 час. будет постоянным и при этом будет выше 1 МΩ на 1 kV номинального напряжения генератора.

При сушке вентиляционными потерями генератор вращается без возбуждения и нагревается только за счет вентиляционных потерь, причем температура горячего воздуха устанавливается тоже в 75°. В остальном сушка ведется так же, как и при сушке током короткого замыкания: каждый час записывается сопротивление генератора, после чего система охлаждения проветривается открытием люков. Признаки окончания сушки те же. Сушка вентиляционными потерями требует несколько больше времени, но она безопаснее для изоляции генератора.

ГЛАВА XXVII

ЭКСПЛОАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

XXVII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Трансформатор является машиной, очень надежной в эксплоатации. Вследствие отсутствия в нем вращающихся частей его металлические детали практически свободны от механического износа. Изоляция трансформатора в электрическом отношении имеет высокую прочность из-за наличия масляного заполнения. Однако изоляция трансформатора быстро разрушается, если температура обмоток превысит определенные значения. Масло стареет, полимеризуется, в нем появляются кислоты, выпадает осадок — шлам. Изоляция обмоток, состоящая из кабельной бумаги, темнеет, становится хрупкой и ломкой. Потеря изоляцией механической прочности ведет к возникновению аварий в виде замыканий между витками обмоток. При неправильном ведении теплового режима трансформатора, в результате необоснованных перегрузок, нарушения охлаждения и т. д. можно в короткий срок непоправимо разрушить изоляцию. Наоборот, при знании и учете явлений, возникающих в изоляции трансформатора при нагреве, можно использовать перегрузочную способность трансформатора и обеспечить длительный срок его службы.

Союзные трансформаторы с воздушным охлаждением строятся так, что при номинальной нагрузке трансформатора установившееся превышение температуры меди обмотки над температурой воздуха τ_{y1} не превосходило бы 70°, превышение температуры сердечника на поверхности — 75°, а превышение температуры масла над температурой воздуха τ_{y2} 60°; превышение температуры меди измеряется по методу сопротивления, что дает среднюю величину перегрева обмотки; температуры масла и сердечника измеряются термометром. Температура масла измеряется в наиболее горячем верхнем слое масла.

Превышение температуры меди обмотки трансформатора является величиной, характерной для определения номинальной мощности трансформатора. В отличие от других машин, номинальные условия охлаждающей среды для трансформатора задаются не какой-либо определенной температурой, а являются переменными, соответствующими естественно изменяющейся температуре воздуха в местностях, где ее максимальное значение равно + 35°. Средняя годовая температура этих местностей близка к + 5°, поэтому номинальной рабочей температурой обмотки принята температура в 75°. Эта температура принимается эквивалентной действительной температуре, естественно изменяющейся на протяжении года, когда трансформатор работает непрерывно при номинальной нагрузке.

При температуре окружающего воздуха в 35° температура меди, а следовательно, и прилегающих к ней слоев изоляции будет 105°. Эта температура допустима только в наиболее жаркие дни и часы года. Исследования показали, что если бы эту температуру поддерживать непрерывно и длительно, то изоляция трансформатора в течение нескольких лет была бы полностью разрушена. Только вследствие существования сезонных и суточных колебаний температуры окружающего воздуха срок износа изоляции достигает цифры нескольких десятков лет.

Рядом исследований[1] установлено, что при температуре около 20° и ниже срок службы изоляции очень велик, с повышением температуры на каждые 8° срок службы уменьшается вдвое, а при температуре 100° изоляция может проработать около трех лет, после чего она будет непригодна к дальнейшей работе. Такая зависимость между температурой изоляции ϑ и сроком ее службы при этой температуре может быть выражена формулой:

$$T = Ae^{-\alpha\vartheta}, \qquad \text{(XXVII,1)}$$

где T — срок службы изоляции в годах, ϑ — температура, при которой изоляция работает, а e — основание натуральных логарифмов, α — коэфициент, равный 0,0865, а A — постоянная, равная 15 000 лет. Графически эта зависимость дана на фиг. XXVII, 1.

Величина, обратная сроку службы изоляции T, называется годовым износом (при $\vartheta = \text{const}$). При выражении годового износа в процентах получим

$$\xi\%_{\text{год}} = \frac{100}{T} = \frac{100}{Ae^{\alpha\vartheta}} = \frac{100}{A}e^{\alpha\vartheta} = ke^{\alpha\vartheta}, \qquad \text{(XXVII,2)}$$

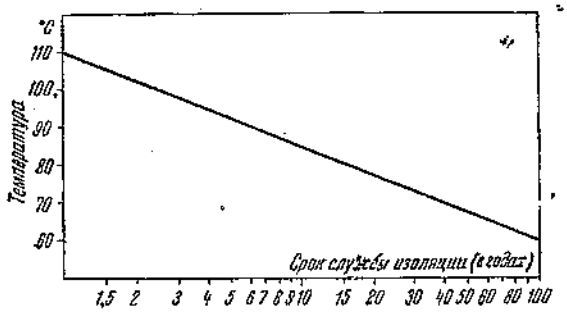
а износ за промежуток времени t определится по формуле

$$\xi_t\% = k\int_0^t e^{\alpha\vartheta}dt, \qquad \text{(XXVII,3)}$$

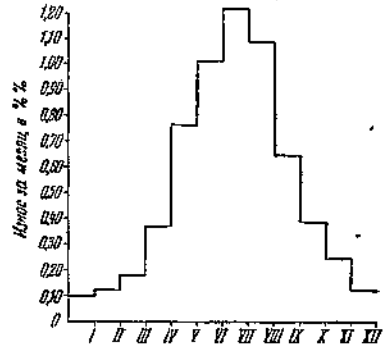
где t — время в годах и частях года.

[1] Исследования американских инженеров Монсингера, Николса и Московского трансформаторного завода.

Как было сказано выше, наши трансформаторы с естественным охлаждением строятся так, чтобы при номинальной нагрузке и температуре окружающего воздуха в 35° средняя температура меди была равна 105°. Максимальная в верхних частях обмот-



Фиг. XXVII, 1.



Фиг. XXVII, 2.

ки при этих условиях будет равна примерно 115°. Зная суточные и месячные колебания температуры охлаждающего воздуха, можно, пользуясь формулой (XXVII,3), подсчитать износ изоляции по месяцам, в предположении, что трансформатор установлен на открытом воздухе и непрерывно несет нагрузку, равную своей номинальной мощности. При этом температура меди, а следовательно, и изоляции определится по формуле

$$\vartheta = \tau_{y1} + \vartheta_в, \qquad \text{(XXVII,4)}$$

где τ_{y1} — перегрев обмотки над окружающим воздухом в установившемся режиме; при номинальной нагрузке $\tau_{y1} = 105 - 35 = 70°C$, $\vartheta_в$ — естественно изменяющаяся температура воздуха.

Результаты подсчетов износа изоляции в % по месяцам для трансформатора, работающего в этих условиях в Московской области, представлены на фиг. XXVII,2. Сумма месячных износов даст годовой износ в 6,23%, что соответствует сроку службы в $\frac{100}{6{,}23} = 16$ лет. Этот срок службы принято называть „естественным".

Однако в обычных условиях трансформатору редко приходится работать при 100% непрерывной нагрузке; коэфициент нагрузки чаще всего лежит между 50 и 70%. К тому же большинство трансформаторов работает летом при сниженной нагрузке. В этих условиях срок службы изоляции поднимается до ненужно высокой цифры. Еще раньше этого срока трансформатор износится „морально", т. е. устареет по своей конструкции, свойствам, уровню изоляции и т. д. Трансформатор поэтому можно перегружать выше номинальной мощности за счет предшествовавших нагрузок, однако так, чтобы срок его службы не был бы меньше „естественного" срока. Так как срок службы трансформатора зависит в основном от температуры обмоток, то для того чтобы определить допустимые перегрузки трансформатора, надо уметь находить температуру и перегревы обмоток и масла при различных нагрузках и различных температурах окружающего воздуха. Заметим, что установившаяся температура ϑ_y изоляции может быть представлена как сумма

$$\vartheta_y = \tau_{12y} + \tau_{2y} + \vartheta_в,$$

где τ_{12y} — установившееся превышение температуры меди над температурой масла (в условиях длительной номинальной нагрузки, равное 10°);

τ_{2y} — установившееся превышение температуры масла над температурой воздуха; при тех же условиях равно 60°; $\vartheta_в$ — температура окружающего воздуха.

Перегрев меди над маслом изменяется пропорционально потерям в меди обмотки, т. е. пропорционально квадрату нагрузки

$$\tau_{12y} \backsim I^2R,$$

где R — сопротивление обмотки. Обозначаем $\frac{I}{I_{ном}} = a$, получим для установившегося перегрева обмотки при нагрузке, отличной от номинальной, выражение

$$\tau_{12y} = a^2\tau_{12y_н}, \qquad \text{(XXVII,5)}$$

где a — нагрузка трансформатора в относительных единицах, а $\tau_{12y_н}$ — установившийся перегрев меди над маслом при номинальной нагрузке.

Установившийся перегрев масла над воздухом изменяется пропорционально полным потерям в транс-

форматоре в степени 0,8; обозначая отношение потерь меди к потерям железа

$$c=\frac{\Delta P_{м}}{\Delta P_{ж}},$$

при нагрузке, отличной от номинальной, получим для перегрева масла над воздухом выражение

$$\tau_{2y}=\tau_{2yн}\left(\frac{1+ca^2}{1+c}\right)^{0,8}. \qquad \text{(XXVII,6)}$$

Формулы (XXVII,5) и (XXVII,6) дают установившиеся значения превышений. Переходные значения перегревов можно подсчитать по известным формулам охлаждения и нагрева.

При нагреве

$$\tau=\tau_{yн}\left(1-e^{-\frac{t}{T_к}}\right)+\tau_0 e^{-\frac{t}{T_к}} \qquad \text{(XXVII,7)}$$

а при охлаждении

$$\tau=\tau_0 e^{-\frac{t}{T_к}}, \qquad \text{(XXVII,8)}$$

где $T_к$—постоянная времени нагрева обмотки или масла, в зависимости от того, определяем ли мы τ_2 или τ_{13}, τ_0 — начальный перегрев обмотки или масла, с которого начинается нагрев или охлаждение, а t—время, в течение которого имеет место нагрузка, отличная от номинальной. На основании уравнений (XXVII,7), (XXVII,8) можно построить кривую изменения температуры при переходе от одного режима к другому. Так как нагрузка на трансформатор течение суток обычно колеблется и максимум нагрузки продолжается в несколько часов, то трансформатор в ряде случаев можно перегружать за счет предшествующей недогрузки.

После продолжительной работы трансформатора с недогрузкой перегрев меди его будет меньше той величины, которая установилась бы, если бы трансформатор нес полную нагрузку. Если теперь дать трансформатору перегрузку кратностью a, то по уравнениям (XXVII,5), (XXVII,6) можно подсчитать установившийся перегрев меди относительно воздуха при длительной работе с перегрузкой в a^2 раз. Этот перегрев может быть значительно больше, чем при работе трансформатора с номинальной нагрузкой. Однако переход от перегрева, соответствующего длительной работе с недогрузкой, к установившемуся перегреву при перегрузке a будет происходить в течение некоторого времени, и можно снять перегрузку в тот момент, когда перегрев достигнет величины в 70°. Время t, в течение которого перегрев поднимется до этой величины, определит допустимую продолжительность данной перегрузки a. Его можно подсчитать по формуле (XXVII,7).

В инструкциях по перегрузкам трансформатора приводятся в виде таблиц результаты подобных подсчетов для различных величин перегрузки, в зависимости от размеров предшествовавшей недогрузки и мощности и типа трансформатора. Продолжительность подобных перегрузок невелика.

Даже при полном использовании кратковременных перегрузок срок службы изоляции будет значительно выше „естественного", так как перегрев в этом случае в течение всех суток ниже 70°, при которых был подсчитан естественный износ, и только в момент снятия перегрузки достигает этой цифры. Кроме того практически очень трудно использовать разрешенные кратковременные перегрузки, так как отсутствует возможность регулировать нагрузку трансформатора. С целью повышения использования трансформатора американским инженером Монсингером предложен иной метод определения допустимой перегрузки в зависимости от коэфициента заполнения суточного графика нагрузки трансформатора (коэфициента нагрузки). Он предлагает отказаться от кратковременных перегрузок, подсчитываемых из условия предельного перегрева обмотки, как это было указано выше. Взамен этого он предлагает определять перегрузку из принципа равного износа в условиях непрерывной номинальной нагрузки и перегрузки для графика с данным коэфициентом нагрузки. Подсчеты, сделанные им для самых неблагоприятных типов графиков, показали, что на каждые 10% снижения коэфициента нагрузки против 100% можно допустить 3% перегрузки. Примерно к тем же результатам пришел и инж. Л. М. Шницер, сделавший аналогичные подсчеты для трансформаторов, изготовленных Московским трансформаторным заводом.

Пользуясь „трехпроцентным" правилом, можно довольно полно использовать суточные колебания нагрузки, и если бы график нагрузки в течение года не менялся, срок службы трансформатора подошел бы к 16 годам. Однако у большинства трансформаторов нагрузка летом на 20—30% ниже зимнего максимума, так что „трехпроцентное" правило может быть применено только часть года. Чтобы использовать годовые колебания нагрузок, можно допустить дополнительную перегрузку, связав ее с окружающей температурой.

В Америке в этих случаях руководствуются так называемым „однопроцентным правилом", т. е. допускают перегрузку в 1% на каждый градус снижения температуры воздуха против +35°.

Так как наши трансформаторы строятся с большим использованием меди и для работы с большей температурой в наиболее горячей точке обмотки (105° против 95° в США), то применить полностью „однопроцентное" правило к нашим трансформаторам нельзя. Наши трансформаторы можно перегружать на 1% при понижении температуры наружного воздуха ниже 15° до 0, при условии, что летом трансформатор недогружался на 20%. Трехпроцентное и однопроцентное правила можно применять совместно.

Кроме кратковременных и длительных перегрузок в аварийных исключительных случаях допускается

аварийная перегрузка, которая не должна превосходить следующих значений:

Нагрузка трансформатора в %	Продолжительность перегрузки
130	2 часа
160	45 мин.
175	20 мин.
200	10 мин.
300	1,5 мин.

К столь значительным перегрузкам следует прибегать очень редко, так как высокие температуры в течение нескольких минут сильнее разрушают изоляцию, чем средние температуры в продолжение нескольких лет.

XXVII,2. УХОД ЗА РАБОТАЮЩИМ ТРАНСФОРМАТОРОМ

Уход за работающим трансформатором состоит: 1) в обеспечении правильного охлаждения трансформатора; 2) в контроле за нагрузкой трансформатора и за его температурой; 3) в контроле за внешним состоянием трансформатора; 4) в контроле за качеством масла.

1. Охлаждение трансформатора. Основная масса трансформаторов, установленных в СССР, имеет воздушное охлаждение. Трансформаторы с воздушным охлаждением устанавливаются либо внутри помещения, либо снаружи. В последнем случае для мощных трансформаторов обычно применяются установки с воздушным обдувом поверхностей охлаждения. Естественное охлаждение трансформатора, установленного на открытом воздухе, требует минимальных забот, если обеспечено отсутствие экранирования какими-либо сооружениями или другими трансформаторами, стесняющими свободный доступ воздуха к нему. Цвет окраски трансформатора особого значения на его охлаждение не имеет, лишь бы он не был очень темным. Черная матовая окраска способствует излучению тепла в пасмурные дни, но влечет за собой интенсивный нагрев его солнечными лучами. Наибольшее распространение получила окраска в светлые тона (серо-стальной, серо-зеленый и т. д.). Наилучшие результаты по американским опытам дает покрытие тонким слоем алюминия путем набрызгивания.

У трансформаторов с дутьевым охлаждением большое значение имеет работа вентиляционной установки. Вентилятор подает лишь незначительную часть воздуха, необходимую для охлаждения. Прогоняемый вентилятором воздух направляется вдоль ребер трансформатора, сдувая с них слой нагретого воздуха и побуждая воздух из окружающей среды к более интенсивной циркуляции. При остановленном вентиляторе длительная работа трансформаторов должна допускаться только в том случае, если трансформатор несет нагрузку не более 70% от его номинальной мощности.

У трансформаторов, установленных в закрытых помещениях, необходимо следить за достаточностью вентиляции. При правильной циркуляции воздуха температура его, измеренная на расстоянии 1,5—2 м от кожуха трансформатора на середине его высоты, не должна превосходить более чем на 5° температуру наружного воздуха. Разница между температурами входящего воздуха внизу и отходящего в вытяжной камере не должна быть выше 15—20°С.

Уход за трансформаторами с водяным и с масляным охлаждением состоит в контроле за циркуляцией охлаждающей воды, масла, их температурой, целостью трубопроводов и пр. Подробнее ухода за трансформаторами с подобным охлаждением здесь не рассматриваем, так как союзные заводы таких трансформаторов не выпускают.

2. Контроль за нагрузкой и температурой. Контроль за нагрузкой трансформатора осуществляется по амперметру. На двухобмоточных трансформаторах достаточно амперметра на одной из какой-либо обмоток, на трехобмоточных — амперметры должны быть на всех трех обмотках. На установке, имеющей несколько трансформаторов, режим трансформаторов должен вестись из условия минимальных потерь. Для каждой станции и подстанции, имеющей дежурный персонал, заранее определяется количество работающих трансформаторов в зависимости от графика нагрузки (§ 542 ПТЭ). В установках, где постоянное дежурство отсутствует (например, в трансформаторных помещениях городских кабельных сетей), количество включенных трансформаторов, необходимое для наиболее экономичной работы, определяется два раза в год в зависимости от сезонного графика нагрузки.

Записи показаний измерительных приборов основных трансформаторов, установленных на станциях и подстанциях с постоянным дежурством, должны производиться каждый час, а при работе трансформатора с перегрузкой не реже чем каждые полчаса (§ 540 ПТЭ). Для проверки нагрузки трансформаторов, установленных в городских кабельных сетях, в период максимальных нагрузок производятся специальные замеры (§ 543 ПТЭ).

Важным элементом надзора за работой трансформатора является контроль за температурой масла. Для контроля температуры масла на всех трансформаторах должны иметься ртутные термометры; на трансформаторах, расположенных без постоянного дежурного персонала, ртутные термометры должны быть максимальными. На крупных трансформаторах мощностью 1 000 kVA и выше показания ртутных термометров трудно различать с уровня земли. Для того чтобы дежурный персонал при обходе мог контролировать температуру таких трансформаторов, последние должны быть снабжены термометрами манометрического типа. Ртутные термометры, как более точные, должны быть и на этих трансформаторах для периодической проверки манометрических.

На вновь установленных трансформаторах 3 200 kVA и выше и на трансформаторах, находящихся в эксплоатации мощностью 5 600 kVA и выше, кроме ртутного и манометрического термометра должен иметься дистанционный термометр для измерения температуры со щита управления (§ 527 ПТЭ).

В наиболее жаркие дни и в условиях самой тяжелой перегрузки температура верхних слоев масла не должна превосходить 95°, а в нормальных условиях для предупреждения ускоренного старения масла ее не следует держать выше +85°С (§ 535 ПТЭ). При работе трансформатора с перегрузкой низкая температура масла не может служить основанием для продолжения перегрузки за пределы, установленные инструкцией, так как вследствие значительной теплоемкости масла его температура может быть относительно невысокой, в то время как температура меди достигнет своего предельного значения.

По показаниям термометров можно своевременно заметить нарушения в охлаждении трансформаторов или возникновение неисправностей внутри самого трансформатора, в частности повреждения в железе.

3. Внешние осмотры трансформаторов. При внешнем осмотре трансформатора во время его работы можно своевременно обнаружить неисправности, которые, развившись, явились бы причиной тяжелых аварий. Наибольшее внимание при осмотре следует обращать на состояние: 1) вводных изоляторов — осмотром можно обнаружить загрязнение поверхности изоляторов, появление трещин на них, понижение уровня масла в маслонаполненных изоляторах или течи в мастичных, расстройство контакта в месте присоединения проводов; 2) масляного наполнения — уровень масла в масломерном стекле консерватора, цвет масла, целость мембраны выхлопной трубы, отсутствие течи в местах уплотнений между крышкой и кожухом; 3) кожуха — отсутствие течи, состояние окраски, отсутствие течи из кранов, состояние заземления кожуха. При всяком осмотре должна проверяться температура масла; следует также прислушиваться к гулу трансформатора. По изменению характера гула можно иногда уловить признаки неисправности, например, ослабление стяжки железа, или работу трансформатора при повышенном напряжении.

Наружный осмотр трансформаторов производится в следующие сроки: 1) мощностью до 320 kVA — при установке их в трансформаторных киосках воздушной и кабельной сети — не реже одного раза в два месяца; 2) при мощности свыше 320 kVA до 1 800 kVA, установленных на станциях и подстанциях, не имеющих постоянного обслуживания — не реже одного раза в месяц; мощностью 3 200 kVA и выше — не реже одного раза в 10 дней, а также перед каждым включением и после каждого отключения; 3) все силовые трансформаторы, установленные на станциях и подстанциях, имеющих постоянное обслуживание, должны осматриваться один раз в сутки (§ 538 ПТЭ).

Правила технической эксплоатации устанавливают минимальный график осмотров. При всякой возможности число осмотров должно быть увеличено. Основные трансформаторы станций и подстанций рекомендуется осматривать раз в смену.

Кроме наружных осмотров трансформаторов без отключения периодически производятся более тщательные осмотры с устранением всех замеченных неисправностей с выводом трансформатора из работы. Такие осмотры производятся в следующие сроки (§ 544 ПТЭ): для всех трансформаторов, установленных на станциях, и для сетевых трансформаторов мощностью 1 800 kVA и выше — не реже одного раза в 6 мес., для остальных трансформаторов — не реже одного раза в год.

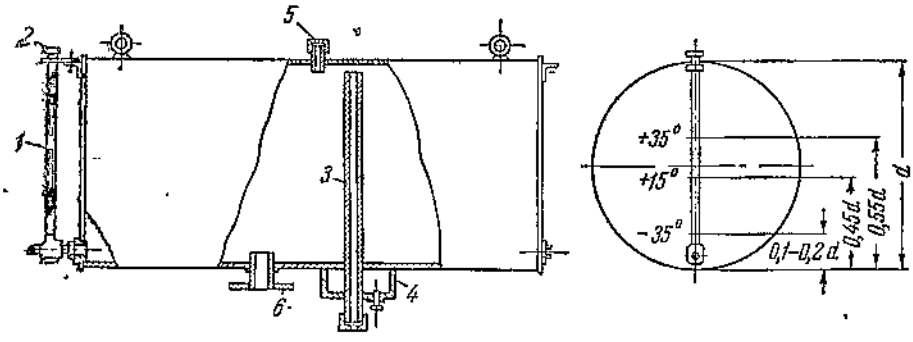
XXVII,3. КОНТРОЛЬ ЗА МАСЛОМ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Между состоянием масла, работающего в трансформаторе, и состоянием самого трансформатора существует тесная связь. Все ненормальные условия работы трансформатора — перегрузка, плохое охлаждение, неправильная сборка консерватора и т. д. — в первую очередь отражаются на масле и вызывают его изменения. Внутренние дефекты, например, местный нагрев железа, вызывают понижение температуры вспышки масла вследствие крекинга, вызывающего появление легко воспламеняющихся фракций и выпадение тяжелого осадка. Перекрытие внутри трансформатора может быть замечено по появлению в масле углерода и т. д. Плохое качество залитого масла непосредственно отразится на состоянии бумажной изоляции трансформатора. Контроль за маслом поэтому является важнейшей частью эксплоатации трансформаторов. Масло перед заливкой должно соответствовать нормам на сухое чистое масло, а во время эксплоатации не должно снижать своих показателей ниже предельных значений, нормированных для эксплоатационного масла. Величина каждого показателя масла установлена, учитывая характер работы его в трансформаторах. Удельный вес (не более 0,896) установлен с таким расчетом, чтобы лед, образующийся в масле, падал на дно трансформатора, а не всплывал наверх, где он может вызвать перекрытие. Вязкость (не более 1,8 для свежего и 2,0 для эксплоатационного масла) обеспечивает необходимые условия охлаждения. Температура вспышки (не ниже 140°) предупреждает возможность воспламенения. Температура застывания (—20° для трансформаторов, установленных в местностях Союза, где температура не падает ниже — 20°, и — 35° во всех остальных местностях) обеспечивает возможность включения трансформатора зимой после его длительного отключения.

Все эти четыре показателя в процессе эксплоатации по мере старения масла изменяются очень медленно. Первые три показателя медленно растут, а последний очень медленно снижается. Однако температура вспышки может резко изменится при наличии внутреннего повреждения в трансформаторе в виде местного нагрева (неполное витковое, нагрев контакта в переключателе ответвлений, пожар в железе. В этом случае происходит разложение (крекинг) масла. Тяжелые фракции оседают вблизи нагретого масла, а легкие растворяются в масле, понижая температуру вспышки, иногда до опасных пределов.

Остальные показатели качества масла при работе его в трансформаторе подвержены более заметным изменениям.

Наличие механических примесей показывает недопустимое напряжение масла, содержание углерода свидетельствует о том, что в масле горела дуга. Содержание органических кислот в масле характеризует первый этап старения, когда образуются высокомолекулярные кислоты, не растворимые в воде. Кислотность определяется в mg КОН (едкого кали, применяющегося для титрования). Она должна быть не выше 0,04 mg для свежего и не более 0,4 mg для эксплоатационного масла. При более глубоком старении образуются низкомолекулярные кислоты, растворимые в воде. Масло, содержащее водорастворимые кислоты, не должно допускаться или оставаться в эксплоатации, так как оно разрушает изоляцию. Для определения пригодности масла к долговременной эксплоатации образцы масла подвергаются искусственному старению путем нагрева в присутствии меди при непрерывном пропускании кислорода. О стойкости масла судят по кислотному числу и по содержанию осадков.



Фиг. XXVII, 3.

Очень важным эксплоатационным показателем масла является его электрическая прочность. Диэлектрическая прочность определяется по пробивному напряжению масла между двумя электродами диаметром 25 mm при расстоянии между ними в 2,5 mm как среднее из пяти измерений. Требования к этому показателю указаны в табл. XXVII,1. На величину электрической прочности наибольшее влияние оказывает присутствие влаги. Содержание в масле 0,1% воды снижает диэлектрическую прочность в 15 раз. Вода в масле появляется в результате реакций окисления при старении и поглощается из воздуха.

Основным фактором старения масла является поглощение им кислорода воздуха при нагреве масла в трансформаторе. Кроме того масло поглощает из воздуха влагу, пыль и различные газы, иногда находящиеся в воздухе в виде примесей. Лучшая защита масла поэтому—это ограждение его от соприкосновения с воздухом. Частично эту функцию несет консерватор (фиг. XXVII,3). Основное назначение консерватора — обеспечить постоянное заполнение кожуха масла при наличии возможности расширения масла.

Консерватор предохраняет также от интенсивного поглощения воздуха циркулирующим маслом, что неизбежно имело бы место при отсутствии консерватора. Вся влага и грязь, которую масло консерватора может получить от соприкосновения с воздухом, выпадают на дно консерватора и не поступают в трансформатор, так как соединительная трубка *6* (фиг. XXVII,4) поднимается выше дна консерватора. Воздух поступает в консерватор через дыхательную трубку *3* до известной степени очищенный, так как он засасывается через фильтр в респираторе. Выделившуюся из масла воду и грязь можно спустить через кран в грязевике *4*. В консерваторе имеется масломерное стекло *1*, по которому можно наблюдать за уровнем и цветом масла.

Для того чтобы масломерное стекло давало правильные показания, в пробке *2* должно иметься отверстие, соединяющее полость стекла с атмосферой. Отверстие *5* служит для доливки масла в трансформатор.

Однако консерватор является сам по себе недостаточной защитой. В США применяется азотная защита, т. е. заполнение пространства над маслом в консерваторе азотом. Наличие азота можно обеспечить двумя способами: 1) вводить азот из баллона со сжатым азотом через редукционный клапан при каждом сокращении объема масла и выбрасывать азот в атмосферу при расширении масла; 2) поглощать кислород при пропускании воздуха, поступающего в консерватор, через фильтр-поглотитель.

Таблица XXVII,1

Наименование оборудования	Пробивное напряжение масла	
	Чистое сухое масло в kV	Эксплоатационное масло (в аппаратах и трансформаторах) в kV
Трансформаторы напряжением от 35 kV и выше	40	35
Трансформаторы напряжением 6—35 kV . .	30	25
Все прочие трансформаторы	25	20

Наличие азотной защиты может увеличить срок службы масла вдвое и в то же время предохранить изоляцию трансформатора от вредного действия продуктов старения. У нас в СССР азотная защита пока не применяется.

За последнее время у нас получает распространение так называемая непрерывная очистка масла. Эта очистка состоит в том, что масло трансформатора под действием естественной циркуляции в трансформаторе проходит через фильтр, в котором заложен селикагель (окись алюминия). Селикагель интенсивно поглощает все продукты окисления и шлам, так что масло в таких трансформаторах может получить лучшие показатели, чем при поступлении его с завода.

За маслом, работающим без защиты, необходим особенно тщательный надзор для того, чтобы при первых признаках отклонения показателей от норм организовать очистку и фильтрацию масла и тем защитить трансформатор от вредных воздействий.

Правила технической эксплоатации устанавливают сроки контроля масла в зависимости от рабочего напряжения трансформатора, указанные в табл. XXVII,2.

Таблица XXVII,2

Период	Тип испытания	Число испытаний в год				
		ниже 3	3	6—11	22—35	110 и выше
Пусковой	Сокращенное	—	1[2]	1[2]	1	1
	На пробой	1	1	1	1	1
Нормальн.	На пробой	1	1	1	—	—
	Сокращенное	—	1	1[3]	2[2]	
	Эксплоатац.	—	—	Раз в 3 года	1	1
	Всего в год	1	2	2	3	4

Примечания. 1. Только для трансформаторов собственных нужд станций.
2. Для трансформаторов мощностью выше 100 kVA и для всех трансформаторов электростанций.
3. Для сетевых трансформаторов меньше 320 kVA одно испытание может быть опущено.

При испытании на пробой проверяется диэлектрическая прочность масла и оцениваются на-глаз его цвет и прозрачность. В объем сокращенного испытания входит определение кислотности, температуры вспышки, наличия механических примесей и водорастворимых кислот и диэлектрической прочности. При эксплоатационном анализе проверяются почти все показатели, за исключением искусственного старения, вязкости и температуры застывания.

Эксплоатационное масло должно быть подвергнуто фильтрации или сепарации при понижении диэлектрической прочности до величины, близкой к нормам на эксплоатационное масло, и при обнаружении в масле механических примесей и шлама (§ 1159 ПТЭ).

В случаях, когда, несмотря на произведенную очистку, в масле во время эксплоатации все же появляется шлам, необходимо произвести смену этого масла с тщательной очисткой внутренних частей трансформатора от шлама.

При повышении в эксплоатационном изоляционном масле содержания органических кислот до 0,4mg КОН и заруднительности смены его в данное время масло должно быть сменено при достижении содержания органических кислот 0,6 mg КОН.

Масло, в котором содержатся свободные водорастворимые кислоты, оказывает особенно вредное влияние на старение изоляции трансформатора. Такое масло может быть допущено в случае необходимости в эксплоатацию только при условии, что оно соответствует всем остальным требованиям на эксплоатационное масло и имеет общее кислотное число не выше 0,2 mg КОН.

Масло должно быть сменено при первой возможности, если оно не соответствует нормам на эксплоатационное масло. Если же будет обнаружено падение температуры вспышки больше чем на 5°С против предыдущего испытания и наличие взвешенного углерода, трансформатор должен быть выведен из работы и подвергнут внутреннему осмотру, так как два последних признака говорят о наличии внутреннего повреждения.

Очистка масла от следов влаги и от механических примесей при помощи центрифуг или фильтрпрессов должна производиться, как правило, при снятии напряжения с трансформатора (§ 1161 ПТЭ). Только при невозможности вывода трансформатора из работы без нарушения электроснабжения потребителей допускается очистка масла работающего трансформатора. Чтобы избежать случайного понижения уровня масла в трансформаторе при фильтрации, очистка под напряжением разрешается только в том случае, если количество залитого масла не меньше 5t. Присоединение маслоочистительного аппарата должно быть произведено очень надежно, аппарат должен быть предварительно залит сухим маслом, все трубопроводы и аппарат должны быть надежно заземлены.

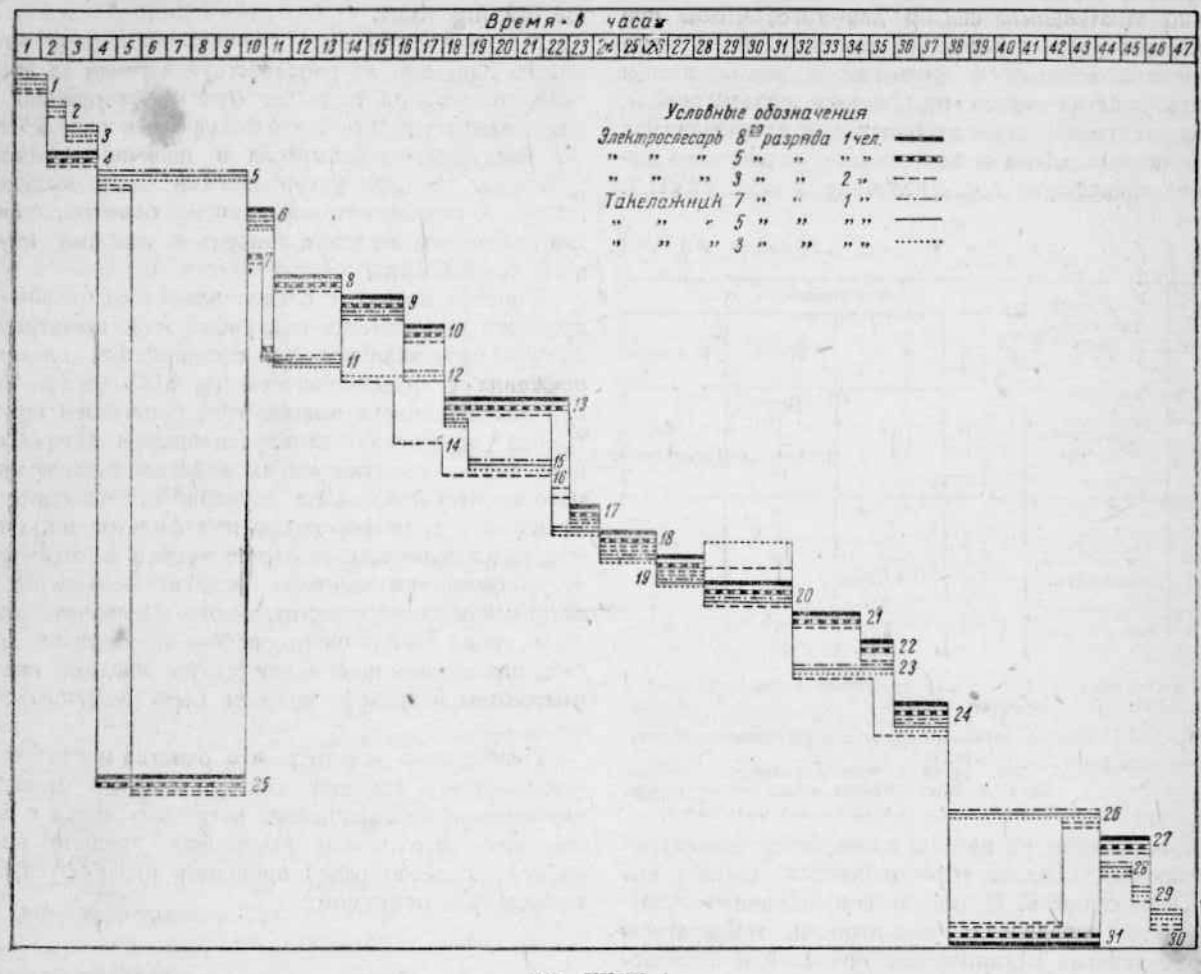
Необходимо заметить, что очистка масла отчасти усиливает его старение, так как при ней происходит интенсивное перемешивание нагретого масла с воздухом. Для того чтобы уменьшить вредное влияние воздуха, целесообразно применять центрифуги, работающие под вакуумом.

XXVII,4. РЕВИЗИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Путем сопоставления результатов анализов масла за время работы трансформатора можно составить довольно полную картину внутреннего состояния трансформатора. Однако кроме этих косвенных сведений необходима еще и непосредственная проверка путем вскрытия трансформатора, его осмотра и очистки. Такие проверки (капитальные ремонты) с выемкой сердечника производятся в следующие сроки: для трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой, с принудительной циркуляцией масла и с внутренним водяным охлаждением — через год после начала эксплоатации и далее через каждые 5 лет, для всех прочих трансформаторов — каждые 5 лет (§ 545 ПТЭ).

Перед вскрытием трансформатора производится наружный осмотр кожуха, изоляторов, консерватора, выхлопной трубы и составляется опись дефектов. После выемки сердечника с него удаляются изолирующие цилиндры, имеющиеся у трансформаторов высокого напряжения (35, 110 kV и выше) и производится тщательный осмотр сердечника.

Во время осмотра особое внимание обращается на характер пленки шлама, на цвет, упругость, ме-



Фиг. XXVII, 4.

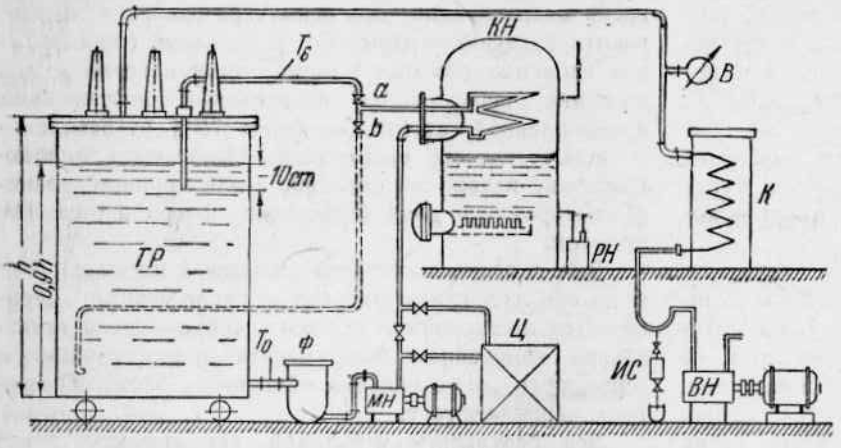
ханическую прочность изоляции, на состояние железа сердечника, плотность его сборки, состояние заземлений. Проверяется состояние проходных изоляторов, отсутствие деформаций обмоток и отводов, надежность всех креплений и крепящих деталей, клеммовых досок и переключателей. Подтягиваются все болты и гайки, проверяются все контакты и пайки и т. д.

Измеряется сопротивление изоляции болтов, стягивающих железо трансформатора; для этой цели между железом и болтом прикладывается напряжение переменного тока 1 000 V в течение 1 мин. и величина сопротивления болта измеряется меггером не ниже 500 V.

После осмотра сердечник и обмотки трансформатора чистятся мягкими кистями с маслом и обмываются струей масла из гидропульта. Одновременно чистятся все другие детали трансформатора: кожух, расширитель, трубы маслоохладителя, проверяются термометры, защитные реле, сигнальные устройства и цепи коммутации. Последовательность работ, их примерная продолжительность и затрата рабочей силы видна из фиг. XXVII,4, где дан типовой график ревизии трансформатора напряжением 110/35/6 kV.

Цифры на графике имеют следующее значение: *1* — доставка инструментов и приспособлений на территории открытой подстанции; *2* — установка лебедки и блоков на территории открытой подстанции; *3* — съем вентиляционного агрегата; *4* — демонтаж трансформатора на фундаменте; *5* — доставка трансформатора с территории подстанции в мастерскую; *6* — присоединение шланга и слив масла, установка лесов, отсоединение и съем консерватора, съем реле газовой защиты, выхлопной трубы и крышек лазов; *7* — разбалчивание и съем крышек лазов; *8* — отсоединение концов отводов от выводов; *9* — отбалчивание и съем выводов 110, 30 и 6 kV; *10* — промывка втулок и заполнение их маслом; *11* — разбалчивание болтов, крепящих крышку трансформатора и съем крышки; *12* — разбалчивание болтов, крепящих надставную часть кожуха и съем ее; *13* — выемка керна и его ревизия; *14* — слив масла полностью; *15* — съем и промывка радиаторов; *16* — чистка и промывка кожуха; *17* — установка выемной части трансформатора в кожух и заливка маслом; *18* — установка надставной части кожуха и ее крепление; *19* — установка крышки трансформатора и ее крепление; *20* — установка выводов 110, 30 и 6 kV и их крепление

на крышке с изготовлением прокладок; *21* — присоединение отводов к выводам трансформатора; *22* — установка и прибалчивание крышек лазов с изготовлением прокладок; *23* — установка и крепление радиаторов; *24* — смена прокладок у масломерного стекла, установка консерватора, смена прокладок у мембраны и установка выхлопной трубы; установка

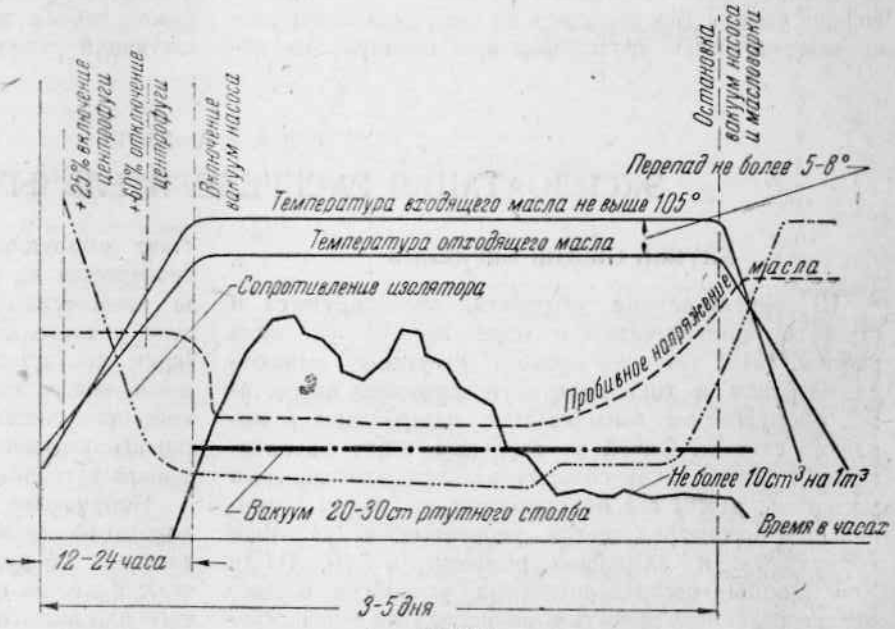


Фиг. XXVII,5.

реле газовой защиты и доливка трансформатора маслом; *25* — изготовление прокладок под борта и другие подготовительные работы; *26* — доставка трансформатора на фундамент; *27* — монтаж трансформатора на фундаменте; *28* — установка вентиляционного агрегата; *29* — съем лебедки, болтов и тросов; *30* — доставка инструментов и приспособлений в мастерскую; *31* — работа на другом участке.

Ввиду чрезвычайно высокой гигроскопичности бумаги бумажная изоляция трансформатора за время осмотра очень сильно отсыревает, несмотря на то, что она пропитана маслом. Если выемная часть трансформатора находилась в воздухе для осмотра более 12 час. (относительная влажность воздуха не более 50%) или при влажной погоде более 8 час. обязательна сушка трансформатора. В настоящее время наибольшее распространение получил способ сушки масловаркой под вакуумом. Схема такой сушки изображена на фиг. XXVII,5. Масло из трансформатора T_p насосом *МН* через фильтр *Ф* подается в змеевик котла *КН* для нагрева масла и оттуда через вентиль *a* поступает в верхнюю часть трансформатора. Вакуумнасос *ВН* поддерживает в кожухе трансформатора вакуум в 20 — 30 см рт. ст. в зависимости от прочности кожуха. Если бы вакуума не было, температура кипения воды в нижней части трансформатора была бы выше 100° из-за давления столба масла. При высоте кожуха в 3 м давление на дне будет равно 93,5 см, а температура кипения около 108°. Так как сушка длится несколько десятков часов, то за это время изоляция состарилась бы больше, чем за несколько лет работы трансформатора. Чтобы уменьшить температуру сушки, ее производят под вакуумом. При вакууме в 30 см температура кипения воды на дне того же трансформатора высотой 3 м будет 95°. Для большей надежности температуру масла берут на 3 — 5° выше. Некоторое снижение температуры сушки (приблизительно на 5°С, т. е. на величину перепада температур между входящим вверху и выходящим внизу маслом) можно получить путем изменения циркуляции масла, а именно забором его через нижний кран бака и подачи масла после нагрева в масловарке через другой нижний кран, расположенный по диагонали. При этом способе сушки желательно изменять направление циркуляции масла, поочередно подавая его то снизу, то сверху (открывая и закрывая вентили *a* и *b* на чертеже фиг. XXVII, 5).

Процесс сушки начинается тем, что сначала в



Фиг. XXVII,6.

течение 12 — 24 час. постепенно нагревают масло трансформатора, прогоняя его через котел *КН* насосом *МН*. По достижении температуры 25° включается центрифуга *Ц*, которая работает до тех пор, пока температура масла не поднимется до 60°. По достижении маслом температуры 100° включается вакуумнасос.

Во время сушки ведут наблюдение по термометрам $T_в$ и T_0 за температурой входящего и отходя-

щего масла и по вакуумметру *В* за вакуумом. Разница температур входящего и отходящего масла не должна быть больше 5—8°. При превышении этой цифры усиливают отепление трансформатора, которое делается перед сушкой при помощи асбеста, досок, обитых асбестом, или из фанерных щитов с прослойками воздуха. Во время сушки ведется непрерывная запись (через каждый час) всех основных показателей: температуры, вакуума, количества конденсата, сопротивления изоляции. Изменение этих показателей наносится на график, как показано на фиг. XXVII,6. Два-три раза в сутки берется проба масла на пробой. Сушка считается законченной, когда выделение конденсата станет стабильным по величине и будет меньше 10 $см^3$ в час на 1 $м^3$ объема масла в кожухе.

Нормальный срок сушки масловаркой составляет от 3 до 7 дней в зависимости от влажности и мощности трансформатора. Однако нередко сушка затягивается на более длительный срок. При этом не только портится масло, но заметно стареет и изоляция.

Более совершенным способом является сушка трансформатора в специальных вакуумных печах (шкафах). Этот способ применяется на заводе и за последнее время начал применяться на наших лучших станциях и подстанциях.

В такой печи нагревательные змеевики находятся внутри камеры (по стенкам и на дне), куда помещается выемная часть трансформатора. Конструкция камеры позволяет поддерживать в ней вакуум в 70—72 см рт. ст. и температуру воздуха около 105°. Сушка протекает быстро и продолжается не более трех суток.

Во время ревизии трансформатора производятся профилактические испытания для выявления дефектов, возникающих в результате процесса старения во время эксплоатации. Для испытания изоляции применяются следующие способы: измеряется сопротивление изоляции обмоток выпрямленным напряжением и изоляция испытывается повышенным напряжением промышленной частоты (не более 75% от заводского испытательного напряжения). Измеряются диэлектрические потери во втулках, а для крупных трансформаторов — и диэлектрические потери в изоляции обмоток.

Для выяснения состояния железа измеряются ток и потери холостого хода (до и после ревизии). Проверяется правильность сборки переключателя ответвлений измерением коэфициента трансформации и омического сопротивления обмоток на всех положениях переключателя.

Все результаты испытаний, все дефекты, замеченные при ревизии, должны самым тщательным образом фиксироваться и записываться, потому что только из объективного сопоставления характера изменений показателя во времени можно сделать прогноз о будущей работе трансформатора и установить соответствующий режим его эксплоатации.

ГЛАВА XXVIII

ЭКСПЛОАТАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

XXVIII,1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Распределительные устройства проектируются и строятся применительно к определенным условиям работы. Но с течением времени эти условия меняются, нагрузки и токи короткого замыкания возрастают, оборудование изнашивается, материально и морально стареет. Одной из основных задач эксплоатации является такое содержание распределительных устройств, чтобы все оборудование по своим номинальным параметрам всегда удовлетворяло условиям нормальных и аварийных режимов (§ 546, ПТЭ). Конструкция распределительных устройств обычно обеспечивает возможность выполнения этой задачи: сменить отдельную деталь для оборудования, оказавшееся слабым, усилить выключатели, повысить надежность эксплоатации устройством блокировки и т. д.

При правильной эксплоатации устройство поддерживается в таком состоянии, что оно в изменившихся условиях не менее надежно, чем в момент приемки в эксплоатацию.

Проверка соответствия оборудования изменившимся условиям должна производиться систематически, например, к зимнему максимуму нагрузки или при вводе новых, крупных мощностей в систему. Соответствие оборудования условиям нормальной работы проверяется на основании эксплоатационных записей за предшествующий период и сведений о предстоящем увеличении нагрузки потребителей. Для проверки соответствия оборудования током короткого замыкания необходимо на основе графика рабочей мощности системы, схемы коммутации и т. д. подсчитать возможные токи короткого замыкания для данной установки.

Полученные результаты по нагрузкам и токам короткого замыкания сопоставляются с номинальными данными оборудования распределительного устройства; в случае необходимости оборудование усиливается или заменяется новым.

Для обеспечения надежной работы при перенапряжении уровень изоляции распределительных устройств должен соответствовать ГОСТ „Разрядные и испытательные напряжения изоляции аппаратуры и трансформаторов". Для отдельных распределительных устройств в зависимости от местных условий (загрязнение, высота над уровнем моря), а также при наличии оборудования с пониженной изоляцией устанавливается минимально допустимый для данного распределительного устройства уровень изоляции (§ 548 ПТЭ). Если уровень изоляции установленного

оборудования не известен, то производится испытание образцов такого оборудования. Изоляцию, снижающую уровень ниже допустимых пределов, необходимо сменить. Уровень изоляции должен быть координирован с изоляцией линий, отходящих от распределительного устройства, и с защитой от перенапряжений, установленной на линиях и в самом устройстве.

Оборудование распределительных устройств требует за собой непрерывного ухода. Уход состоит в периодическом осмотре, чистке, устранении замеченных дефектов и в планово-предупредительных ревизиях и ремонтах.

Наружный осмотр обслуживающим персоналом производится в следующие сроки:

1. Распределительные устройства с постоянно обслуживающим персоналом, подстанции с дежурством на дому и все подстанции напряжением от 20 kV и выше — один раз в сутки; кроме того осмотр производится после отключения коротких замыканий и один раз в 5 дней ночью для выявления наличия разрядов, коронирования и т. д.

2. Подстанции до 10 kV без постоянного обслуживающего персонала, фидерные пункты, трансформаторные киоски в зависимости от мощности установленных трансформаторов: до 320 kVA не реже одного раза в 2 месяца; до 1 800 kVA не реже одного раза в месяц, до 3 200 kVA не реже одного раза в 10 дней (§ 577 и 538 ПТЭ).

При осмотре распределительных устройств необходимо обращать особое внимание на следующее:

1) состояние помещений в части исправности дверей и окон, отсутствия течи, наличия замков;
2) исправность отопления и вентиляции;
3) состояние сети освещения и сети заземления;
4) наличие средств безопасности;
5) уровень и температура масла в аппаратах;
6) состояние аппаратуры и ошиновки.

Все замеченные неисправности должны записываться в журнал осмотров и ремонтов, хранящийся на щите управления, и должны устраняться в кратчайший срок (§ 579 ПТЭ).

Для каждого распределительного устройства устанавливаются сроки очистки его от пыли и загрязнения в зависимости от местных условий (§ 599 ПТЭ).

Ремонт распределительных устройств производится по графику, составленному на год с учетом следующих условий:

1) ремонт основного оборудования должен быть закончен к периоду зимних максимальных нагрузок; ремонт грозозащитных устройств — к грозовому сезону; ремонт остального оборудования производится по графику в течение всего года;

2) ремонт должен производиться при наименьшем числе отключений оборудования, для чего необходимо одновременно выводить в ремонт все оборудование данного присоединения (шинные разъединители, трансформаторы тока, выключатель, линейные разъединители и пр.) и совмещать по времени работу отдельных бригад разных специальностей (ремонтной, по проверке защиты, приборов и кабелей, строительной) (§ 597 ПТЭ).

XXVIII,2. КОНТАКТНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ НА СБОРНЫХ ШИНАХ И ОТВЕТВЛЕНИЯХ

В распределительных устройствах шины состоят из медных или алюминиевых проводников, соединенных между собой и с примыкающей к ним аппаратурой посредством болтовых соединений или концентрических зажимов; лишь в редких случаях соединение осуществляется при помощи сварки. При работе контактные соединения шин ослабевают вследствие появления остаточных деформаций, обусловленных длительностью затяжки болтов и изменениями температурного режима, что влечет за собой ухудшение электрического контакта. Контакт перегревается и окисляется вначале относительно медленно и по внешности незаметно, затем появляется нагрев соединения «докрасна» с последующим выгоранием контакта, могущим вызвать тяжелую аварию. В эксплоатации необходимо вести систематический надзор за контактными соединениями, устраняя неисправность задолго до того, как она станет угрожающей и потребует для своего устранения внепланового ремонта.

Таблица XXVIII,1

Температура контакта в °С	До 30°	До 45—50°	До 50—60°	60—70°	90°—100°	100°—110°
Цвет термоплёнки	Красный	Красный	Красный	Темно-вишневый	Темно-вишневый	Черный
	Желтый	Оранжевый	Оранжевый		Красный	
	Зеленый	Зеленый	Коричневый	Темно-коричневый	Темно-красный	

При внешнем осмотре без специальных мероприятий можно заметить лишь расстройства, находящиеся в последней стадии развития (по побежалым цветам, сгоревшей краске, свечению). При этом можно пропустить неисправный контакт, если в момент осмотра шины несут небольшую нагрузку. Распространенный между практиками прием проверки состояния контакта путем прикладывания к нему свечи, укрепленной на изолирующей штанге, дает неудовлетворительные результаты, так как температура плавления стеарина 50°С, парафина 54°, желтого воска 64°, а предельно допустимая температура контакта 90°С. Лучший результат получается при применении термопленок, наклеиваемых на контакты. Термопленка получается после высыхания специального красителя, размешанного на лаковой основе (бензин, целлюлозный лак). При нагреве термопленки постепенно меняют свой цвет (табл. XXVIII,1).

Термопленки выдерживают сто превращений, т. е. изменений и восстановлений первоначального цвета

Они могут применяться раздельно или в любой комбинации. Наиболее оправдывает себя комбинация из полосок красного и желтого цветов.

Термопленки помогают установить уже имеющийся нагрев, но не в состоянии дать указания о начинающейся неисправности. Для последней цели служит измерение превышения температуры контакта $\tau_к$ и сравнение ее с превышением температуры шины в целом месте $\tau_ш$. Измерение производится помощью термопары и гальванометра, укрепленных на изолирующей штанге. При удовлетворительном контакте его сопротивление $R_к$ должно быть меньше или равно сопротивлению шины в целом месте $R_ш$. Если принять, что шина и контакт имеют одинаковую поверхность S, одинаковый коэфициент теплоотдачи k и через них проходит один и тот же ток I, то можно написать

$$I^2R_к = kS\tau_к \leq I^2R_ш \leq kS\tau_ш,$$

откуда

$$\tau_к \leq \tau_ш.$$

В случае если сопротивление контакта и шины в целом месте равны, то превышения их температур над температурой воздуха будут также одинаковы. Если при номинальной нагрузке шин $\tau_к$ на 10° выше $\tau_ш$, то контакт должен считаться неудовлетворительным и подвергнуться ревизии при первой возможности. Таким образом этот метод дает возможность обнаружить неисправный контакт даже в том случае, если температура его и не достигла предельной величины.

При каждой ревизии проверяются все контактные соединения и все болты подтягиваются. На открытых подстанциях каждые 2—3 года следует вскрыть на выбор несколько соединений и проверить их состояние. В отдельных случаях приходится пересмотреть и перемонтировать вновь все соединения установки. Особенное внимание необходимо уделять контактным соединениям медных и алюминиевых проводников. В местах соединений этих металлов образуется гальваническая пара, способствующая усиленной коррозии контакта. Наилучшим профилактическим средством является омеднение поверхности алюминия или установка промежуточной вставки, имеющей медную (омедненную) и алюминиевую поверхности.

XXVIII, 3. НАДЗОР И ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Содержание в исправности изоляции распределительных устройств является одним из важнейших условий их безаварийной работы.

Изоляторы и вводы непрерывно стареют и их изолирующие свойства понижаются. Старение происходит в результате совместного действия электрического поля, температурных воздействий, усилий, испытываемых изоляцией во время коротких замыканий, воздействия влаги и загрязнений.

В закрытых распределительных устройствах одним из серьезных факторов, влияющих на состояние изоляции, является сырость. Большинство распределительных устройств не отапливается, и при резких колебаниях температуры на поверхности стен и потолка могут появляться роса или изморозь; отсыревает иногда и поверхность изоляторов. Сырость и влажность особенно вредны для сложной изоляции, бакелитовой, с компаундным заполнением, маслонаполненной и т. д. Наилучшим средством борьбы с сыростью является вентиляция помещения. Обычно вполне достаточно обеспечить естественную вентиляцию, с поступлением воздуха снизу помещения и удалением его вверху.

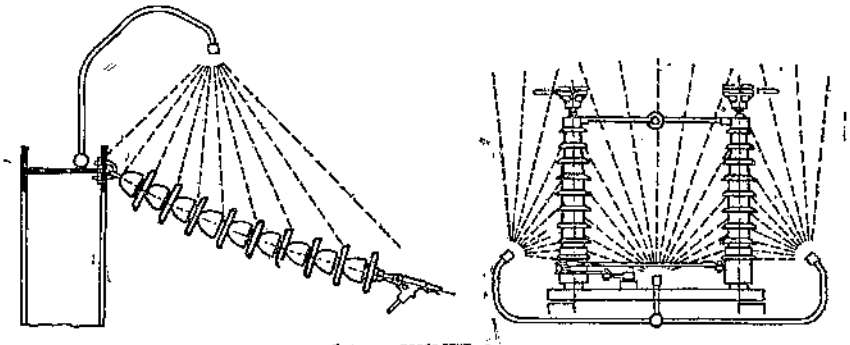
При наличии вентиляции вместе с внешним воздухом в помещение проникает пыль. Для распределительных устройств, расположенных в зонах с загрязненным воздухом, борьба с запылением представляет серьезную проблему. Обеспечение герметичности устройства не решает задачи, так как при герметичности зимой в помещении появится сырость, а летом недопустимо повышается температура. Решением вопроса может явиться устройство нагнетательной вентиляции, при которой все помещение ставится под очень небольшое избыточное давление. Поступающий воздух предварительно очищается либо пропусканием через фильтр, либо тем, что он проходит через какое-либо помещение, где пыль из него выпадает вследствие его медленного движения.

Наиболее распространенным способом борьбы с запылением является периодическая чистка оборудования. Чаще всего изоляция очищается при снятом напряжении, путем протирки сухими тряпками; трудно удаляемый слой снимается тряпкой, смоченной в трансформаторном масле.

В сильно запыляемых устройствах чистку изоляции приходится проводить часто. Для избежания перерыва в подаче потребителям энергии очистку устройств с напряжением до 10 kV можно производить без отключения при помощи пылесоса со специальными щетками, не содержащими проводящих деталей. Такие щетки укрепляются на полой изолирующей штанге, соединенной шлангом с пылесосом. В целях безопасности ручка-захват штанги заземляется и заземляющий провод помещается внутри шланга. Чистка производится под напряжением бригадой из двух человек. Работающий должен быть в изолирующих ботах и перчатках.

На открытых подстанциях, находящихся в нормальных условиях, для поддержания изоляции в чистоте обычно достаточно очистки ее вручную один-два раза в год. Однако на подстанциях, расположенных в местах с сильным запылением, даже при применении специальных «пылестойких» изоляторов задача поддержания необходимого уровня изоляции становится очень трудной. Для облегчения ее на некоторых установках производится обмывка изоляторов под напряжением водой из брандспойтов. Сопло брандспойта должно быть диаметром не более 16 mm и надежно заземлено, а длина струи не меньше 10 m при сопротивлении воды не менее 2 000 Ω/cm³. Промывающий должен быть в специальном костюме,

в резиновых ботах и резиновых перчатках. Опыт применения промывки изоляторов из брандспойта выявил ряд отрицательных факторов: увлажнение поверхностей изоляторов, обычно защищенных от дождя (промывка идет снизу вверх), усиление коррозии контактов и металлических частей и т. д. В ряде случаев при промывке изоляторов под напряжением происходило их перекрытие. Промывка изоляторов водой из брандспойта поэтому может применяться только в случаях крайней необходимости. В некоторых установках США и в Германии, подверженных запылению, предусматриваются стационарные брызгальные устройства, которые производят обмывку изоляторов струями воды, падающими на изоляторы сверху (фиг. XXVIII,1).



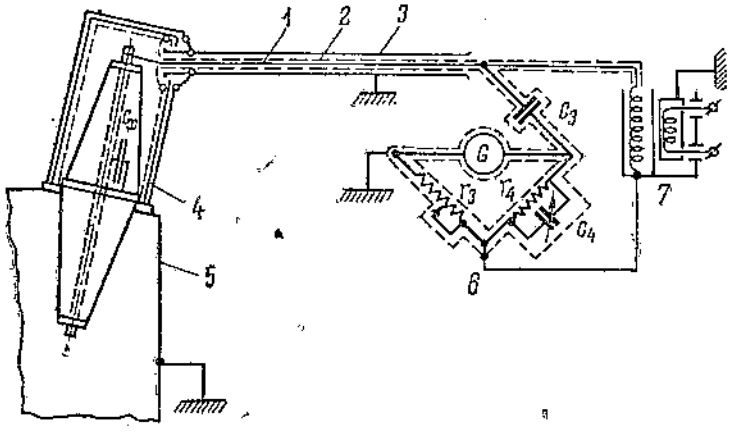
Фиг. XXVIII, 1.

Механические и температурные напряжения, которым подвергается изоляция во время работы, влияют и на электрическую прочность изоляции. Наиболее слабым местом является место соединения фарфора с металлом арматуры. Фарфор и металл имеют разные температурные коэфициенты расширения. Для уменьшения температурных усилий между арматурой и фарфором всегда имеется слой упругой замазки, защищенной от проникновения в него сырости бакелитовым лаком. Если последний будет разрушен, очень быстро будет разрушен и слой замазки, а затем и фарфор под арматурой.

Резкие колебания температуры, например, в холодные солнечные дни, когда поверхность изолятора с одной стороны сильно нагревается солнечными лучами, а с теневой стороны имеет низкую температуру, вызывают появление трещин в глазури изоляторов.

Трещины, повреждения глазури и т. д. выявляются при очистке изоляции путем тщательного осмотра поверхности каждого изолятора, пользуясь увеличительным стеклом (лупой). Защитный слой на замазке между фарфором и металлом следует периодически восстанавливать.

Для более полного контроля изоляции высоковольтной аппаратуры ПТЭ устанавливают периодические профилактические испытания (§ 601). Вводы всех конструкций, за исключением фарфоровых на напряжение 6 и 10 kV, работающие на открытых подстанциях и в неотапливаемых помещениях, испытываются один раз в год, а в закрытых сухих и отапливаемых помещениях — один раз в три года. Испытание состоит в определении диэлектрических потерь и в испытании вводов высоким напряжением. Диэлектрические потери определяются при помощи моста Шеринга с заземленной диагональю (фиг. XXVIII, 2). Здесь *1* — кабель с двумя экранами *2* и *3*, *4* — кожух-экран, надеваемый на испытуемый ввод, *5* — заземленный корпус аппарата, *6* — мост Шеринга по схеме с заземленной нейтралью, *7* — экранированный испытательный трансформатор, G — гальванометр, C_4 — переменная емкость.



Фиг. XXVIII, 2.

В зависимости от величины диэлектрических потерь изоляция разделяется на удовлетворительную, негодную и дефектную. Дефектная изоляция остается в эксплоатации, но за ней устанавливается более частый контроль, последующие испытания должны быть произведены через 6 мес. Для характеристики допустимой величины диэлектрических потерь в табл. XXVIII,2 приведены нормы отбраковки для маслонаполненных вводов. В табл. XXVIII,2 указаны предельные значения tg δ в %.

Изоляторы, имеющие более высокие потери, подлежат учащенным испытаниям или выводу из эксплоатации.

Таблица XXVIII,2

Значения tg δ, характеризующие удовлетворительное состояние выводов

Тип изолятора	Предельные значения tg δ			
	3 — 10 kV	20 — 35 kV	110 kV	154—220 kV
Вводы и опорные изоляторы бакелитовые	7	6	2,5	2
Вводы маслонаполненные . . .	—	5	3	2
Вводы мастиконаполненные . .	7	5	3	2

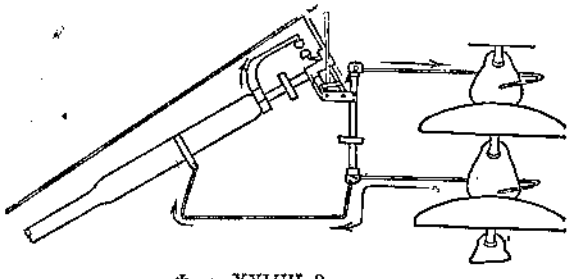
Измерение диэлектрических потерь производится обычно при напряжении 10 kV. Результаты измерения дают представление о среднем состоянии изоляции, главным образом в отношении увлажнения материала и наличия внутренних пустот и прослоек. Для выяснения сосредоточенных дефектов изоляторов они подвергаются испытаниям более высоким напряжением при частоте 50 Hz. Величины испытательных напряжений указаны в табл. XXVIII,3.

Таблица XXVIII, 3

Номинальное напряжение в kV	Испытательное напряжение	
	Для фарфоровых изоляторов	Для всех остальных изоляторов
6	32	24
10	42	31
35	95	71
110	260	195

Время приложения напряжения 1 мин.

Измерение диэлектрических потерь и испытание напряжением очень трудоемкая работа, связанная не только с отключением оборудования, но и с его частичным демонтажем, необходимым для того, чтобы отделить ввод от обмотки, от других деталей его и т. д.

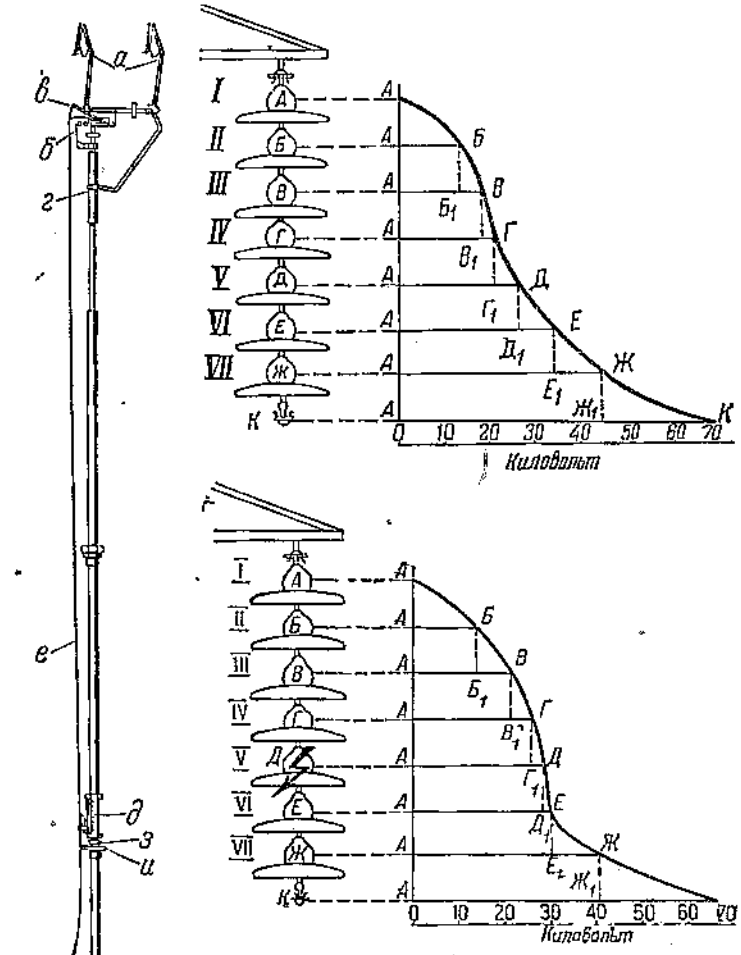


Фиг. XXVIII, 3.

Указанные обстоятельства заставляют искать других, более простых методов контроля. Таким методом является измерение распределения напряжения по поверхности изолятора; этот метод уже давно применяется для проверки целости изоляторов в гирлянде на воздушных линиях. Измерительным прибором служит специальная штанга, которой поочереди шунтируется каждый из изоляторов в гирлянде через искровой промежуток (фиг. XXVIII, 3). По пробивному расстоянию промежутка судят о напряжении, приходящемся на изолятор. Сравнивая распределение напряжения вдоль испытуемой гирлянды(фиг.XXVIII,4а) с «нормальной» кривой распределения напряжения вдоль здоровой гирлянды, определяют слабые и поврежденные изоляторы. У таких изоляторов разница напряжений между головкой и штырем очень мала или полностью отсутствует (фиг. XXVIII, 4b). Все гирлянды изоляторов на открытой подстанции систематически проверяются такой штангой раз в 1—2 года.

Этот метод может применяться и для испытания отдельных элементов в опорной колонке разъединителя. Им можно проверить исправность и каждой отдельной части сложного изолятора (юбки), как это показано на фиг. XXVIII,5.

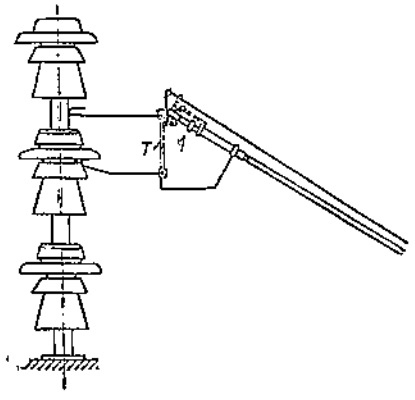
Для той же цели можно пользоваться штангой, измеряющей токи утечки на землю при прикосновении ею к какой-либо точке поверхности изолятора. Ток утечки, очевидно, пропорционален напряжению в данной точке; таким образом можно составить картину распределения напряжения в данном изоляторе и сравнить ее с нормальной. На фиг. XXVIII, 6 изображена схема устройства подобной штанги ламповым детектором. Внутри штанги помещается либо несколько конденсаторов, включенных последовательно, общей емкостью 5—6 cm, либо сопротивление в несколько мегом. Привод к измерительной схеме выводится через ручку. Экранирующая оболочка провода заземляется. Точность измерений таким прибором невелика, погрешность около 20%. Однако этим методом можно обнаружить сосредоточенные дефекты, не замечаемые при измерении диэлектрических потерь.



Фиг. XXVIII,4.

Систематический надзор и профилактический контроль изоляции являются одним из эффективнейших методов борьбы с аварий-

ностью. Но для того, чтобы этот метод дал наилучшие результаты, необходима отчетливая постановка документации, позволяющая сравнивать вновь полученные результаты с предшествующими. Для состав-



Фиг. XXVIII,5.

ления полной картины состояния изоляции важны не только абсолютные цифры измерений, но и изменение их во времени.

XXVIII,4. ЭКСПЛОАТАЦИЯ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

В распределительных устройствах нашей страны преобладают масляные выключатели, неправильная эксплоатация которых может привести к взрыву их. Неправильная эксплоатация привода приводит к отказу его в действии. Отказ привода в отключении при коротком замыкании на линии может привести к выходу из работы всей установки или ее секции, так как отключатся все источники питания.

Правильная эксплоатация заключается в систематическом контроле за состоянием выключателя, периодическом его опробовании и производстве плановых ревизий.

Контроль за состоянием выключателя состоит в систематическом наблюдении за уровнем масла, за чистотой его изоляторов, нагревом выключателя и за качеством масла (см. табл. XXVIII,4, в которой указаны сроки испытаний и тип анализов в § 1154 ПТЭ).

Таблица XXVIII,4

Тип испытания	Число проб в год в зависимости от рабочего напряжения				
	ниже 3 kV	3 kV	6 — 11 kV	22 — 35 kV	110 kV и выше
Пробой		2[1]	2	1	2
Сокращенное .	—	—	—	1	2
Эксплоатационное	—	—	Раз в 3 года	Раз в 3 года	Раз в 2 года

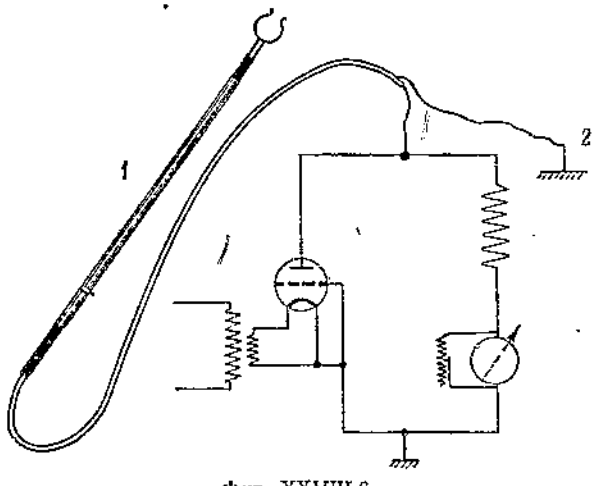
[1] Для выключателей, установленных в распределительной сети, одно испытание может быть опущено.

Кроме того анализ масла производится после отключений тяжелых коротких замыканий, если проба масла, взятая в стеклянный сосуд, покажет изменение свойств масла по внешнему виду—потемнение, наличие осадка и т. д. Требования к маслу и объем анализов таковы же, как и для масла трансформаторов.

Опробование действия привода выключателя производится четыре раза в год (§ 602 ПТЭ); две из этих проверок совпадают с ревизиями выключателя в целом, а две других производятся самостоятельно так, чтобы между всеми проверками выдерживались равные промежутки времени.

При проверке привода, совпадающей с капитальной ревизией, выключатель включается и отключается десять раз подряд при нормальном рабочем напряжении постоянного тока, пять раз при повышенном на 10% и пять раз отключается при напряжении на 35% менее номинального. Остальные проверки производятся при номинальном напряжении. Если привод хоть один раз при этой проверке откажет во включении, то причина неисправности выясняется и устраняется.

Несмотря на столь частые проверки, в эксплоатации бывают отказы дистанционного привода во включении. Такой отказ обычно обусловливается плохим знанием персоналом устройства привода и недостаточно точной его регулировки; иногда же является следствием какого-либо повреждения, например, перегорания предохранителя, износа или застревания защелки и т. д. Дежурный персонал должен уметь выяснить причину неисправности и устранить ее.

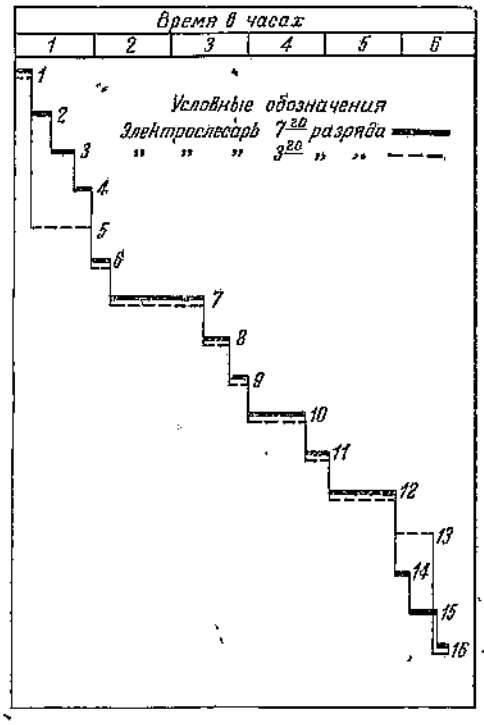


Фиг. XXVIII,6.

При выяснении неисправности следует обращать внимание на сигнальные лампы, указывающие положение выключателя, так как это позволяет иногда более быстро установить повреждение.

1. Если при подаче команды на включение лампа, указывающая отключенное положение, не тухнет, а указывающая включенное — не зажигается, вероятен обрыв цепи управления. В первую очередь необходимо проверить состояние плавких предохранителей.

2. Если при подаче команды на включение лампа, указывающая отключенное положение, потухнет, дру-



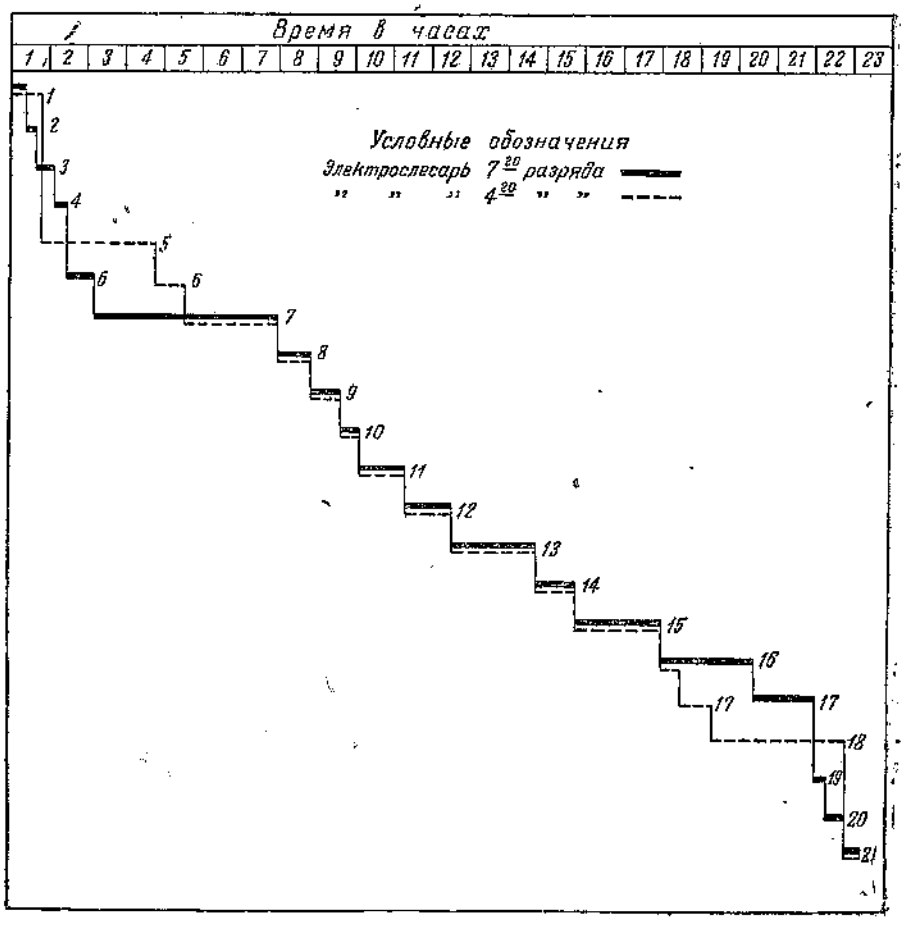
Фиг. XXVIII,7.

Масляные выключатели всех типов проходят текущий ремонт (наружный осмотр с отключением от сети, чистка) один раз в 6 мес. Периодические капитальные ремонты с внутренним осмотром, со сменой износившихся частей, испытанием изоляторов и т. д. выключатели проходят: баковые — один раз в год, горшковые — два раза в год. Эти сроки могут быть уменьшены при ненадежном состоянии выключателя и отсрочены, если выключатель без автоматически повторного включения отключил не более двух коротких замыканий, а при наличии автоматического повторного включения—не отключил ни одного короткого замыкания.

При обнаружении ненадежного состояния выключателя, например, тяжелые отключения с выплеском масла, неудовлетворительное состояние изоляции, соответствующее категории „негодно", назначаются внеочередные ревизии. Последовательность, объем и продолжительность работ по ревизии показаны на графике фиг. XXVIII,7 для баковых выключателей, ремонт которых производится с опусканием кожуха, например, для выключателей МВ-35 и ВМ-25. Цифры на графике имеют следующие значения: *1* — доставка инструментов к месту работы; *2*—устройство подводки для переносной лампы; *3*—отсоединение масляного выключателя от шин; *5*—слив масла из баков мас-

гая загорается, затем снова потухнет и загорается лампа, указывающая отключенное положение, то в этом случае можно предположить одну из следующих причин отказа привода: a) пониженное или повышенное напряжение в цепи управления; b) повышенное сопротивление в механизме включения выключателя; c) сработка или застревание защелки, удерживающей привод во включенном положении.

Для выяснения действительной причины необходимо сначала проверить величину напряжения на шинах постоянного тока. Если напряжение слишком высоко, его следует снизить, так как при повышенном напряжении иногда не происходит захватывания защелкой из-за сильного механического удара. При нормальном или пониженном напряжениях его следует поднять в предположении, что включению препятствует увеличение трения в механизме. Если при изменении напряжения включения все же не последует, необходимо осмотреть состояние защелки и положение рычагов механизма, удерживающих выключатель во включенном положении.



Фиг. XXVIII,8.

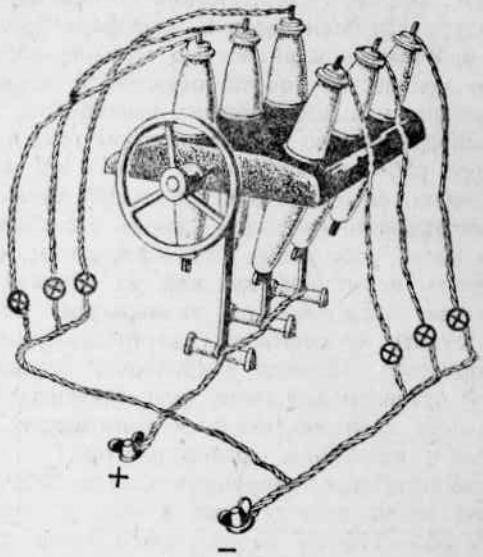
ляного выключателя; *6*—опускание баков; *7*—съем, чистка и установка дионных решеток; *8*—зачистка подвижных контактов (ножей); *9*—регулировка включающего механизма; *10*—регулировка контактов; *11*—чистка внутренних деталей масляного выключателя; *12*—подъем баков и заливка их маслом; *13*—наружная чистка масляного выключателя; *14* — снятие запетляющих перемычек; *15*—присоединение масляного выключателя к шинам; *16* — уборка рабочей площадки.

Последовательность и продолжительность работ для выключателей 110 kV, ревизия которых производится через лаз, имеющийся в корпусе (например, МКП 160 Д и МКП 153 Д) приведена на графике фиг. XXVIII,8. Здесь цифры на графике обозначают: *1*—доставка инструмента к месту работы; *2*—устройство подводки для переносной лампы; *3*—отсоединение масляного выключателя от шин; *4*—запетление масляного выключателя; *5*—слив масла из масляного выключателя; *6*—съем крышек лазов; *7*—разборка и чистка гасительных камер; *8*—съем и чистка верхних полукамер и держателей; *9*—взятие проб масла из выводов; *10*—зачистка наконечников пальцеобразных контактов; *11*—установка втулок держателей и верхних полукамер; *12*—установка промежуточных контактов; *13*—регулировка контактов масляного выключателя; *14*—чистка и регулировка включающего механизма; *15*—установка нижних полукамер и цилиндров; *16*—чистка внутренних поверхностей баков, направляющих аппаратов и буферов; *17* — установка крышек лазов; *18*—заливка баков маслом; *19*—снятие заземляющих перемычек; *20*—присоединение масляного выключателя к шинам; *21*—уборка рабочей площадки.

При ревизии выключателей всех типов особенное внимание обращают на регулировку контактов выключателя. Плотность соприкосновения контактов проверяется щупом толщиной 0,05 mm и шириной 10 mm. Щуп не должен входить глубже 3—5 mm. В тех случаях, когда плотность контакта не может быть проверена щупом, например, в розеточных контактах, измеряется сопротивление контакта постоянным током. Если в выключателях имеются два типа контактов на фазу (например, главные торцевые, искрогасительные розеточные), то основной контакт на время измерения сопротивления изолируется бумажной прокладкой. Сопротивление одного контакта должно быть не больше 250—300 μΩ.

Одновременность включения и отключения контактов проверяется при помощи схемы, изображенной на фиг. XXVIII,9. При медленном включении выключателя от руки все шесть ламп должны загораться одновременно. Во всяком случае неодновременность загорания ламп не должна быть больше 2—3 mm, считая по ходу траверзы. Одновременность включения контактов розеточного типа не проверяется. Контакты регулируются так, чтобы они доходили до дна розетки.

Для целей защиты и автоматического повторного включения часто необходимо знать полное время действия выключателя и время, приходящееся на отдельную операцию (начало движения траверзы, ход в ножах, до конца хода траверзы и т. д.). Измерение этих времен имеет также большое значение для суждения о правильности регулировки привода выключателя, и потому они должны измеряться до и после ремонта выключателя. Измерения могут быть сделаны



Фиг. XXVIII,9.

при помощи электрического секундомера, который включается одновременно с подачей команды на выключатель и отключается (шунтируется) контактами, связанными с траверзой.

Ремонт разъединителей следует производить одновременно с ремонтом выключателей. Основное внимание при ревизии разъединителей уделяется состоянию контактов, их одновременности включения, достаточному нажатию пружин. Контакты смазываются вазелином с примесью графита. Проверяются тяги проводов. В приводах старая смазка удаляется и заменяется новой — весной тавотом, а осенью — специальной незамерзающей смазкой.

XXVIII,5. ЭКСПЛОАТАЦИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Эксплоатация измерительных трансформаторов тока и напряжения состоит в поддержании и контроле необходимой электрической прочности аппарата, в проверке отсутствия механических повреждений и периодическом испытании точности их показаний.

Наружные осмотры, испытания изоляции и планово-предупредительные ремонты измерительных трансформаторов проводятся одновременно с ревизией основного оборудования той цепи, в которой они установлены. Вводы высокого напряжения измерительных трансформаторов испытываются повышенным напряжением и измерением диэлектрических потерь, как и все вводы высокого напряжения (§ XXVIII,3).

Особенное внимание при эксплоатации следует уделять трансформаторам с масляным или компаунд-

ным заполнением. Повреждение такого трансформатора грозит серьезной аварией установки даже при небольшом количестве залитого в нем масла. Очень часто повреждение существует длительно и масло в трансформаторе претерпевает серьезные изменения, подвергаясь крекингу, т. е. разложению на легкие погоны и тяжелые смолы. Легкие погоны понижают температуру вспышки масла в трансформаторе, и при аварии оно быстро и полностью сгорает; образуется большое количество копоти, оседающей на изоляторы установки и вызывающей их перекрытие.

Маслонаполненные трансформаторы тока и напряжения при рабочем напряжении до 11 kV включительно имеют обычно столь небольшой объем масла, что целесообразно ежегодно сменять его полностью. Однако масло, работавшее в трансформаторе, следует подвергнуть испытанию, так как на основании анализа масла, особенно по температуре вспышки, можно судить о состоянии самого измерительного трансформатора. Правила технической эксплоатации (§ 1154) предписывают смену или производство периодических анализов масла в зависимости от напряжения и назначения трансформатора.

В измерительных трансформаторах до 10 kV включительно масло меняется раз в год; у трансформаторов 35 — 110 kV берется проба масла: один раз в год у трансформаторов, установленных на фидерах, и два раза в год у трансформаторов, установленных на сборных шинах.

Маслонаполненные измерительные трансформаторы напряжением до 35 kV обычно не имеют консерватора. Они заливаются маслом до такого уровня, чтобы при возможных температурных расширениях масла оно не выливалось из кожуха. Для наблюдения за уровнем масла часто в крышке имеется отверстие, закрытое пробкой, в которую вставлена палочка — указатель. Вынимая пробку, по палочке-указателю можно судить об уровне масла в трансформаторе. Палочка будет смочена маслом на той части, которая находится ниже его уровня.

Кожух таких трансформаторов не закрывается герметически, а имеет дыхательный клапан, позволяющий входить и выходить воздуху при колебаниях уровня масла.

У трансформаторов напряжения один раз в год необходимо измерять величину тока холостого хода, производя эти измерения при питании трансформатора со стороны обмотки низкого напряжения. Этим способом можно определить как повреждения в железе трансформатора, так и наличие виткового замыкания. Обе эти неисправности вызывают резкое возрастание намагничивающего тока.

Специальная проверка измерительных трансформаторов в отношении точности их измерений должна производиться на ответственных объектах не реже одного раза в 2 года и на всех остальных объектах станций и сетей — не реже одного раза в 2 года (§ 1181 ПТЭ).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Характеристики выключателей, изготовляемых заводами „Электроаппарат" и „Уралэлектромашина"

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Типы выключателей	Номинальные напряжения $U_{ном}$ kV	Номинальные токи $I_{ном}$ A	Максимально допускаемые токи: действующие значения I_{max} kA	Максимально допускаемые токи: амплитуда i_{max} kA	Пятисекундные токи термической устойчивости I_t kA	Предельно отключаемые токи в kA, при напряжениях в kV: 0,5	3	6	10	20	Предельно отключаемые мощности в MVA при напряжениях в kV: 0,5	3	6	10	20	Цены в рублях	Веса: без масла kG	Веса: масла kG
ВМ-6	3	400	15	25	13,8	15	3,3	—	—	—	13	17	—	—	—	—	55	15
	6	200	10	16,8	8,5	10	3,3	1,4	—	—	8,5	17	15	—	—	163	48	15
ВМ-6-у	3	550	15	25	15	15	3,3	—	—	—	13	17	—	—	—	202	60	15
ВМ-16	3	1 000	35	59	35	35	22	—	—	—	30	115	—	—	—	300	225	50
	6	600	30	50	19	30	22	10	—	—	20	115	100	—	—	344	195	50
	10	200	19	32	8,5	19	19	10	4,4	—	16,5	100	100	75	—	477	—	—
ВМ-16-у	3	1 250	35	59	35	35	22	—	—	—	30	115	—	—	—	576	225	50
ВМ-18	3	2 000	50	82	50	44	19	—	—	—	40	100	—	—	—	1 058	530	120
	3	3 000	50	82	50	44	19	—	—	—	40	100	—	—	—	1 355	560	120
ВМ-22ф; ВМ-22н	6	1 500	44	72	44	—	33	14,5	—	—	—	170	150	—	—	1 204	450	180
	10	400	30	49	13,8	—	27,5	14,5	7,2	—	—	143	150	125	—	860	410	180
	10	600	30	49	19	—	33	14,5	7,2	—	—	170	150	125	—	903	415	180
	10	1 000	44	72	30	—	33	14,5	7,2	—	—	170	150	125	—	1 118	435	180
МД-15	6	1 500	44	72	44	—	33	14,5	—	—	—	170	150	—	—	—	—	—
	10	600	35	60	24	25	25	14,5	8,7	—	22	130	150	150	—	—	440	100
	10	1 000	45	75	35	35	35	14,5	8,7	—	30	150	150	150	—	3 420	450	90
ВМ-23ф и ВМ-23н	10	600	40	65	30	—	40	30	14,5	—	—	200	300	250	—	2 107	645	250
	10	1 000	50	82	50	—	40	30	14,5	—	—	200	300	250	—	2 451	655	250
	10	1 500	55	90	55	—	40	30	14,5	—	—	200	300	250	—	2 700	670	250
К-22[1]	6	200—1 000	—	—	—	—	—	19,2	—	—	—	—	200	—	—	—	—	—
К-23[1]	6	600—2 000	—	—	—	—	—	38,4	—	—	—	—	400	—	—	—	—	—
К-32[1]	10	200—1 000	—	—	—	—	—	—	11,5	—	—	—	—	200	—	2 500[2]	25	—
К-33[1]	10	600—2 000	—	—	—	—	—	—	23	—	—	—	—	400	—	—	—	—
ВМГ-122 (ВМГ-22)	6	400	25	40	16	—	15,3	15,3	—	—	—	80	160	—	—	—	156	5
	6	600	25	40	20	—	15,3	15,3	—	—	—	80	160	—	—	2 785	156	5
	6	1 000	25	40	20	—	15,3	15,3	—	—	—	80	160	—	—	3 010	180	5
ВМГ-132 (ВМГ-32)	10	400	25	40	16	—	—	—	11,5	—	—	—	—	200	—	3 150	170	10
	10	600	25	40	20	—	—	—	11,5	—	—	—	—	200	—	—	170	10
	10	1 000	25	40	20	—	—	—	11,5	—	—	—	—	200	—	3 450*	170	10

МГФ-11	6	2 000	42	73	39,5	29	29	29	—	—	25	150	300	—	—	—	—	—
	10	600	35	61	24,5	29	29	29	23	—	25	150	300	400	—	3 650	—	—
	10	1 000	42	73	35	29	29	29	23	—	25	150	300	400	—	—	—	—
	10	2 000	42	73	39,5	29	29	29	23	—	25	150	300	400	—	3 850*	—	—
МГГ-223-КБ	10	2 000	80	130	80	80	80	50	30	—	70	400	500	500	—	5 289	1 450	30
	10	3 000	80	130	80	80	80	50	30	—	70	400	500	500	—	—	—	—
МГГ-229-КБ	10	2 000	100	163	100	100	100	100	90	—	80	500	1 000	1 500	—	6 596	2 000	55
	10	3 000	120	198	120	120	120	120	90	—	100	600	1 200	1 500	—	7 138	2 000	55
	10	4 000	120	198	120	120	120	120	90	—	100	600	1 200	1 500	—	7 396	2 000	55
																	без привода	
МГГ-523-КБ[1]	20	2 000	70	120	80	—	—	—	—	14,5	—	—	—	—	500	—	—	—
	20	3 000	70	120	80	—	—	—	—	14,5	—	—	—	—	500	—	—	—
МГГ-529-КБ[1]	20	2 000	85	147	77	—	—	72	58	43,5	—	—	750	1 000	1 500	—	—	—
	20	3 000	120	208	85	—	—	72	58	43,5	—	—	750	1 000	1 500	—	—	—
	20	4 000	120	208	93	—	—	72	58	43,5	—	—	750	1 000	1 500	—	—	—
						При напряжениях в kV												
						20	35	110	154	220	20	35	110	154	220			
ВМ-35н	35	600	20	33	15	8,8	6,6	—	—	—	300	400	—	—	—	2 193	900	300
																без трансформаторов тока		
МО-35[1]	35	600	25	43	15	—	8,2	—	—	—	—	500	—	—	—	—	—	—
МКП-76Д	35	600	50	82	30	29	16,5	—	—	—	1 000	1 000	—	—	—	10 320	5 400	1 850
																без привода		
МОК-35[1]	35	600	—	—	—	—	16,5	—	—	—	—	1 000	—	—	—	—	—	—
МКП-140Д[2]	110	600	20	33	14	—	—	5,2	—	—	—	—	1 000	—	—	39 130	9 750	7 200
МКП-153Д[2]	110	600	30	48	20	—	—	7,9	—	—	—	—	1 500	—	—	40 850 41 300 41 882	12 500 с 3 ПИН с 6 ПИН	11 000
МКП-160Д	110	600	30	49	20	—	—	13,2	—	—	—	—	2 500	—	—	—	13 350	11 700
	110	1 000	30	49	20	—	—	13,2	—	—	—	—	2 500	—	—	53 100*	13 350	11 700
МО-110[1]	110	600	19	30	19	—	—	7,9	—	—	—	—	1 500	—	—	—	—	—
МКП-180Д	154	600	24	40	17	—	—	—	9,4	—	—	—	—	2 500	—	—	19 450	21 000
	154	1 000	24	40	17	—	—	—	9,4	—	—	—	—	2 500	—	123 000*	19 450	21 000
МКП-274Д	220	800	20	33	14	—	—	10	9,4	6,6	—	—	1 900	2 500	2 500	344 000	50 000	51 000
																с приводом		

[1] Намечаемые к выпуску выключатели.
[2] В настоящее время выключатели МКП-140Д и МКП-153 сняты с производства и заменены выключателями типа МКП-160Д.
[3] Цены даны по Справочнику на силовое стационарное оборудование изд. 1938 г. и по Ценнику проектно-экспортного отдела НКЭС 1943 г. (цены по Ценнику НКЭС отмечены звездочкой).
[4] Цена из журнала ВЭП 1941 г., № 3.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Характеристики трехполюсных разъединителей, изготовляемых заводами „Электроаппарат" и „Уралэлектромашина"[1]

Типы разъединителей	Заводы-изготовители	Номинальные напряжения $U_{ном}$ kV	Номинальные токи $I_{ном}$ kA	Пятисекундные токи термической устойчивости I_t kA	Максимально допускаемые токи (амплитуды) i_{max} kA	Цены[1] в рублях	Примечания
		Для внутренней установки					
РЗВ, РЗВЗ	„Электроаппарат"	6 и 10	200	8,5	32		
»	»	6 и 10	400	12 13,8	35	73/82[2]	С проходными изоляторами На опорных изоляторах
»	»	6 и 10	600	19	38	86/99	
»	»	6 и 10	1 000	38	77	168/181	
»	»	6 и 10	1 500	57	116	198/215	
РЗВУ РЗВЗУ	»	6 и 10	400	12 13,8	50		Усиленные типы
»	»	6 и 10	600	20	50		Усиленные типы
РВТ	УЭМ	6 и 10	400	14	44		
»	»	6 и 10	600	20	46		
»	»	6 и 10	1 000	40	84		
РЗВ	„Электроаппарат"	10 и 20	2 000	100	168	679[3]	
»	»	10 и 20	3 000	120	200	860	
»	»	10 и 20	4 000	120	200	1 028	
»	»	10 и 20	5 000	120	200	1 105	
		Для наружной установки					
РЗН и РЗНЗ	„Электроаппарат"	10	600	20	35	330	Вертикальная и горизонтальная установка
»	»	10	1 000	39	70	473	Горизонтальная установка
»	»	10	1 500	44	105	615	Горизонтальная установка
»	»	35	1 000	39	70	740	Горизонтальная установка
»	»	110 154 220	600	20	35	1 462 6 030 12 900	Горизонтальная установка

[1] Цены даны по „Справочнику на силовое стационарное электрооборудование" изд. 1938 г.
[2] В числителе — цены разъединителей 6 kV, в знаменателе — 10 kV.
[3] Цены для разъединителей 10 kV.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Основные характеристики бетонных реакторов на напряжение 6 кV для внутренней установки, изготовляемых „Электрозаводом"

Типы	Номинальные токи	Реактансы	Потери в одной фазе	Максимально допускаемые токи (амплитуды)	Величины, характеризующие термическую устойчивость	Цены[1] одной фазы
	$I_{ном}$ A	x %	при 75° C kW	i_{max} kA	$I_t \sqrt{t}$ kA $\sqrt{sec}$	руб.
РБ-6-150-3	150	3	1,182	9,74	9	973
4		4	1,69	9,55	8,95	1 013
5		5	1,93	7,15	7,5	1 173
6		6	2,18	6,38	6,75	1 284
8		8	2,67	4,8	6,1	1 540
10		10	2,96	3,8	6	1 580
РБ-6-200-3	200	3	1,315	13	12	806
4		4	1,95	12,5	11	1 117
5		5	2,16	10,2	10	1 140
6		6	2,46	9,5	9	1 268
8		8	2,86	6,4	8	1 476
10		10	3,33	5,1	8	1 515
РБ-6-300-3	300	3	1,725	19,5	18	900
4		4	2,31	19,1	16,5	1 117
5		5	2,41	15,3	15	1 250
6		6	3,02	12,8	13,5	1 372
8		8	3,48	9,55	12	1 250
10		10	3,97	7,65	12	1 670
РБ-6-400-3	400	3	2,145	26	24	980
4		4	2,61	25,5	22	1 236
5		5	2,79	20,4	20	1 300
6		6	3,31	17	18	1 400
8		8	4,08	12,75	16	1 715
10		10	4,45	10,2	16	1 803
РБ-6-500-3	500	3	—	32,5	30	1 400
4		4	3,06	29	27,5	1 570
5		5	3,21	25,5	25	1 800
6		6	3,96	21,2	22,5	1 850
8		8	4,65	15,9	20	1 920
10		10	5,76	12,7	20	2 550
РБ-6-600-3	600	3	2,425	39	36	1 430
4		4	3,46	38,2	33	1 500
5		5	3,6	30,5	30	1 880
6		6	4,51	25,5	27	1 900
8		8	5,66	19,1	24	2 000
10		10	6,24	15,5	24	2 350
РБ-6-750-3	750	3	—	—	—	—
4		4	3,61	47,8	41,15	1 820
5		5	4,04	38,2	37,8	1 900
6		6	4,49	31,9	33,75	2 140
8		8	5,3	23,9	30	2 500
10		10	6,6	19,1	30	2 950
РБ-6-1000-4	1 000	4	—	63,8	55	—
5		5	5,5	51	50	2 380
6		6	6,6	42,5	45	2 940
8		8	7,7	31,9	40	3 100
10		10	8,8	25,5	40	3 530
РБ-6-1500-5	1 500	5	6,64	76,5	75	2 920
6		6	7,33	63,8	67,5	3 040
8		8	9,1	47,8	60	3 560
10		10	10,37	38,3	60	4 100
РБ-6-2000-5	2 000	6	—	85	90	—
8		8	—	56,8	80	—
10		10	—	51	80	—
12		12	—	42,5	70	—

[1] Цены по Справочнику на силовое стационарное электрооборудование изд. 1938 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Основные характеристики бетонных реакторов на напряжение 10 kV для внутренней установки, изготовляемых „Электрозаводом"

Типы	Номинальные токи	Реактансы	Потери в одной фазе	Максимально допускаемые токи (амплитуды)	Величины, характеризующие термическую устойчивость	Цены[1] одной фазы
	$I_{ном}$ A	x %	при 75° C kW	i_{max} kA	$I_t\sqrt{t}$ kA $\sqrt{sec}$	руб.
РБ-150-3	150	3	1,68	9,75	9	1 170
4		4	2,18	9,55	8,25	1 280
5		5	2,67	7,65	7,5	1 370
6		6	2,96	6,4	6,7	1 560
8		8	3,26	4,8	6	1 770
РБ-200-3	200	3	2,16	13	12	1 140
4		4	2,46	12,7	11	1 270
5		5	2,52	10,2	10	1 500
6		6	3,33	8,5	9	1 600
8		8	3,42	6,4	8	1 800
РБ-300-3	300	3	2,41	19,5	18,5	1 370
4		4	3,02	19,1	16,5	1 370
5		5	3,48	15,3	15	1 470
6		6	3,97	12,8	13,5	1 667
8		8	4,92	9,55	12	1 995
РБ-400-3	400	3	2,79	26	24	1 240
4		4	3,31	25,5	23	1 400
5		5	4,29	20,4	20	1 715
6		6	4,985	17	18	1 800
8		8	5,85	12,75	10	2 090
РБ-500-3	500	3	3,21	32,5	30	1 900
4		4	3,96	31,9	27,5	1 940
5		5	4,65	25,5	25	1 994
6		6	5,76	21,2	22,5	2 740
8		8	6,44	15,9	20	2 900
10		10	—	12,75	20	—
РБ-600-3	600	3	3,88	39	36	1 883
4		4	4,51	32,2	33	1 900
5		5	5,66	30,6	30	2 320
6		6	6,24	25,5	37	2 400
8		8	8,65	19,1	24	2 500
10		10	—	15,3	24	—
РБ-750-3	750	3	4,14	48,75	45	2 100
4		4	4,19	47,8	41,25	2 330
5		5	5,3	38,2	37,5	2 490
6		6	6,6	31,9	33,75	2 950
8		8	8,18	23	30	3 500
10		10	—	19	30	—
РБ-1000-4	1 000	4	6,5	63,8	55	2 920
5		5	7,77	51	50	3 100
6		6	8,8	42,5	45	3 520
8		8	9,27	31,9	40	3 520
10		10	—	25,5	40	—
РБ-1500-5	1 500	5	9,1	76,5	75	3 550
6		6	10,37	63,8	67,5	4 080
8		8	12,59	47,8	60	4 815
10		10	—	38,3	60	—
12		12	—	31,8	52,5	—
РБ-2000-6	2 000	6	—	85	90	—
8		8	—	58,8	82	—
10		10	—	51,8	80	—
12		12	—	42,5	70	—

[1] Цены по Справочнику на силовое стационарное электрооборудование изд. 1938 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Основные характеристики трансформаторов тока для внутренней установки катушечного, проходного и шинного типов, изготовляемых заводом „Электроаппарат"

Типы	Номинальные напряжения $U_{ном}$ kV	Номинальные токи $I_{ном}$ A	Классы точности	Мощности сердечников в VA при различных классах точности					Коэфициенты		Цены руб.
				сердечники	0,5	1	3	10	динамической устойчивости k_{max}	термической устойчивости k_t	
Катушечный тип											
ТКФ	3	от 5 до 600[1]	1 3						100 200	75[2] 80	
Проходной тип (многовитковый)											
ТПФ (нормальной конструкции)	6/10	от 5 до 400[1]	0,5	0,5	15	30	75	—	165[2]	75[2]	202/215[4]
			0,5/0,5	0,5 0,5	15 15	30 30	75 75	— —			232
			0,5/3	0,5 3	15 —	30 —	75 30	— 80			206
			1	1	—	15	40	—			141
			1/1	1 1	— —	15 15	40 40	— —			198
			1/3	1 3	— —	15 —	40 30	— 60	250	80	198
			3	3	—	—	30	60			138
			3/3	3 3	— —	— —	30 30	60 60			172
ТПФУ (усиленная конструкция)	6/10	от 5 до 300[1]	1	1	—	15	40	—	250	110	150[4]
			1/1	1 1	— —	15 15	40 40	— —			163
			1/3	1 3	— —	15 —	40 30	— 60			
			3/3	3 3	— —	— —	30 30	60 60	250	110	
		от 5 до 200[1]	3	3	—	—	30	60	500	240	

[1] Трансформаторы тока ТКФ, ТПФ и ТПФУ изготовляются на первичные токи, соответствующие шкале ОСТ на номинальные токи в пределах, указанных в таблице.

[2] Термическая устойчивость указана для всех трансформаторов тока с первичным током от 10 А и выше; динамическая — от 20 А и выше. Трансформаторы тока на номинальные токи ниже указанных имеют меньшие устойчивости.

[3] Цены указаны для трансформаторов 6 kV, по Справочнику на силовое стационарное электрооборудование изд. 1938 г.

[4] В числителе цены трансформаторов 6 kV, в знаменателе — 10 kV.

Приложение 5 (продолжение)

Типы	Номинальные напряжения $U_{ном}$, kV	Номинальные токи $I_{ном}$, A	Классы точности	Мощности сердечников в VA при различных классах точности: сердечники	0,5	1	3	10	Коэффициенты: динамической устойчивости k_{max}	термической устойчивости k_t	Цены руб.
Проходной тип (одновитковый)											
ТПОФ (нормальная конструкция)	10	600 750 1 000 1 500	0,5	0,5	20	50	150	250	110[5] 105 80 53	80	133 146 151 155
		750 1 000 1 500	0,5/0,5	0,5 0,5	20 20	50 50	150 150	250 250	88 80 53	80	
		600 750 1 000 1 500	0,5/3	0,5 3	20 —	50 —	150 50	250 100	110 88 80 53	80	
		750 1 000	0,5/1	0,5 1	20 —	50 20	150 50	250 100	88 80	80	
		600 750 1 000	1	1	—	20	50	100	130 105 80	80	
		600 750 1 000	1/1	1 1	— —	20 20	50 50	100 100	110 88 80	80	
		600 750 1 000	1/3	1 3	— —	20 —	50 50	100 100	100 105 80	80	
		600 750 1 000 1 500	3	3	—	—	50	100	130 105 80 53	80	
		600 750 1 000 1 500	3/3	3 3	— —	— —	50 50	100 100	130 105 80 53	80	
ТПОФУ (усиленная конструкция)	10	600 750 1 000	0,5	0,5	20	50	150	250	110 105 80	120	198 198 194
		750 1 000	0,5/0,5	0,5 0,5	20 20	50 50	150 150	250 250	88 80	120	

[5] Для проходных трансформаторов тока типа ТПФ и ТПФУ данные о динамической устойчивости справедливы при условии, что усилия на их головки, определяемые по формуле

$$F = \frac{1}{2} \cdot \frac{1{,}77 \cdot i_p^2 \, l}{a} \cdot 10^{-8} \text{ kG}$$

(где l — расстояние до ближайшего опорного изолятора), не превосходят для однокерновых трансформаторов 150 kG на верхний изолятор и 100 kG на нижний изолятор; для двухкерновых трансформаторов: 150 kG на верхний изолятор и 75 kG на нижний изолятор.

Для трансформаторов тока типа ТПОФ и ТПОФУ данные динамической устойчивости действительны при расстоянии между фазами 40 см и при расстоянии до ближайшего опорного изолятора $l = 50$ cm. При расстоянии между фазами, отличном от 40 cm, динамическая устойчивость изменяется в отношении $\sqrt{\frac{a}{40}}$. При расстоянии до ближайшего изолятора $l = 20$ cm динамическая устойчивость повышается на 15%. При $l = 100$ cm динамическая устойчивость уменьшается на 20%.

Приложение 5 (продолжение)

Типы	Номинальные напряжения $U_{ном}$ kV	Номинальные токи $I_{ном}$ A	Классы точности	Мощности сердечников в VA при различных классах точности					Коэффициенты		Цены руб.
				сердечники	0,5	1	3	10	динамической устойчивости k_{max}	термической устойчивости k_t	
ТПОФУ (усиленная конструкция)	10	750	0,5/1	0,5	20	50	150	250	88	120	
		1 000		1	—	20	50	100	80		
		600	0,5/3	0,5	20	50	150	250	110	120	
		750							88		
		1 000		3	—	—	50	100	80		
		400	1	1	—	20	50	100	165	120	
		600							130		
		750							150		
		1 000							80		
		600	1/1	1	—	20	50	100	110	120	
		750							88		
		1 000		1	—	20	50	100	80		
		400	1/3	1	—	20	50	100	165	120	
		600		3	—	—	30	60	110		
		750		1	—	20	50	100	105		
		1 000		3	—	—	50	100	80		
		400	3	3	—	—	30	60	200	240	
		600							130		
		750							150		
		1 000		3	—	—	50	100	80		
		400	3/3	3			30		200	240	
		600		3			30		130		
		750		3			50		105		
		1 000		3			50		80		
Шинный тип											
ТШ	0,5	от 750 до 5 000							[a]	75	
ТШФ	3	от 750 до 5 000								75	
ТПШФ	10	от 2 000 до 5 000	0,5	0,5	30	75	150	—		80[7]	200
			0,5/0,5	0,5	30	75	150	—			264
				0,5	30	75	150	—			
			0,5/3	3	—	—	50	100			

[a] Определяется устойчивостью шины, проходящей через трансформатор, и усилием F на головке изолятора

[6] Допускаемые усилия в кG на головки трансформаторов типа ТПШФ:

Число сердечников	Усилия со стороны	Номинальные первичные токи			
		2 000	3 000	4 000	5 000
1	большого фланца	425	425	525	525
2		325	325	425	425
1	малого фланца	700	700	900	900
2		700	700	900	900

[7] Первичной обмоткой трансформатора является шина, поэтому по термической устойчивости проверяется только вторичная обмотка. Допускаемый ток для нее определяется как $I_{t(2)} = k_t \cdot 5$.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Основные характеристики трансформаторов тока для наружной установки (горшковый тип с масляным заполнением)

Типы	Номинальные напряжения $U_{ном}$, kV	Номинальные токи $I_{ном(1)}$, A	Классы точности	Мощности сердечников в VA при различных классах точности: сердечники	0,5	1	3	10	Коэффициенты: динамической устойчивости $k_{дин}$	термической устойчивости k_t	Цены руб.
				ТФН — 10 kV							
ТФН (нормальный тип)	10	от 15 до 600	0,5	0,5	50	100	150		100	65	
			0,5/0,5	0,5	20	50	100				
				0,5	20	50	100				
			0,5/1	0,5	20	50	100				
				1	—	30	75				
		от 15 до 400	1/1	1	—	20	75		150		
				1	—	20	75				
		от 15 до 300	3/3	3	—	—	50	100	300		
				3	—	—	50	100			
ТФНУ (усиленный тип)	10	от 15 до 400	0,5	0,5	20	50	100	—	150	90	
			1/1	1	—	20	75	—			
				1	—	20	75	—			
		от 15 до 300	3/3	3	—	—	50	100	300	215	
				3	—	—	50	100			
				ТФН — 35 kV							
ТФН (нормальный тип)	35	от 15 до 1 000	0,5/3	0,5	50	75	200	400	100		1 860
				3	—	—	50	100			
		от 15 до 750	1/1	1	—	30	75	250	150	65	
				1	—	30	75	250			
		1 000	1/1	1	—	30	75	250			
				1	—	50	100	300			
		от 15 до 600	3/3	3	—	—	50	200	300		
				3	—	—	50	200			
ТФНУ усиленный тип)	35	от 15 до 600	1/1	1	—	30	75	250	150	90	1 892
				1	—	30	75	250			
			1/3	1	—	60	150	300			
				3	—	—	50	75			
		от 15 до 300	3/3	3	—	—	50	200	30	215	
				3	—	—	50	200			
				ТФН — 110 kV							
ТФН (нормальный тип)	110[1]	от 15—30 до 300—600	0,5	0,5	75	125	250	—	150	75	5 590
			0,5/1	0,5	30	60	150	—			
				1	—	30	100	150			
ТФНУ (усиленный тип)	110[1]	от 15—30 до 150—300	1/3	1	—	15	75	150	270	130	5 675
				3	—	—	50	75			
				ТФН — 154 kV							
ТФН (нормальный тип)	154[1]	от 15—30 до 300—600	0,5	0,5	50	100	200	—	150	80	
			0,5/3	0,5	30	75	150	—			
				3	—	—	60	150			
			1/1	1	—	50	100	200			
				1	—	50	75	150			

[1] Первичная обмотка трансформаторов тока ТФН-110 и ТФН-154 состоит из двух частей, соединяемых параллельно или последовательно, в связи с чем первичный номинальный ток может иметь два значения, относящихся, как 1 : 2.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Основные характеристики трансформаторов тока, встроенных во втулки масляных выключателей завода „Электроаппарат"

Типы выключателей	Номинальные первичные токи в А $I_{ном}$	Классы точности	Номинальные вторичные мощности в VA W_2	Ответвления на трансформаторах тока
ВМ-35	600*	1	15	400/5 300/5 200/5
		3	75	
		10	200	
	400	1	5	
		3	30	—
		10	100	
	300*	3	20	200/5 150/5 100/5
		10	75	
	200	3	5	
		10	25	
	150*	10	20	100/5 75/5 50/5
	100	10	10	
	75 50	Не нормируется		
МКП-76	600*	1	10	400/5 300/5 200/5
		3	50	
		10	150	
	400	3	30	
		10	100	
	300*	3	30	200/5 150/5 100/5
		10	50	
	200*	10	25	150/5 100/5 75/5
	150	10	10	
	100	10	5	
	75	Ниже класса 10	—	
МКП-160	600*	1	5	400/5 300/5 200/5
		3	30	
		10	100	
	400	3	20	
		10	50	
	300*	3	10	200/5 150/5 100/5
		10	30	
	200*	10	15	150/5 100/5 75/5
	150	10	5	
	100	Ниже класса 10	—	
	75			
МКП-274	800*	1	10	600/5 400/5 200/5
		3	30	
		10	150	
	600	3	15	
		10	150	
	400	3	10	
		10	30	
	200	10	10	

Примечания:

1. Номинальные мощности трансформаторов тока указаны для одного трансформатора на фазу.
2. При последовательном включении двух трансформаторов на фазу указанные в таблице мощности удваиваются.
3. Устойчивости трансформаторов тока соответствуют устойчивостям выключателей.
4. Выключатели МКП-160 и МКП-274 изготовляются с двумя или четырьмя трансформаторами тока на фазу; выключатели ВМ-35 и МКП-76 с двумя трансформаторами на фазу.
5. Звездочкой (*) отмечены основные выводы трансформаторов тока.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Основные характеристики трансформаторов напряжения, изготовляемых Московским трансформаторным заводом
(для внутренней и наружной установки)

Типы	Коэфициенты трансформации V/V	Номинальные мощности в VA при классах точности			Предельные мощности VA	Цены[1], руб.
		0,5	1	3		
Однофазные трансформаторы с воздушным охлаждением (для внутренней установки)						
НОСИ-0,5	500/100 380/100	30	50	150	200	—
НОСИ-3	3 000/100	—	30	—	100	100
Трехфазные трансформаторы с воздушным охлаждением (для внутренней установки)						
НТС-0,5	500/100 380/100	50	80	250	340	
НТСИ-0,5 (пятишпенкельный)	500/100—100[2] 380/100—100[2]	50	80	250	340	
НТС-3	3 000/100	75	125	—	—	160
НТСИ-3 (пятишпенкельный)	3 000/100—100[2]	50	80	250	340	
Однофазные трансформаторы с масляным охлаждением						
НОМИ-6*	6 000/100	50	80	250	340	170—внутренний тип 270—наружный тип
НОМИ-10	10 000/100	80	150	400	540	450
НОМИ-15	15 000/100	80	150	400	540	
НОМИ-35*	$\frac{35\,000}{\sqrt{3}}/\frac{100}{\sqrt{3}}/100^{5}$ $\frac{35\,000}{\sqrt{3}}/\frac{100}{\sqrt{3}}/\frac{100^{5}}{3}$	150	250	750	1 020	650—внутренний тип 950—наружный тип
НИОН-110**	$\frac{110\,000}{\sqrt{3}}/\frac{100}{\sqrt{3}}/100^{5}$ $\frac{110\,000}{\sqrt{3}}/\frac{100}{\sqrt{3}}/\frac{100^{5}}{3}$	500	—	—	3 000	
НКФ-110** (каскадный)	110 000/100	—	1 000	2 000	2 700	
НИОН-220**	220 000/100	500	—	—	3 000	
НКФ-220** (каскадный)	220 000/100	—	500	1 000	1 350	
Трехфазные трансформаторы с масляным охлаждением						
НТМК-6[4]	6 000/100	100	160	500	670	250—внутренний тип 390—наружный тип
НТМИ-6 (пятишпенкельный)	6 000/100—100	80	150	400	540	
НТМК-10[4]	10 000/100	160	300	800	1 080	
НТМИ-10 (пятишпенкельный)	10 000/100—100	120	200	600	810	
НТМИ-35* (пятишпенкельный)	35 000/100—100	250	400	1 260	1 620	1 000—внутренний тип 1 350—наружный тип

Приложение 8 (продолжение)

Трансформаторы напряжения типа ПИН[7] (на втулках выключателя)

Типы выключателей	Типы трансформаторов напряжения	Номинальные первичные напряжения kV	Мощности на втулку VA
МКП-160	ПИН-150н	110	15
МКП-180	ПИН-150н	154	20
МКП-274	ПИН-200н	220	35

Примечания:

1. Цены указаны по Справочнику на силовое стационарное электрооборудование над. 1938 г.
2. Напряжение 100 V на дополнительной обмотке пятишпильного трансформатора имеет место при металлическом замыкании на землю одной из фаз на стороне высокого напряжения.
3. Трансформаторы, отмеченные звездочкой (*), изготовляются для наружной и внутренней установки,— двумя звездочками (**) — для наружной установки, прочие — для внутренней установки.
4. Индекс „К" отмечает компенсированный тип трехфазных трансформаторов, предназначенных только для измерений без выведенного нуля со стороны высокого напряжения.
5. Трансформаторы НИОМ-35 и НИОМ-110 изготовляются с двумя вторичными обмотками со вторичными напряжениями: $\frac{100}{\sqrt{3}}$ и 100—для системы с заземленной нейтралью, $\frac{100}{\sqrt{3}}$ и $\frac{100}{3}$ — для системы с изолированной нейтралью.
6. Номинальные мощности трансформаторов напряжения характеризуются в соответствующем классе точности при номинальном вторичном напряжении и коэфициенте мощности вторичной нагрузки, равном 0,8.
7. Области применения трансформаторов напряжения типа ПИН:
а) для измерения напряжения; б) для питания ваттметров, если они предназначены для определения только направления мощности, в) для неавтоматической синхронизации, г) для малоответственной защиты.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Характеристики измерительных приборов

Наименования приборов	Типы	Полные сопротивления Ω	Потребляемые мощности, VA	cos φ	Наименование цепи
Вольтметр электромагнитный . . .	ЭН	2 150	4,7	1	
Амперметр электромагнитный . .	ЭН	0,07	1,75		
Ваттметр индукционный (одно- и трехфазный)	ВИО и ВИТ	2 000 0,053	5,0 1,32	0,12	Параллельная Последовательная
Ваттметр активный трехфазный . .	ФД Б	6 300 0,05	1,6 1,25	1	Параллельная Последовательная
Ваттметр реактивный трехфазный	ФД Б	3 600 0,05	0,93[1] 1,25	1	Параллельная Последовательная
Фазометр электромагнитный . . .	ЭНФ	8 060 0,09	1,25 2,25	0,77	Параллельная Последовательная
Фазометр	ФДБ	3 600 0,05	0,93[1] 1,25	1	Параллельная Последовательная
Счетчик трехфазный индукционный	И	5 800 0,021	1,75 0,525	0,38	Параллельная Последовательная
Счетчик трехфазный индукционный реактивный	ИР	5 800 0,011 0,022 0,011	1,73 0,275 0,55 0,275	0,38	Параллельная первая фаза } Последовательная вторая фаза третья фаза
Частотомер вибрационный	ВЧ	8 100	1,24	0,87	
Частотомер	ВБ	6 600	1,5	1	
Двойной вольтметр	ФДД	5 600	1,79	1	
Вольтметр регистрирующий . . .	ФБСВ	810	12,4	1	
Амперметр регистрирующий . . .	ФБСА	0,48	12		
Ваттметр регистрирующий	ФБСТ	1 210 0,2	8,3 5	1	Параллельная Последовательная
Частотомер регистрирующий . . .			25		
Синхроноскоп	ЭБС	6 750 1 320	1,5 7,6	0,87 0,92	Параллельная цепь Катушка вращающегося поля

[1] Ваттметр реактивной мощности типа ФДБ имеет три обмотки напряжения, соединенные в звезду.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Характеристики опорных и проходных изоляторов для внутренней установки

Типы	Номинальные напряжения в kV $U_{ном}$	Нагрузки в kG: допускаемые	Нагрузки в kG: разрушающие
Опорные изоляторы			
ОА-6	6	225	375
ОА-10	10		
ОА-35	35		
ОБ-6	6	450	750
ОБ-10	10		
ОБ-35	35		
ОВ-10	10	750	1 250
ОД-10	10	1 200	2 000

Типы	Номинальные напряжения в kV $U_{ном}$	Номинальные токи A $I_{ном}$	Нагрузки в kG: допускаемые	Нагрузки в kG: разрушающие
Проходные изоляторы				
ПА-6	6	200, 400	225	375
ПА-10	10	600		
ПБ-6	6	400, 600	450	750
ПБ-10	10	1 000		
ПБ-35	35	1 500		
ПВ-6	6	1 000	750	1 250
ПВ-10	10	1 500		
		2 000		
Проходные шинные изоляторы втулочного типа[1]				
ИПШ- I[а]	10			2 000
ИПШ- II[б]	10			3 000
ИПШ-III[в]	10			4 000

[1] Проходные изоляторы типа ИПШ применяются для плоских шин сечением:
[а] 60·6; 2·(60·6); 3·(60·6); 60·8; 2·(60·8); 3·(60·8).
[б] 80·8; 2·(80·8); 3·(80·8); 80·10; 2·(80·10).
[в] 100·10; 2·(100·10); 3·(100·10).

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Длительно допускаемые то (в А) на окрашенные прямоугольные медные шины при температуре окружающего воздуха $\vartheta_0 = 30°$ С

Размеры шин	Вес одного погонного метра одной полосы	Одна полоса, установленная горизонтально: на ребро		Одна полоса, установленная горизонтально: плашмя		Две полосы, установленные горизонтально: на ребро	Две полосы, установленные горизонтально: плашмя	Три полосы, установленные горизонтально: на ребро	Три полосы, установленные горизонтально: плашмя
		При температуре шин $\vartheta_у$							
мм	kG	75°С	90°С	75°С	90°С	75°С	75°С	75°С	75°С
25·3	0,666	340	400	325	380	—	—	—	—
30·3	0,8	405	475	380	445	—	—	—	—
30·4	1,066	475	550	450	530	—	—	—	—
40·4	1,42	625	730	595	690	1 090	1 040	1 550	1 480
40·5	1,78	705	825	670	795	1 230	1 170	1 720	1 640
50·5	2,22	875	1 020	830	970	1 500	1 480	2 000	1 900
50·6	2,67	960	1 120	910	1 065	1 660	1 580	2 230	2 120
60·5	2,67	1 030	1 200	980	1 140	1 750	1 670	2 270	2 170
60·6	3,2	1 130	1 320	1 070	1 250	1 930	1 840	2 500	2 380
60·8	4,26	1 325	1 550	1 260	1 470	2 220	2 110	2 880	2 740
60·10	5,34	1 500	1 750	1 430	1 660	2 500	2 380	3 220	3 070
80·6	4,26	1 490	1 740	1 410	1 655	2 330	2 220	3 000	2 860
80·8	5,7	1 715	2 010	1 630	2 900	2 700	2 570	3 550	3 380
80·10	7,11	1 920	2 210	1 820	2 130	3 020	2 830	3 900	3 720
100·7	6,22	1 970	2 300	1 870	2 180	2 930	2 780	3 700	3 520
100·8	7,11	2 100	2 450	2 000	2 340	3 130	2 980	4 050	3 860
100·10	8,9	2 340	2 780	2 230	2 620	3 500	3 340	4 540	4 330
120·12	10,7	2 740	3 200	2 600	3 040	3 940	3 750	5 130	4 880

Примечание. В настоящей таблице не приведены допускаемые токи на многополосные шины при $\vartheta_у = 90°$С ввиду отсутствия цифр, подтвержденных опытами. Допускаемые токи на многополосные шины при $\vartheta_у = 90°$ С могут быть определены с достаточной точностью по формуле

$$I^{90°C}_{многопол} = I^{90°C}_{однопол} \cdot \frac{I^{75°C}_{многопол}}{I^{75°C}_{однопол}}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

Длительно допускаемые токи (в А) на окрашенные алюминиевые прямоугольные шины при температуре окружающего воздуха $\vartheta_0 = 30°C$

Размеры шин мм	Веса одного погонного метра одной полосы кG	Одна полоса, установленная горизонтально				Две полосы, установленные горизонтально		Три полосы, установленные горизонтально	
		на ребро		плашмя		на ребро	плашмя	на ребро	плашмя
		При температуре шин $\vartheta_у$							
		75°C	90°C	75°C	90°C	75°C	75°C	75°C	75°C
25·3	0,2025	265	310	250	290	—	—	—	—
30·3	0,234	305	350	290	340	—	—	—	—
30·4	0,324	370	430	350	410	—	—	—	—
40·4	0,432	485	565	460	540	850	810	1 100	1 050
40·5	0,54	550	645	580	610	960	915	1 210	1 150
50·5	0,675	680	795	645	755	1 130	1 080	1 460	1 380
50·6	0,81	750	880	710	810	1 310	1 250	1 650	1 570
60·5	0,81	810	950	770	900	1 400	1 330	1 780	1 695
60·6	0,936	900	1 050	855	1 000	1 480	1 410	1 880	1 790
60·8	1,295	1 040	1 220	990	1 160	1 830	1 740	2 330	2 220
60·10	1,62	1 175	1 370	1 115	1 300	2 050	1 950	2 610	2 485
80·6	1,295	1 170	1 370	1 110	1 300	1 820	1 830	2 460	2 340
80·8	1,725	1 360	1 590	1 290	1 510	2 240	2 140	2 820	2 680
80·10	2,16	1 525	1 780	1 450	1 700	2 470	2 350	3 160	3 000
100·6	1,62	1 440	1 685	1 370	1 600	2 230	2 120	2 840	2 700
100·8	2,16	1 670	1 950	1 585	1 855	2 580	2 460	3 300	3 140
100·10	2,7	1 880	2 200	1 785	2 090	2 880	2 740	3 670	3 500

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

Длительно допускаемые токи на стальные прямоугольные шины при температуре окружающего воздуха $\vartheta_0 = 30°C$ и температуре шины $\vartheta_у = 75°C$

Размеры шин	Веса одного погонного метра одной полосы	Одна полоса, устан. горизонтально	
		на ребро	плашмя
мм	кG	А	А
20·3	0,47	65	60
20·4	0,62	70	65
25·3	0,59	80	75
25·4	0,78	85	80
30·3	0,7	95	90
30·4	0,93	100	95
40·3	0,93	125	115
40·4	1,25	130	125
50·3	1,17	155	145
50·4	1,56	160	150
60·3	1,4	185	175
60·4	1,87	190	180
80·3	1,87	240	230
80·4	2,5	250	240
100·3	2,34	300	285
100·4	3,12	315	300

ПРИЛОЖЕНИЕ 14

Основные характеристики предохранителей типа ПР-1
(на напряжении до 250 V)

Номинальные токи предохранителей	Номинальные токи вставок	Максимальные отключаемые токи	Номинальные токи предохранителей	Номинальные токи вставок	Максимальные отключаемые токи
А	А	А	А	А	А
15	6	∞	400	200	∞
	10	1 200		225	
	15	1 200		260	
				300	
				350	
60	15	3 500			
	20				
	25				
	35		600	350	10 000
	60			450	
				560	
				600	
100	60	∞			
	80				
	100		1 000	600	10 000
				700	
200	100	∞		850	
	125			1 000	
	160				
	200				

ПРИЛОЖЕНИЕ 15

Основные характеристики автоматов типа А

Типы автомата	Номинальные напряжения	Номинальные токи автоматов	Номинальные токи катушек	Допускаемые отключаемые токи	Максимальные отключаемые токи
	V	А	А	А	А
А- 200	до 500	200	140—280 (регулировка)	10 000	25 000[1]
А-2020	„ 500	400	400—800		
А-2030	„ 500	400	400—800	15 000	30 000[1]
		600	600—1 200		
А-2050	„ 500	1 500	1 000—2 000	15 000	30 000[1]
			1 500—3 000		

[1] После отключения максимального тока контакты автомата должны быть осмотрены, очищены и в крайнем случае сменены.

ПРИЛОЖЕНИЕ 16

Основные характеристики соленоидных приводов к выключателям

Выключатели		Типы приводов	Установившиеся силы тока в А, потребляемые приводами				Выключатели		Типы приводов	Установившиеся силы тока в А, потребляемые приводами			
			Включение при номинальном напряжении		Отключение при номинальном напряжении					Включение при номинальном напряжении		Отключение при номинальном напряжении	
Типы	Номинальные токи в А		110 V	220 V	110 V	220 V	Типы	Номинальные токи в А		110 V	220 V	110 V	220 V
ВМ-6	200—400	ПС-10 и	70	35	5	2,5	ВМГ-122	400—600	ПС-1	100	50	2,2	1,1
ВМ-6у	550	ГП-15	56	28	3,2	1,6	МГФ-11	1 000—2 000	ПС-25	160	80	5	2,5
ВМ-16	200	ПС-10 или	120	60	5	2,5	МГГ-223	2 000	ПС-30	220	110	5	2,5
	600—1 000	ГП-125	110	55,5	4,2	2,1			ПВС-14	220	110	5	2,5
ВМ-16у	1 250	ПС-10	120	60	5,0	2,5	МГГ-229	4 000	ПС-30	310	155	5	2,5
		ПВС-10	147,4	73,7	4,8	2,4			ПВС-150	270	135	5	2,5
ВМ-18	2 000—3 000	ПС-20	220	110	5	2,5	ВМ-35	600	ПС-20	140	70	5	2,5
ВМ-22	400—600	ПС-20	130	65	5	2,5			ПВС-10	170	85	4,8	2,4
	1 000—1 500	ПС-20	220	110	5	2,5	МКП-76	600	ШПС-30	220	110	5	2,5
МД-15	400—600	ПС-20	130	65	5	2,5	МКП-160	600	ШПС-30	490	245	8	4
ВМ-23	600—1 500	ПС-20	220	110	5	2,5							

Примечание. Минимально допускаемое напряжение на зажимах обмотки:
а) включающего соленоида — минус 20% от $U_{ном}$;
б) отключающего соленоида — минус 25% от $U_{ном}$.

ПРИЛОЖЕНИЕ 17

Укрупненные показатели стоимости электротехнических сооружений
(составленные по материалам треста Теплоэлектропроект)

№ по пор.	Наименования сооружений	Стоимости, руб.	№ по пор.	Наименования сооружений	Стоимости, руб.
1	Ячейка распределительного устройства собственного расхода напряжением 6—10 kV с одной системой шин, с выключателем ВМГ-122 (включая все электрооборудование, коммутацию, кабели в пределах распределительного устройства, монтаж и строительную часть), компл.	7 000	14	Электрооборудование машинного зала, включая электродвигатели, коммутацию и кабели на одну турбину мощностью:	
				6 MW	13 000
				12 MW (при распределительном устройстве собственных нужд 3 kV и 0,4 kV)	35 000
2	Ячейка главного распределительного устройства 6—10 kV с одной системой шин с выключателем ВМ-22 (без реактора)	7 000		12 MW (при распределительном устройстве собственных нужд 6 kV и 0,5 kV)	55 000
3	То же с выключателем типа ВМ-23 . .	9 000		25 MW (при распределительном устройстве собственных нужд 3 kV и 0,4 kV)	56 000
4	То же с выключателем МГФ-11 на напряжении 10 kV	14 000		25 MW (при распределительном устройстве собственных нужд 6 kV и 0,5 kV)	70 000
5	То же с двойной системой шин с выключателем МГГ-223 и реактором	38 000	15	Электрооборудование котельной, включая электродвигатели, коммутацию и кабели на один котел производительностью:	
6	То же с выключателем МГГ-229	40 000		40/50 t/h	67 000
7	Ячейка открытого распределительного устройства 35 kV с одной системой шин с выключателем ВМ-35 (включая электрооборудование, коммутацию, монтаж и конструкции)	20 000		70/85 t/h (при распределительном устройстве собственных нужд 3 kV)	75 000
8	Ячейка открытого распределительного устройства 110 kV с одной системой шин с выключателем МКП-160Д	95 000		70/85 t/h (при распределительном устройстве собственных нужд 6 kV)	95 000
9	То же, что поз. 7, но с двойной системой шин и выключателем ВМ-35	31 000		120/150 t/h (при распределительном устройстве собственных нужд 3 kV)	114 000
10	То же, что поз. 9, но с выключателем МКП-76	41 000		120/150 t/h (при распределительном устройстве собствен. нужд 6 kV)	134 000
11	То же, что поз. 8, но с двойной системой шин и выключателем МКП-160Д . .	125 000		160/200 t/h (при распределительном устройстве собствен. нужд 3 kV)	167 000
12	Одна панель главного щита управления, включая оборудование, сигнальные и осветительные кабели	7 250		160/200 t/h (при распределительном устройстве собствен. нужд 6 kV)	197 000
13	Панель щита собственного расхода 0,5 kV	3 600			

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Аварийное освещение, 243
Авария, 393
Авария генератора, 409
— ликвидация, 393
Автомат быстродействующий, 87
— гашения поля, 245
— максимального тока, 86
— минимального напряжения, 86
Автоматическая синхронизация, 295
Азотная защита, 420
Аккумулятор, внутреннее сопротивление, 271
— емкость, 272
— заряд, 270
— кривая заряда, 271
— кривая разряда, 272
— напряжение на зажимах, 271
— перезаряд, 274
— разряд, 270
— стационарный свинцовый, 270
— электродвижущая сила, 271
Аккумуляторная батарея, 269
— — выбор, 284
— — нагрузка, 284
— — режим работы, 274
— — саморазряд, 273
Американская схема коммутации, 201
Астатический регулятор, 379

Б

Байпас, 225
Блокировки безопасности, 304
Блокстанция, 3
«Болтающийся» турбогенератор, 269
Бушинг, 37
Быстродействующее возбуждение генераторов, 246
— повторное включение линии, 28

В

Взрывная камера, 314
Висциновый фильтр, 406
Включение приборов синхронизации, 294
Возбудитель, 245
Воздушная подушка, 92
Вольтамперная характеристика дуги, 70
Вращающийся резерв, 25
Вторичная коммутация станции, 286
Выбор аппаратуры высокого напряжения, 183
— зарядных агрегатов, 283, 284
— разъединителя, 177
— трансформатора напряжения, 181
— шинного разъединителя, 185
Вывод оборудования в ремонт, 373
Выключатель автоматический воздушный, 86
— включение, 388
— водяной, 90, 112
— воздушный, 90
— время отключения, 172
— выбор, 176, 185
— высокого напряжения 90
— горшковый, 105, 106
— дионный, 121, 122
— жидкостный, 90
— импульсный, 111
— комбинированный, 110
— малообъемный, 105, 107
— масляный с дионными решетками, 99
— многообъемный, 102
— низкого напряжения, 83
— полное время отключения, 172
— предельный включаемый ток, 173
— «прямоструйный», 109
— разрывная мощность, 81
— с быстродействующими контактами, 95
— с гасительной камерой, 95
— симметричная мощность, 81
Выключатель с многократным разрывом на фазу, 95
— с общей камерой масляного дутья, 98
— с посторонним источником энергии для движения масла, 110
— с продольным дутьем, 115
— с расширением, 112, 113
— с сжатым воздухом, 115
— с твердым газогенерирующим веществом, 120
— шиносоединительный, 198
— экспансионный, 113

Г

Газовый пузырь, 91
Газоотвод, 98
Гасительная камера, 96
Генератор эксплоатация, 403
Гидромуфта, 266
Главный контакт, 63
— щит, 305
Годовой график максимумов нагрузок, 16
Группа режимов, 368
График нагрузок, 5
— — активных, 5
— — внутреннего освещения, 6
— — вынужденный, 20
— — годовой, 5, 15
График нагрузок наружного освещения, 8
— — от трамвая, 9
— — построенный по точкам, 6
— — потребительский, 5
— — промышленных предприятий, 10
— — реактивных, 5
— — сетевой, 5
— — станционный, 7
— — ступенчатый, 6

График нагрузок суточный, 5
— — электрических систем, 5
— — электростанций, 12

Д

Деионизация, 71
Деионизирующая камера, 122
Джемперное включение резервной фазы, 224, 230
Динамический момент двигателя, 250
Диспетчерская группа, 369
— служба, 19, 21, 368
Диспетчерский пункт, 21
— щит, 21
Дистанционное измерение температуры, 288
Домашний генератор, 258
— турбогенератор, 255
Допустимое превышение температуры в генераторах, 403
Допустимый нагрев контактов, 65
Дуга, динамическая характеристика, 72
Дуга мощность, 74
— напряжение гашения, 72, 75
— — зажигания, 72, 75
— переменного тока, 74
— постоянного тока, 71
— сопротивление, 74
— статическая характеристика, 72
— точка неустойчивого горения, 73
— точка устойчивого горения, 73
— энергия, 74
Дугогасительный контакт, 63, 94
Дугогасящее устройство, 132
Дугогасящий аппарат, 26
Дутьевой вентилятор, 247
Дымосос, 247

Е

Европейская схема коммутации, 201
Емкостный делитель напряжения, 169

З

Замыкание на землю, 356
Замыкающийся контакт, 63
Заземление, 356
Заземлитель, 143, 355, 356
Заземляющая шина, 356
Заземляющее устройство электрической установки, 355, 356, 363
Заземляющий электрод, 356
Закон Био-Савара, 54
Замыкание на землю, 400
Зануление, 229
Защитный промежуток, 32
Земля, 356

И

Измерение диэлектрических потерь в генераторе, 408
Измерительная штанга, 428
Измерительный трансформатор, 157, 290
Изолятор, 35
— аппаратный, 35
— линейный, 35
— опорный, 35
— подвесной, 38
— проходной, 35, 36
— станционный, 35
— старение, 38
— штыревой, 38
Изоляция аппаратуры, 30
Ионизация газа, 70
— толчком, 70
Испытание изоляции генератора, 407

К

«Кабельная» сборка, 390
Камера поперечного дутья, 100
Кенотронная установка, 395
Класс изоляции, 39
— точности трансформаторов напряжения, 166
Ключ управления, 296
Кольцевая система шин, 210
Коммунальная нагрузка, 6
Коммутация аккумуляторных батарей, 275, 276
— распределительного пункта, 227
— станции высокого напряжения, 193
— станции небольшой мощности, 191
Консерватор, 420
Контакт пальцевой, 68
— разъединителя, 143
— розеточный, 69
— с предварительным нажатием, 67
— с пружинящими щеками, 67
— типы, 67
— торцовый, 68
Контактное соединение, 63
Контактор, 85
Координация изоляции, 31
Координирующий промежуток, 32
Косвенное возбуждение гидрогенераторов, 248
Коэфициент аварийного ремонта, 23
— заполнения графика, 17
— использования установленной мощности, 17
— нагрузки, 17
— одновременности использования присоединенной мощности, 12
— ремонта, 23
— скин-эффекта, 44
— теплоотдачи, 40, 42
Коэфициент теплопроводности, 43
— шага, 357
Кривая Двайта, 55, 155

Л

Лавины напряжения, 383
Ликвидация аварий на собственных нуждах станции, 398
Линейный вывод, 37

М

Магнитный пускатель, 85
Маслоотделитель, 94
Масляный выключатель, 90
Местное управление, 286
Металлургический эффект, 139
Механизмы бойлерной установки, 247
— вспомогательного оборудования станций, 247
— дутьевого устройства котлов, 247
— сжигания топлива, 247
— собственных нужд гидроэлектрических станций, 248
— собственных нужд тепловых электростанций, 245, 248
— тягового устройства котлов, 247
Миниатюрный щит управления, 307
Монтажная схема коммутации, 189

Н

Нагрев аппарата, 38
— контактных соединений, 39, 65
— проводника, 38
— токоведущих частей аппаратов, 40
Напряжение прикосновения, 357
Номинальный ток аппарата, 49

О

Обмотка реактора, 148
Обмывка изоляторов, 427
Ограждение токоведущих частей распределительных устройств, 346
Однолинейная схема коммутации, 190
Однотрансформаторная подстанция, 233, 236
Оперативное переключение, 386
Операция разъединителем, 388
Осмотр оборудования, 373
Отключение выключателя, 388
Охлаждение генератора, 406

П

Переключатель, 84
Переходное контактное сопротивление, 64
Пермаллой, 159

Питание собственных нужд электростанций, 252, 255, 258, 260, 261, 264
Питательный насос, 247
Плавкая вставка, 132, 138
Плавкий предохранитель, 192
Планово-предупредительный ремонт, 21, 373
Повреждение генератора, 409
Повысительная подстанция, 213
Подстанция с несколькими трансформаторами, 238
— с первичным напряжением 35—220 kV, 239
— с синхронными компенсаторами, 242
— со сквозными фидерами, 239
Полосовой заземлитель, 362
Понизительная подстанция, 226
Постоянная времени нагрева, 40
— лучеиспускания, 42
Потери в меди, 14
Пофазное испытание линий, 395
Предельный отключаемый ток выключателя, 172
Предохранитель высокого напряжения, 133
— жидкостный, 137
— масляный, 137
Предохранительная диафрагма, 93
Предохранитель низкого напряжения, 132
— плавкий, 132
— роговой, 133
— с засыпкой, 136
— с параллельными вставками, 136
— стреляющий, 134
— с шунтирующей вставкой, 136
Привод, 124
— инерционный (маховой), 129
— маховичный, 147
— моторный, 128
— пневматический, 129, 148
— пружинный, 129
— ручной, 127
— соленоидный, 123, 127
Присоединенная мощность, 80
— — электродвигателей, 11
Провод, 349
Продолжительность использования максимума нагрузки, 17
— — установленной мощности, 17
Промышленная нагрузка, 6
Проходная кольцевая подстанция, 213
— цепочечная подстанция, 213
Процесс восстановления напряжения, 75, 77
Прямило Эванса, 131
«Пускаемый» турбогенератор, 258
Пуск синхронных компенсаторов, 242

Р

Рабочее заземление, 355
Разборка генератора, 413
Размер распределительного устройства, 345
Размыкающийся контакт, 63
Разрывная мощность прехранителей, 236
Разрядное напряжение, 31
Разъединитель, 140
— катящегося типа, 142
— линейный, 194
— мощности, 140, 145
— — с воздушным дутьем, 145
— с гашением дуги при помощи газов, 146
— с деионной решеткой, 145
— с жидкостными камерами, 145
— поворотный, 141
— рубящий, 141
— шинный, 194
— эксплоатация, 429
Районная станция, 3, 20, 222
Районное энергетическое управление, 367
Распоряжение о переключениях, 387
Распределение нагрузки между агрегатами, 384
— нагрузок между станциями системы, 20
Распределительное устройство высокого напряжения, 309, 310
— — зального типа, 315
— — комплектное, 337, 338, 340, 345
— — открытого типа, 328
— — с аппаратурой, не содержащей масла, 316
— — с подвесными выключателями, 315
— — ячейковой конструкции, 312
— — эксплоатация, 424
Распределительный пункт, 227
— щит, 310
Расчет заземляющего устройства электростанций, 364
— заземляющих проводов, 362
— шин, 362
Расчетная точка короткого замыкания, 174
Расчетное напряжение прикосновения, 359
Расчетный ток замыкания на землю, 359
Реактор, 148, 350
— выбор, 177, 184
— индуктивность, 152
— масляный, 150
— нагрев обмоток, 153
— потери мощности, 153
— с воздушным охлаждением, 148
— с разомкнутым железным сердечником, 155
— эксплоатация, 151
— электродинамическое усилие, 153
Ревизия, 22
— трансформаторов, 420
Регулирование графиков нагрузок станций, 18
— напряжения, 383
— производительности механизмов собственных нужд, 266
— реактивной нагрузки, 382
— частоты, 380, 382
Регулятор скорости турбин, 378
Резерв мощности, 22
Резистор, 156
Ремонт генератора, 412
Решетка масляного дутья, 102
Рубильник, 83
Рычажный привод, 147

С

Сборка, 205
— генератора, 413
Сборные шины, 191
Светящийся щит, 308
Свободное расцепление привода, 124
«Сельсин», 300
Сетевой район, 375
Сигнализация, 299
— аварийная, 299, 300
— безопасности, 299, 304
— местная, 300
— оперативная, 299, 304
— положения, 299, 300
— предупреждающая, 299, 302
— с центральным съемом сигнала, 301
Сигнальный контакт, 144

Синхронизатор с постоянным временем опережения, 295
Синхронизация, 291
— генераторов, 291
— на «вращающийся свет», 299
— на «темные лампы», 292
Синхронизационная система шин, 210
Синхроноскоп, 293, 294
Система трос-мачта, 362
Сквозной фидер, 239
Собственное время действия реле, 173
— — отключения выключателя, 172
Собственные нужды станции, 12, 245
Сопротивление заземления, 356
— человеческого тела, 355
Срок контроля масла, 421
— службы изоляции, 401
Среднегодовая нагрузка, 16
Среднесуточная нагрузка, 16
Статическая работа включения, 123
Статический конденсатор, 243
Строительная часть распределительных устройств, 347
Структура тепловой станции, 370
Сушка масловаркой под вакуумом, 423
Схема вторичной коммутации, 189
— заполнения распределительного устройства, 324
— звезды, 207, 210
— «квадрата», 216
— кольца, 207
— «мостика», 214, 240
— Н, 214
— первичной коммутации, 189
— соединений приборов генератора, 288
— с прямолинейной системой шин, 206
— «четырехугольника», 216
Счетчик активной энергии, 288
— потерь, 289
— реактивной энергии, 288

Т

Теория двойной сульфатации, 270
Тепловой расчет проводников, 41
Термическая устойчивость аппарата, 53
Термоионизация газа, 71
Термопленка, 425
Термоэмиссия, 70
Техническая эксплоатация сетей, 367
— — электростанций, 367
Тихий разряд, 70
Ток замыкания на землю, 356
— термической устойчивости, 172
Токоограничивающее сопротивление, 27
Трансферная система шин, 196, 209
Трансформатор выбор, 232
— для измерения постоянного тока, 163
— напряжения, 165, 167
— — погрешность, 166
— — эксплоатация, 431
— однофазный, 233
— тока, 157
— — вторичная нагрузка, 179
— — выбор, 178, 185
— — каскадный, 162
— — катушечный, 161
— — класс точности, 159
— — многовитковый, 161
— — номинальная вторичная мощность, 179
— — одновитковый, 160
— — опорный, 160, 161
— — проходной, 160
— — токовая погрешность, 157
— — угловая погрешность, 158
Трансформаторное масло, 419
Трансформатор трехфазный, 233
— эксплоатация, 414
Трансформаторный пункт, 228, 236
— резерв, 234
Трехлинейная схема коммутации, 189
Трехполюсный рубильник, 191
Трубчатый заземлитель, 361

У

Удельное сопротивление грунтов, 361
Узловая подстанция, 213
Указатель чередования фаз, 393, 394, 398
Управление соленоидным приводом, 297
Уравнительная система шин, 210
Установка компенсированная, 27
— с глухозаземленной нейтралью, 27
— с заземленной нейтралью, 27
Установка с незаземленной нейтралью, 25
Установленная мощность электродвигателей, 11
Устойчивость аппарата при сквозных токах короткого замыкания, 171
Уход за трансформатором, 418

Ф

Фазировка на высоком напряжении, 392
Фазировка на низком напряжении, 391
Фазоуказатель, 392
Фидерный пункт, 227
— реактор, 202
Форкамера, 322
Формула Двайта, 66
— Кориндорфера, 152
— Пейкерта, 273
— Стефана и Больцмана, 42
— Фурье и Био, 43
— Циклера, 46

Х

Характеристики механизмов собственных нужд, 249
Холодный резерв, 24

Ц

Централизованное управление, 286
Циркуляционный насос, 247

Ш

Шаговое напряжение, 357
Шины, 348
Шинные разъединители, 349

Щ

Щеточный контакт, 69
Щит управления, 305, 350

Я

Ячейка, 219
Ящики типа Яж, 342

Э

Экспансин, 114
Эксплоатация вращающихся машин, 401
— измерительных трансформаторов тока, 431
— масляных выключателей, 429
Электрозамок, 305
Электродинамическая устойчивость аппаратов, 62
Электродинамические усилия в системах, 55
Электромоторный привод, 147
Элементный коммутатор, 275
Энергетическая система, 3, 10

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 2
Введение 3

Раздел первый

Основные сведения о работе электростанций, подстанций и систем

Глава I. Графики активных и реактивных нагрузок электростанций, подстанций и систем

I,1. Общие сведения 5
I,2. Суточные графики нагрузок освещения помещений 6
I,3. Суточные графики нагрузок наружного освещения 8
I,4. Суточные графики нагрузок прочих коммунальных потребителей 9
I,5. Суточные графики нагрузок промышленных предприятий 10
I,6. Суточные графики активных и реактивных нагрузок электростанций, подстанций и систем 12
I,7. Годовые графики нагрузок 15
I,8. Использование графиков нагрузок и величины, характеризующие работу электростанций, подстанций, систем и потребителей . . 16
I,9. Регулирование графиков нагрузок электростанций и систем 18

Глава II. Основные сведения о работе энергетических систем

II,1. Общие сведения 19
II,2. Суточные графики станций, работающих в электрических системах 20
II,3. Диспетчерское управление энергетическими системами 21
II,4. Планово-предупредительный ремонт агрегатов электростанций и сетей 21
II,5. Резерв мощности на электрических станциях и в системах 22
II,6. Вращающийся и холодный резерв 24
II,7. Режим работы нейтрали электрических систем 25

Раздел второй

Аппаратура распределительных устройств электростанций и подстанций

Глава III. Изоляция аппаратуры

III,1. Общие сведения 30
III,2. Испытательные и разрядные напряжения . 31
III,3. Расстояния между частями аппаратов, находящимися под напряжением 33
III,4. Изоляторы 35
III,5. Основные виды изоляторов 35
III,6. Старение изоляторов 38

Стр.

Глава IV. Нагрев аппаратов и токоведущих частей при нормальных режимах и при коротких замыканиях

IV,1. Общие сведения 38
IV,2. Допускаемые максимальные температуры токоведущих частей и аппаратов 39
IV,3. Нагрев токоведущих частей аппаратов и распределительных устройств 40
IV,4. Тепловой расчет однородных проводников при длительном протекании тока 41
IV,5. Нагрев проводников при переменном токе 44
IV,6. Выбор токоведущих частей и аппаратов для нормальных режимов работы 48
IV,7. Расчет нагрева однородных проводников при коротких замыканиях 49
IV,8. Расчет шин и кабелей по условиям термической устойчивости при коротких замыканиях 52
IV,9. Термическая устойчивость аппаратов при коротких замыканиях 53

Глава V. Электродинамические усилия в проводниках и аппаратах

V,1. Общие сведения 54
V,2. Электродинамические усилия в простейших системах 55
V,3. Расчет шинных конструкций распределительных устройств на механическую прочность при коротких замыканиях 57
V,4. Электродинамическая устойчивость аппаратов 62

Глава VI. Контакты аппаратов

VI,1. Общие сведения 63
VI,2. Переходное сопротивление контактов . . . 64
VI,3. Нагревание контактов при продолжительной нагрузке 65
VI,4. Поведение контактов при кратковременных больших токах 66
VI,5. Типы контактов 67

Глава VII. Теория горения и гашения дуги постоянного и переменного токов

VII,1. Общие сведения 70
VII,2. Основные формы ионизации и деионизации дугового промежутка 70
VII,3. Дуга постоянного тока 71
VII,4. Сопротивление, мощность и энергия дуги . 74
VII,5. Дуга переменного тока 74
VII,6. Гашение дуги переменного тока 76
VII,7. Отключающая способность выключателя . . 80

Глава VIII. Выключатели низкого напряжения

VIII,1. Общие сведения 83
VIII,2. Рубильники и переключатели 83

Стр.

VIII,3. Контакторы 85
VIII,4. Магнитные пускатели 85
VIII,5. Автоматические воздушные выключатели . 86

Глава IX. Выключатели переменного тока высокого напряжения

IX,1. Общие сведения 90
IX,2. Масляные выключатели с простым разрывом контактов под маслом 91
IX,3. Многообъемные масляные выключатели со специальными устройствами для гашения дуги 95
IX,4. Многообъемные выключатели на 287,5 kV . 102
IX,5. Малообъемные выключатели 105
IX,6. Выключатели с посторонним источником для движения масла 110
IX,7. Выключатели водяные и выключатели с расширением 112
IX,8. Выключатели со сжатым воздухом (газонапорные) 115
IX,9. Выключатели с твердым газогенерирующим веществом 120
IX,10. Воздушные деионные выключатели 121

Глава X. Приводы и механизмы выключателей

X,1. Общие сведения 123
X,2. Свободное расцепление 124
X,3. Классификация приводов 125
X,4. Типы приводов 126
X,5. Соединение привода с траверзой выключателя 130

Глава XI. Плавкие предохранители

XI,1. Общие сведения 132
XI,2. Предохранители низкого напряжения . . . 132
XI,3. Предохранители высокого напряжения . . 133
XI,4. Плавкие вставки для предохранителей . . 138
XI,5. Применение предохранителей 139

Глава XII. Разъединители

XII,1. Общие сведения 140
XII,2. Условия работы нормального разъединителя 141
XII,3. Классификация разъединителей 141
XII,4. Детали конструкций нормальных разъединителей 143
XII,5. Разъединители, предназначенные для отключения токов порядка номинальных (разъединители мощности) 145
XII,6. Управление разъединителями 147

Глава XIII. Реакторы для ограничения токов короткого замыкания

XIII,1. Общие сведения 148
XIII,2. Конструкции реакторов без железа 148
XIII,3. Масляные реакторы 150
XIII,4. Опыт эксплоатации реакторов 151
XIII,5. Индуктивность реактора без железа 152
XIII,6. Потери мощности в обмотках реактора и их нагрев 153
XIII,7. Электродинамические усилия в реакторах . 153
XIII,8. Реакторы, содержащие железо 155
XIII,9. Токоограничивающие сопротивления (резисторы) 156

Глава XIV. Измерительные трансформаторы

XIV,1. Общие сведения 157
XIV,2. Принцип действия трансформаторов тока . 157
XIV,3. Классы точности трансформаторов тока . . 159
XIV,4. Типы трансформаторов тока 160

Стр.

XIV,5. Защита трансформаторов тока от перенапряжений 163
XIV,6. Трансформаторы для измерения постоянного тока 163
XIV,7. Принцип действия трансформатора напряжения 165
XIV,8. Классы точности трансформаторов напряжения 166
XIV,9. Трансформаторы напряжения для контроля изоляции 166
XIV,10. Конструкции трансформаторов напряжения 167
XIV,11. Некоторые специальные виды трансформаторов напряжения 168
XIV,12. Емкостные делители для измерения напряжения 169

Глава XV. Выбор аппаратуры высокого напряжения на электростанциях и подстанциях

XV,1. Общие сведения 170
XV,2. Расчетные условия и схемы для выбора аппаратуры и токоведущих частей 174
XV,3. Выбор отдельных видов аппаратов 176
XV,4. Пример выбора аппаратуры высокого напряжения 183

Раздел третий

Электрическая часть станций и подстанций

Глава XVI. Схемы коммутации электрических станций и подстанций

XVI,1. Общие сведения 189
XVI,2. Схема коммутации станций небольшой мощности с напряжением 220—500 V 191
XVI,3. Схема коммутации электростанций высокого напряжения с одиночной системой шин . . 193
XVI 4. Схемы электростанций с двойной системой шин 197
XVI,5. Мероприятия для повышения надежности работы станций с двумя системами шин . 201
XVI,6. Фидерные реакторы 202
XVI,7. Реактирование сборных шин станций . . . 205
XVI,8. Схемы мощных станций, отдающих электроэнергию при генераторном напряжении 209
XVI,9. Повышенные напряжения на электростанциях 212
XVI,10. Схемы станций средней мощности с генераторным и повышенным напряжениями . . 213
XVI,11. Схема коммутации мощных станций с генераторным и повышенным напряжениями . 217
XVI,12. Выбор реакторов и трансформаторов на станциях, отдающих энергию на генераторном и повышенном напряжениях 220
XVI,13. Схемы станций, отдающих всю энергию при повышенном напряжении 222
XVI,14. Трансферная система шин и байпасы на повышенном напряжении электрических станций 225
XVI,15. Схемы питания понизительных подстанций 226
XVI,16. Схемы коммутации распределительных пунктов 227
XVI 17. Основные сведения о трансформаторах на подстанциях 228
XVI,18. Режим работы трансформаторов на подстанциях 231
XVI,19. Выбор числа, типа и мощности трансформаторов на подстанциях 232
XVI,20. Схемы коммутации однотрансформаторных подстанций 236
XVI,21. Схемы коммутации местных подстанций с несколькими трансформаторами 238
XVI,22. Схемы коммутации подстанций с первичным напряжением 35—220 kV 239

Стр.

XVI,23. Схемы коммутации подстанций с синхронными компенсаторами 242
XVI,24. Статические конденсаторы на подстанциях местного и районного значений 243

Глава XVII. Собственные нужды электростанций и подстанций

XVII,1. Общие сведения 245
XVII,2. Механизмы собственных нужд тепловых электростанций 245
XVII,3. Механизмы собственных нужд гидроэлектрических станций 248
XVII,4. Характеристики механизмов собственных нужд 249
XVII,5. Основные условия, обеспечивающие надежность работы собственных нужд . . . 252
XVII,6. Питание собственных нужд электростанций от домашних турбогенераторов 255
XVII,7. Питание собственных нужд электростанций от домашних турбогенераторов 258
XVII,8. Питание собственных нужд тепловых электростанций с „болтающимся" турбогенератором 260
XVII,9. Питание собственных нужд от основных генераторов станций 261
XVII,10. Питание электродвигателей механизмов собственных нужд 264
XVII,11. Регулирование производительности механизмов собственных нужд 266

Глава XVIII. Источники вспомогательного тока на электростанциях

XVIII,1. Общие сведения 269
XVIII,2. Основы теории аккумуляторов 270
XVIII,3. Основные параметры свинцовых аккумуляторов 271
XVIII,4. Режимы работы аккумуляторных батарей на станциях 273
XVIII,5. Характеристика приемников постоянного тока и выбор режимов работы аккумуляторной батареи 274
XVIII,6. Схемы коммутации аккумуляторных батарей 275
XVIII,7. Распределение постоянного тока 279
XVIII,8. Методика выбора аккумуляторных батарей и зарядных агрегатов 280
XVIII,9. Выбор зарядных и подзарядных агрегатов 283
XVIII,10. Пример выбора аккумуляторных батарей и зарядных агрегатов для электростанций . . 284

Глава XIX. Централизованное управление электростанциями и подстанциями

XIX,1. Общие сведения 286
XIX,2. Контрольно-измерительная система 286
XIX,3. Измерительные трансформаторы в схеме генераторной станции 290
XIX,4. Синхронизация генераторов 291
XIX,5. Управление силовыми выключателями . . . 296
XIX,6. Система сигнализации на электростанциях 299
XIX,7. Блокировки безопасности 304
XIX,8. Щиты управления 305

Глава XX. Конструкции распределительных устройств

XX,1. Общие сведения 309
XX,2. Распределительные устройства закрытого типа 309
XX,3. Распределительные устройства открытого типа 328
XX,4. Комплектные распределительные устройства в металлических кожухах 336
XX,5. Детали распределительных устройств. Правила сооружения 345
XX,6. Помещения щитов управления 350

Стр.

XX,7. Расположение электрических сооружений на территории станций и подстанций . . . 351

Глава XXI. Заземляющие устройства на электростанциях и подстанциях

XXI,1. Общие сведения 355
XXI,2. Основные определения 356
XXI,3. Распределение потенциалов по поверхности земли при протекании тока замыкания на землю 356
XXI,4. Расчетные напряжения прикосновения . . . 358
XXI,5. Расчетные токи замыкания на землю . . . 359
XXI,6. Заземлители и их сопротивления растекания 360
XXI,7. Расчет заземляющих шин и проводов . . . 362
XXI,8. Выполнение заземляющих устройств на станциях и подстанциях 362
XXI,9. Пример расчета заземляющего устройства электростанции 364

Раздел четвертый

Основные сведения об эксплоатации электростанций, подстанций и систем

Глава XXII. Организация технической эксплоатации электростанций, подстанций и систем

XXII,1. Общие сведения 366
XXII,2. Районные энергетические управления и энергокомбинаты 366
XXII,3. Центральная диспетчерская служба 368
XXII,4. Организационная структура электростанций 370
XXII,5. Организация работы дежурного персонала электроцеха станции 371
XXII,6. Организация ремонтов на станциях 373
XXII,7. Организационная структура сетевого района 375
XXII,8. Основные показатели эксплоатации оборудования 377

Глава XXIII. Ведение режима электростанций

XXIII,1. Общие сведения 378
XXIII,2. Принцип действия регулятора скорости турбин 378
XXIII,3. Регулирование частоты и распределение активной нагрузки между машинами на станции, не работающей параллельно с другими станциями 380
XXIII,4. Регулирование частоты в системе и распределение нагрузки между станциями, работающими на общую сеть 382
XXIII,5. Регулирование реактивных мощностей и напряжения 382
XXIII,6. Распределение активных и реактивных нагрузок между генераторами станции . . . 384

Глава XXIV. Оперативные переключения в электрической части станции и подстанции

XXIV,1. Общие сведения 386
XXIV,2. Распоряжения о переключениях 387
XXIV,3. Порядок производства операций выключателями и разъединителями 388
XXIV,4. Операции при фазировке и проверке синхронизации 391

Глава XXV. Ликвидация аварий в электрической части станций и подстанций

XXV,1. Общие сведения 393
XXV,2. Ликвидация аварии, вызвавшей отключение оборудования, но не нарушившей работы системы 394
XXV,3. Проверка состояния отключившегося оборудования 394

Стр.

XXV,4. Аварии, сопровождающиеся делением системы на несинхронно работающие части . 396
XXV,5. Ликвидация аварий, при которых главные сборные шины станции или подстанции остаются без напряжения 398
XXV,6. Ликвидация аварий на собственных нуждах станции 398
XXV,7. Замыкание на землю в сети и на станциях, работающих с незаземленной нейтралью . 400

Глава XXVI. Эксплоатация вращающихся машин

XXVI,1. Общие сведения 401
XXVI,2. Ведение режима генератора в нормальных условиях 403
XXVI,3. Уход за охлаждением генератора 406
XXVI,4. Надзор и испытания изоляции генератора . 407
XXVI,5. Повреждения и аварии генератора 409
XXVI,6. Ремонт генератора 412

Стр.

Глава XXVII. Эксплоатация трансформаторов

XXVII,1. Общие сведения 415
XXVII,2. Уход за работающим трансформатором . . 418
XXVII,3. Контроль за маслом в трансформаторах . 419
XXVII,4. Ревизия трансформаторов 421

Глава XXVIII. Эксплоатация распределительных устройств

XXVIII,1. Общие сведения 424
XXVIII,2. Контактные соединения на сборных шинах и ответвлениях 425
XXVIII,3. Надзор и профилактические испытания изоляции распределительных устройств 426
XXVIII,4. Эксплоатация масляных выключателей и разъединителей 429
XXVIII,5. Эксплоатация измерительных трансформаторов тока и напряжения 431
Приложения 433
Алфавитный указатель 449

ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть	По чьей вине
13	Левая колонка 17 снизу	тока	пика	корр.
48	Правая колонка 8 сверху	35°C	30°C	авт.
79	Левая колонка 7 снизу	$\frac{1}{rC} \gg \frac{R}{L}$	$\frac{1}{rC} \ll \frac{R}{L}$	«
186	Правая колонка 8 снизу	$\frac{i^2_p}{p}$	$\frac{i^2_p}{a}$	ред.
231	Правая колонка 8 сверху	1 kVA	1 kVArh	«
239	Левая колонка 15 снизу	фиг. XVI,51	фиг. XVI,54	автор
240	Левая колонка 10 снизу	разрыв	резерв	корр.
416	Правая колонка 17 сверху	нагрузок	недогрузок	авт.
432	Правая колонка 2 снизу	в 2 года	в 3 года	«

МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТНАЯ БИБЛИОТЕКА им. Ленина ИНВ. №

Редактор П. Ф. Вебер

Объем 57 печ. лист., 70,45 учетно-авторск. лист. Тираж 7 000 экз. Подписано к печ. 9/IX 1944 г.

Л-60510 Заказ 1036

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., д. 10