

25-800.
АКАДЕМИЯ НАУК СОЮЗА ССР

Т. Л. ЗОЛОТАРЕВ

ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

ИЗДАТЕЛЬСТВО
АКАДЕМИИ НАУК СССР

02

сб-800.

[Депозитарий] 621/3
~~3-802.~~

А К А Д Е М И Я Н А У К С О Ю З А С С Р
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ им. академика Г. М. КРЖИЖАНОВСКОГО

Т. Л. ЗОЛОТАРЕВ
ПРОФЕССОР, Д-Р ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК

ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ
В
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

(ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ)

~~№ 346~~
1305645

РЕСПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА

ИЗДАТЕЛЬСТВО АКАДЕМИИ НАУК СССР
МОСКВА 1939 ЛЕНИНГРАД



Под редакцией
чл.-корр. АН СССР проф. В. ВЕЙЦ

19 88 - К

15. 0 2 2007

ОТ АВТОРА

Гидроэнергетика в нашей стране после исторических решений XVIII партийного съезда приобретает особое значение. Не приходится говорить о важности энергетических и экономических расчетов, главным образом, при проектировании и эксплуатации средних и больших гидроэлектростанций.

Настоящая работа является опытом обобщения ряда проблем в этом направлении. Скажу прямо, что отдельные вопросы удалось только поставить, а некоторые пришлось и вовсе обойти. Надеюсь, что коллектив советских гидроэнергетиков эти проблемы разработает.

С методической стороны при анализе расчетных методов, по соображениям, изложенным в исследовании, отдавалось предпочтение графическим приемам.

Ряд положений, особенно в установочных разделах, подлежит еще широкому обсуждению. Сильно сказывается отсутствие специальных работ по конкретной экономике.

Выражаю свою признательность за ценные советы и указания чл.-корр. АН СССР проф. В. И. Вейцу.

Благодарю также Т. Е. Чистякову, выполнившую всю графическую часть исследования.

Обращаюсь ко всем читателям с просьбой свои указания на ошибки и недостатки и замечания направлять по адресу:

Москва, 64, Чкаловская, 21/23. кв. 83.

Т. Л. Золотарев

Москва.

1937—1939 гг.

СОКРАЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В ТЕКСТЕ

в. б.	— верхний бьеф
в-ще	— водохранилище
ВЭЦ	— вспомогательная электроцентраль
ГАУ	— гидроаккумуляторная установка
ГЭЦ	— гидроэлектроцентраль
ИКВ	— интегральная кривая выработки
ИKN	— интегральная кривая нагрузки
ИКЭ	— интегральная кривая энергии
коэф-т	— коэффициент
к. п. д.	— коэффициент полезного действия
КЭЦ	— конденсационная электроцентраль
ми.	— минимум
ма.	— максимум
н. б.	— нижний бьеф

ИКВ	— приведенная интегральная кривая выработки
пл.	— площадь
ТЭЦ	— теплоэлектроцентраль
ЭЭС	— электроэнергетическая система
ЭЦ	— электроцентраль
const	— постоянная
var	— переменная
∇	— отметка
Δ	— треугольник
Δ	— разность
Δ	— добавочное значение
Δ	— потери
у. м.	— уровень моря
рбл.	— рубль

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

A	{ — постоянная — индекс осеннего стока ($> 50\%$)
a	{ — постоянная — индекс осеннего стока (10—50%) — коэф-т потерь напора
B	— постоянная
b	{ — постоянная — ширина капала по дну (в м)
C	— коэф-т — в формуле Шези
c	{ — постоянная — коэф-т вариации
D	— диаметр напорного водовода (в м)
d	{ — постоянная — дифференциал, разность — стоимость единицы тепла (коп. за кило-калорию)
E	— индекс летнего стока ($> 50\%$)
e	{ — основание натуральных логарифмов — индекс летнего стока (10—50%)
F	{ — функция — площадь водосборного бассейна (в км ²)
f	{ — функция — коэф-т увеличения веса металлического трубопровода — коэф-т потерь в графиках нагрузки
G	— индекс ледникового и высокогорного снегового питания ($> 50\%$)
g	— индекс ледникового и высокогорного снегового питания (10—50%)

H	{ — напор (в м) — индекс зимнего стока (50%) — высота плотины (в м)
h	{ — высота уровня (в м) — использование (в часах) — индекс зимнего стока (10—50%) — глубина воды в канале (в м) — потери напора (в м)
I	— коэф-т иррегулярности в формуле расчета стока
i	— уклон гидравлический
K	{ — постоянная — капиталовложения (в рбл.)
k	{ — модульный коэф-т — удельные капиталовложения (в рбл. в единицу)
L	— длина (в м)
l	{ — координата поперечного створа реки (в м) — полюсное расстояние (в см)
M	— постоянная
m	{ — постоянная — показатель распределения стока — число месяцев с максимальным напором — откос канала трапециoidalного профиля
N	{ — мощность ЭЦ (в квт., мвт) — номинальная мощность генератора (в квт)

n	— постоянная — число оборотов в минуту — число месяцев с минимальным напором — коэф-т шероховатости	z	— число агрегатов
P	— мощность потребления (в квт, мвт) — активная нагрузка генератора (в квт) — индекс весеннего стока ($> 50\%$)	$\mathcal{E}$	— энергия выработка (в квтч, мвтч)
p	— издержки в долях от капиталовложений — индекс весеннего стока ($0-50\%$)	a	— постоянная — коэф-т базовости — отношение максимального напора к минимальному — прибыль (в процентах)
Q	— расход (в м ³ /сек) — сток (в м ³) — располагаемая мощность генератора (в ква)	β	— постоянная — коэф-т структуры капиталовложений в ЭЦ — показатель выравнивания графика по максимальной мощности
q	— расход (в м ³ /сек)	γ	— постоянная — показатель выравнивания графика по установленной мощности — удельный вес (в кг/м ³)
R	— индекс дождевого питания рек ($> 50\%$) — гидравлический радиус (в м) — величина ущерба (в рбл.)	δ	— показатель использования максимальной мощности — коэф-т нагрузки — коэф-т формы профиля деривации
r	— индекс дождевого питания рек ($10-50\%$) — показатель регулирования — расчетный радиус деривации (в м)	ϵ	— показатель использования установленной мощности — удельный показатель экономичности дополнительных вложений (в $\%$)
S	— индекс снегового питания рек ($> 50\%$)	η	— к. п. д.
s	— себестоимость энергии (в коп/квтч, рбл/мвтч) — индекс снегового питания рек ($10-50\%$)	λ	— постоянная — коэф-т для экономического приведения стоимости энергии — коэф-т потери напора
T	— интервал времени (в процентах, часах, сутках, месяцах)	μ	— постоянная — масштабный коэф-т — показатель неравномерности графика — коэф-т потери напора
t	— время (в процентах, часах, сутках, месяцах)	ν	— постоянная — коэф-т в формуле Томанна
$И$	— издержки по ЭЦ (в рбл.) — индекс грунтового питания рек (50%)	π	— 3.141...
$и$	— удельные издержки (в рбл. на квт - год) — индекс грунтового питания ($10-50\%$)	ρ	— коэф-т резерва
V	— объем водохранилища (в м ³)	Σ	— сумма
W	— энергия нагрузки (в квтч, мвтч)	σ	— коэф-т стабильности графика — допускаемое напряжение (в кг/см ²)
X	— характеристика системы	τ	— время
x	— расход в долях от среднегодового параметра	Φ	— функция
y	— сток в долях от среднегодового — показатель шероховатости	φ	— функция
		ψ	— функция
		ω	— площадь живого сечения (в м ²)

ИНДЕКСЫ (ВЕРХНИЕ И НИЖНИЕ) ПРИ ОБОЗНАЧЕНИЯХ

а	— агрегат
ак	— аккумулятор
б	— базовый
бр	— брутто
в	— водоток
вод	— водохранилище
всп	— вспомогательный

г	— генератор
г	— ГЭЦ
год	— годовой
д	— добавочный
д-дн	— деривационный
дуб	— дублирующий

з	— заменяющий	рез	— резервный
зар	— заряд	рем	— ремонтный
зим	— зимний	с	— система
ис	— используемый	сз	— сезонный
к	— конденсационный	сн	— снижение
лет	— летний	ср	— средний
л. п.	— линия передачи	ст	— суточный
м	— металл	т	— турбина
мк	— максимальный	т	— теплофикационный
мин	— минимальный	т	— тепловой
н	— нагрузка	т	— тоннель
н	— начальная	теор	— теоретический
п	— полная	ус	— установленный
об	— обеспеченная	э	— энергия
ос	— осенняя	э	— энергетика
п	— потери	э, с	— энергетика плюс судоходство
пл	— плотина	э, с, з	— энергетика плюс судоходство плюс затопление
п	— продажный	эк	— экономический
пик	— пиковый	экв	— эквивалентный
п	— передача	N	— мощность
рас	— располагаемый	г	— потери напора
расч	— расчетный	г	— время
раз	— разряд	о	— вариация
		х	— зависящая от параметра х

Глава первая

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

1. Гидрологическая характеристика ГЭС

Рассмотрение реки как источника гидравлической энергии может быть произведено либо для участка при анализе схемы использования, либо для определенного створа, где проектируется забор воды ГЭС.

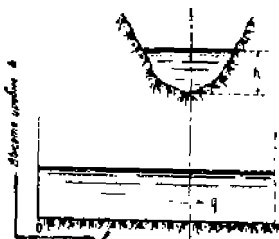
В обоих этих случаях необходимо определить следующие величины (фиг. 1):

l — координата поперечного профиля (створа) реки, отмеряемая по направлению ее течения от некоторого начального пункта, расположенного в верховьях;

t — координата времени, отмеряемая в сторону увеличения его от некоторого начального момента по дням, месяцам, декадам и т. д. в течение года;

h — высота уровня водного зеркала реки, измеряемая от условной плоскости отсчета;

q — секундный расход воды в данном створе.



Фиг. 1.

Под гидрологической характеристикой мы будем понимать комплекс кривых, связывающих эти величины.

Построение объемных графиков уровней: $F(h, l, t) = 0$ и расходов: $\Phi(q, l, t) = 0$ (фиг. 2) позволяет обобщить все возможные типы календарных графиков:

Плоскость проекции	$F(h, l, t) = 0$	$\Phi(q, l, t) = 0$
$(h, t) \rightarrow (q, t)$	График хода уровней (для створа при $l = \text{const}$)	График хода расходов
$(h, l) \rightarrow (q, l)$	График мгновенных уровней (вдоль реки для какого-то мгновения: $t = \text{const}$)	График мгновенных расходов
(t, l) (топограмма)	Изолинии уровней („график следования“, по Бернадскому [1])	Изолинии расходов

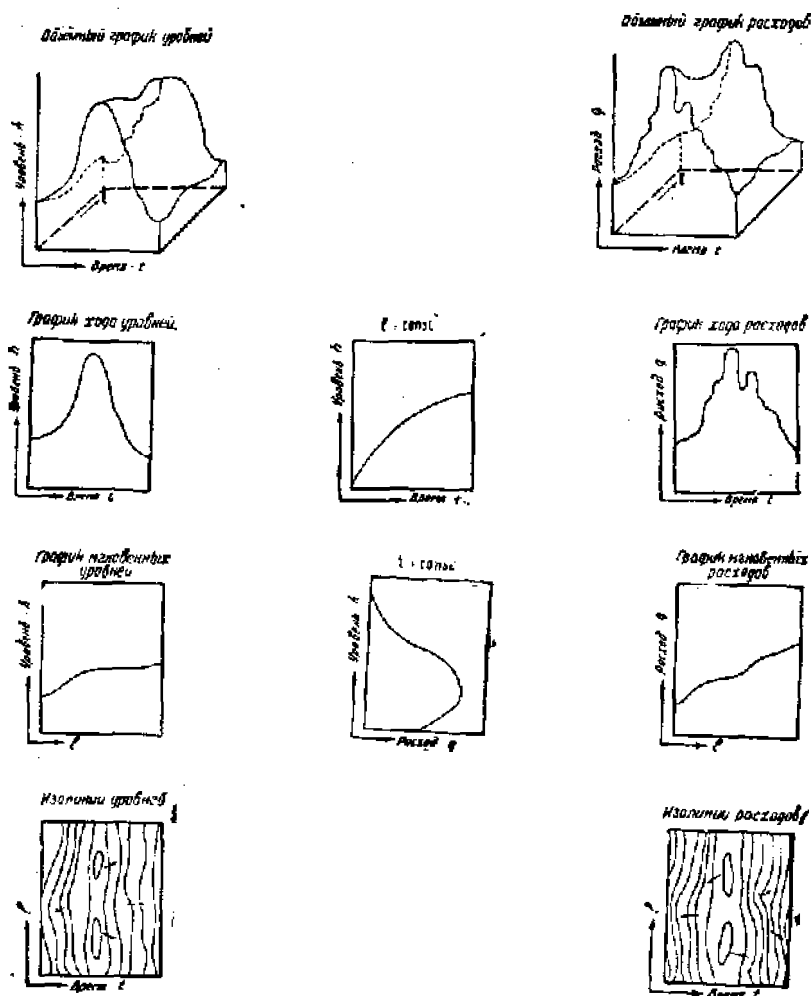
Для перевода от графиков уровней к графикам расходов служат так называемые „кривые связи“ двух типов:

Для створа при $l = \text{const}$: $q = q(h)$.

Для участка реки при $t = \text{const}$: $q = q'(h)$.

Для конкретной схемы использования определенной ГЭС, т. е. при $l = \text{const}$, объемный график расходов вместо координаты l получает координату T — времени, где годы расположены в календарном порядке (фиг. 3).

Проекция такого объемного графика на плоскость (q, t) дает уже приведенный ранее график хода расходов. Проекция на плоскость (q, T) представляет график изменения характерных расходов (максимального, среднего и минимального) за ряд лет. Топограмма — проекция на плоскость (t, T) с изолиниями расходов дает картину изменения расходов как в течение года (t) , так и за ряд лет (T) .



Фиг. 2. Объемные графики уровней и расходов и их проекции

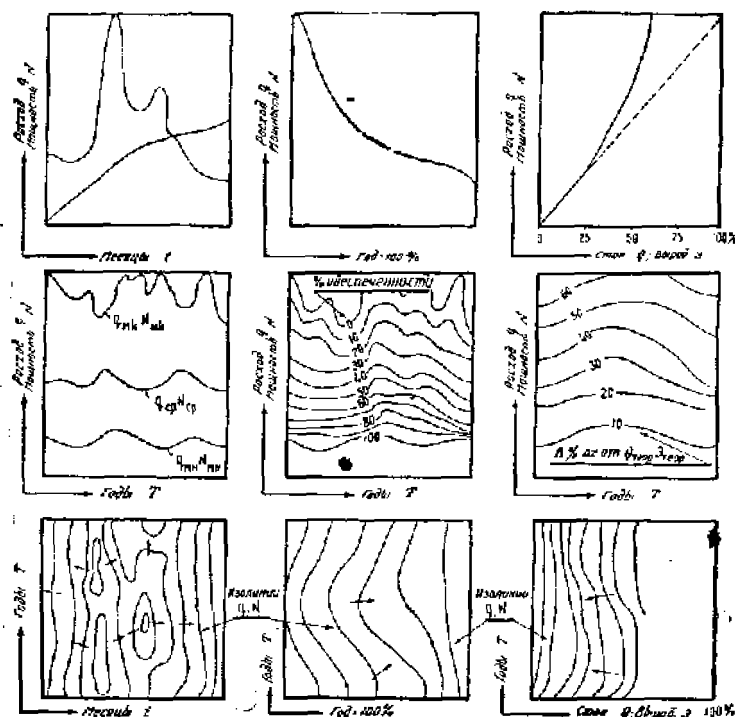
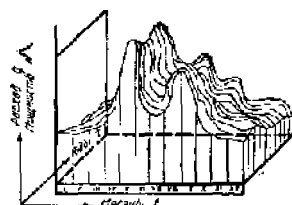
Графики хода расходов известными простыми приемами могут быть преобразованы в кривые продолжительности (обеспеченности) расходов. В этом случае, очевидно, весь период принимается за 100%. Представляя эти кривые также в виде объемного графика, можно получить следующие проекции:

- на плоскость (q, t) — кривая продолжительности расходов;
- на плоскость (q, T) — изолинии обеспеченности расходов за ряд лет;
- на плоскость (t, T) — топограмма с изолиниями расходов.

Площадь, ограниченная графиком хода расходов, как и площадь, ограниченная кривой продолжительности расходов, выражает суммарный сток. В расчетах по водному хозяйству давно различают два вида интегральных кривых: интегрирование по времени $\int q \cdot dt$ и интегрирование по расходу $\int t \cdot dq$.

Первый тип интегральных кривых получается путем интегрирования кривой хода расходов по вертикальным слоям; в советской технической литературе он называется *интегральной кривой стока*. Этот вид интегральных кривых широко используется при расчетах по сезонному и годовому регулированию. Пользуясь этими кривыми, можно определить сток за календарный отрезок времени:

$$Q_{1-2} = \int_1^2 q \cdot dt.$$



Фиг. 3. Объемная гидрологическая и энергетическая характеристика

Второй тип интегральных кривых впервые был использован для водохозяйственных расчетов во Франции А. Кутансом (A. Coutagne) [18] и в Италии — Де Марки (De Marchi) [30]. Последним этот тип интегральных кривых был назван *гидрологической характеристикой использования* („caratteristico idrologia della utilizzazioni“). Американцы называют такие кривые „concentration curve“, или „duration area curve“. Последний термин указывает на то, что эта кривая строится по кривой продолжительности путем интегрирования по горизонтальным слоям. Это позволяет определить сток за фиксированный отрезок времени в зависимости от величины расчетного расхода.

На рис. 3 показаны проекции объемного графика, составленного из интегральных кривых второго типа:

а) на плоскость (q, Q) — интегральная кривая, где вместо t откладывается суммарный сток Q в долях от теоретически возможного: $Q_{\text{теор}} = q_{\text{жк}} \cdot t$;

б) на плоскость (q, T) — изолинии стока;

в) на плоскость (T, Q) — изолинии расходов, позволяющие определить, как будет изменяться в течение ряда лет величина используемого стока, с изменением расчетного расхода.

Для аналитического выражения такой интегральной кривой был предложен ряд формул, в большинстве исходящих из какого-либо эмпирического представления кривой продолжительности. Широко применяется для последней выражение ее в общей параболической форме:

$$q = A + B \cdot t^n, \quad (1)$$

где A , B и n — постоянные величины.

Более точный результат дает формула М. Кутаня [23]

$$\frac{q-m}{Q-m} = (n+1) \left(\frac{t}{T} \right)^n. \quad (2)$$

Последнее предложение сделано Жибра (Gibrat) [23], который дает следующую формулу:

$$\frac{t}{T} = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_{-\infty}^z e^{-z^2} \cdot dz, \quad (3)$$

где

$$z = a \cdot \lg(q - q_0) + b.$$

Здесь t — число дней в рассматриваемом периоде T , в течение которых расход был менее q ; a , b , q_0 — постоянные величины.

Эта формула основана на теории вероятностей. Для q_0 берут значения, близкие к $q_{\text{жк}}$. Есть предложение Аддарио (D'Addario) аналитически определять константы уравнения по трем точкам: медиане и двум квартилям.

Фиг. 4. Гидрологическая характеристика некоторых среднеазиатских рек (Караулов)

Жибра указывает на то, что предложенные зависимости весьма точно выражают задаваемые кривые.

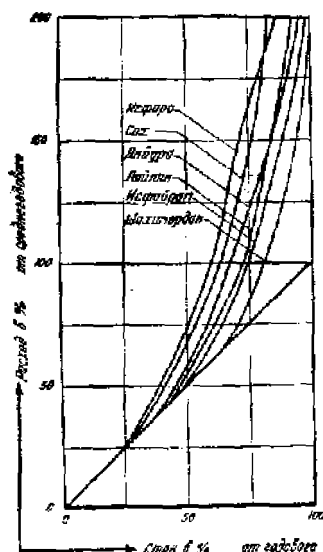
Как показано далее, значительно более удобные выражения даны непосредственно для интегральной кривой стока и энергии.

Для общих водохозяйственных расчетов широко используется построение подобных интегральных кривых в относительных (символических) координатах. В этом случае расход выражают в долях от среднего $q_{\text{ср}} = 1.0$, а сток в долях от годового: $Q_{\text{год}} = q_{\text{ср}} \cdot T = 1.0$; при этом период наблюдений принимается: $T = 100\%$. Очевидно, в этом случае по условиям построения интегральная кривая 100%-ной обеспеченности (прямая теоретического стока) пересекает вертикаль, ограничивающую интегральную кривую в точке, ордината которой равна $q = q_{\text{ср}} = 1.0$.

На фиг. 4 показано такое построение, проведенное для ряда рек Средней Азии; как видно из рисунка, характеристика рек получается весьма наглядной и сопоставимой.

Подобный метод широко используется в частности в Италии для водохозяйственных характеристик. Омодео (A. Omodeo) в своей работе, посвященной рекам Закавказья [15], оперируя подобными характеристиками, сделал ряд интересных обобщений.

Пользуясь подобным символическим представлением интегральной кривой стока, можно получить для них весьма важное аналитическое выражение Герар-



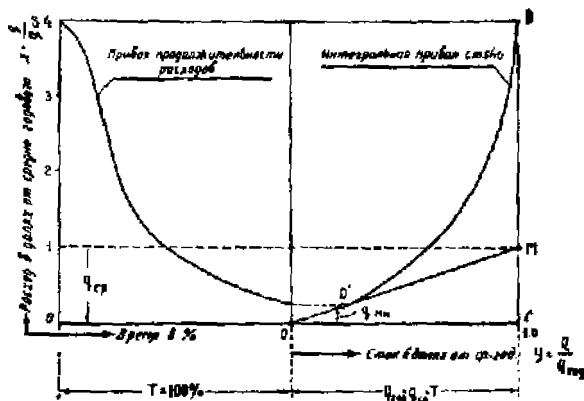
деллы (Gherardelli) [21], позволяющее связать гидрологическую характеристику с энергетической.

Из фиг. 5 имеем: по условиям построения, интегральная кривая 100%-ной обеспеченности пересекать вертикаль в точке M , соответствующей значению $q = q_{\text{ср}} = 1.0$. Линия DC проведена для $Q = Q_{\text{год}} = 1.0$. Обозначая расход в долях от среднего через $x = \frac{q}{q_{\text{ср}}}$, а сток — в долях от среднегодового:

$$y = \frac{Q}{Q_{\text{ср}}} = \frac{\int_0^q t \cdot dq}{T \cdot q_{\text{ср}}},$$

получаем:

$$dy = \frac{1}{T \cdot q_{\text{ср}}} t \cdot dq.$$



Фиг. 5

Производная $\frac{dy}{dx}$ в точке x представляет продолжительность расхода: $q = x \cdot q_{\text{ср}}$, а вторая производная дает частоту.

По фиг. 5 площадь $O'MD$ может быть выражена так:

$$\text{пл. } O'MD = \text{пл. } OCD - \text{пл. } OCM.$$

Далее:

$$\text{пл. } OCD = \int_0^1 x dy = \frac{1}{T \cdot q_{\text{ср}}^2} \int_0^{q_{\text{мк}}} q \cdot t \cdot dq.$$

Поскольку из кривой продолжительности $q = f(t)$ и $dq = f'(t) dt$, можно записать:

$$\text{пл. } OCD = \frac{1}{T \cdot q_{\text{ср}}^2} \int_T^0 q \cdot f'(t) \cdot t \cdot dt = \frac{1}{T \cdot q_{\text{ср}}^2} \int_T^0 \frac{d}{dt} \left(\frac{q^2}{2} \right) t dt,$$

или:

$$\text{пл. } OCD = \frac{1}{T \cdot q_{\text{ср}}^2} \left[\left| \frac{q^2}{2} t \right|_T^0 + \int_0^T \frac{q^2}{2} dt \right].$$

Выражение $\left| \frac{q^2}{2} t \right|_T^0$ равно нулю, так как при $t = T$, $q = 0$, а при $q = q_{\text{мк}}$, $t = 0$.

Таким образом,

$$\text{пл. } OCD = \frac{1}{T \cdot q_{\text{ср}}^2} \cdot \int_0^T \frac{q^2}{2} \cdot dt.$$

Из фиг. 5 пл. $OCM = \frac{1}{2}$ и, окончательно:

$$\text{пл. } O'MD = \frac{1}{T \cdot q_{\text{ср}}^2} \cdot \int_0^T \frac{q^2}{2} \cdot dt - \frac{1}{2}.$$

Сумма квадратичных отклонений от среднего может быть выражена:

$$\int_0^T (q - q_{\text{ср}})^2 \cdot dt = \int_0^T q^2 dt - 2q_{\text{ср}} \int_0^T q dt + q_{\text{ср}}^2 \cdot T.$$

Поскольку $\int_0^T q dt = Q_{\text{гол}} = q_{\text{ср}} \cdot T$, получаем:

$$\int_0^T (q - q_{\text{ср}})^2 dt = \int_0^T q^2 dt - Tq_{\text{ср}}^2.$$

Обозначая через c_v коэф-т вариации, можно записать:

$$c_v^2 = \frac{1}{T \cdot q_{\text{ср}}^2} \int_0^T q^2 dt - 1 = 2 \cdot \text{пл. } O'MD. \quad (4)$$

Следовательно, пл. $O'MD$ при представлении интегральной кривой в символических координатах эквивалентна половине квадрата коэф-та вариации расхода, отнесенного к среднеарифметическому расходу.

Фантоли (Fantoli) [19] предложил для интегральной кривой стока такое выражение:

$$y = 1 - e^{-x}. \quad (5)$$

Здесь $x = \frac{t}{n}$, где n — численный коэф-т.

Поскольку пл. OCD в этом случае представится:

$$\text{пл. } OCD = \int_0^\infty (1 - y) dx = \int_0^\infty e^{-\frac{x}{n}} \cdot dx = n,$$

можно, связывая с выведенным соотношением (4), записать:

$$c_v = \sqrt{2n - 1}. \quad (6)$$

Для итальянских альпийских горных рек Фантоли дает для n значения от 0.77 (р. Февер) до 1.80 (р. Арно).

А. Кутань [18] для кривой продолжительности дал выражение:

$$\frac{q - q_{\text{мин}}}{q_{\text{ср}} - q_{\text{мин}}} = (I + 1) \left(\frac{T + t}{t} \right)^I. \quad (7)$$

Здесь I — новый коэф-т (Irregularity coefficient), определяемый из того условия, что при

$$t = \frac{T}{2}, \quad q = q_{\text{см}},$$

$$\frac{q_{\text{см}} - q_{\text{мин}}}{q_{\text{ср}} - q_{\text{мин}}} = \frac{I + 1}{2^I}. \quad (8)$$

Теоретически, при полном зарегулировании $I = 1$; обычно значения I лежат между 2 и 5.

По выражению [7] для интегральной кривой, по А. Кутаню, получается:

$$y = x - \frac{I(x - q_{\text{мин}})^{1 + \frac{1}{I}}}{(I + 1)^{1 + \frac{1}{I}} (q_{\text{ср}} - q_{\text{мин}})^{\frac{1}{I}}}. \quad (9)$$

Эти выражения достаточно громоздки, и для расчетов пользоваться ими трудно.

2. Энергетическая характеристика ГЭС

В самом общем виде формула мощности ГЭС может быть записана:

$$N = 13.33 \cdot q \cdot H \cdot \eta \text{ л. с.} = 9.81 \cdot q \cdot H \cdot \eta \text{ кВт}, \quad (10)$$

где H — напор-разность отметок верхнего и нижнего бьефов: ∇ в. б. — ∇ н. б.,
 η — к. п. д. ГЭС = $\eta_0 \cdot \eta_r \cdot \eta_g$ (η_0 — к. п. д. сооружений, η_r — к. п. д. турбины, η_g — к. п. д. генератора).

Поскольку, как известно, можно представить

$$H = H(q),^1 \quad (11)$$

$$\eta = \eta(q, H), \quad (12)$$

последние зависимости, представляемые в виде кривых, могут быть рассматриваемы как кривые связи для перехода от гидрологической характеристики к энергетической, подобно тому как кривые связи типа $q = q(h)$ служили для перехода от кривых уровней к кривым расхода (фиг. 2).

При переводе гидрологических кривых в энергетические можно различать три случая:

- а) напор — постоянный, к. п. д. — постоянный;
- б) напор — переменный, к. п. д. — постоянный;
- в) напор — переменный, к. п. д. — переменный.

Независимо от случая, на основании зависимостей (11) и (12), возможно обращение кривых расходов в кривые мощности путем табличного пересчета отдельных точек.

Примерная запись такова (табл. 1):

Во всех случаях, особенно для третьего, требующего подчас особенно кропотливых и трудоемких подсчетов, могут быть применены графические методы построения.

I. При $H = \text{const}$ и $\eta = \text{const}$, очевидно:

$$N = A \cdot q, \quad (13)$$

где

$$A = 9.81 \cdot \eta \cdot H = \text{const}.$$

Таким образом, графики расходов выражают мощность в масштабе, в A раз меньшем. Достаточно пристроить к этим графикам новый масштаб, и все гидрологические кривые будут обращены в энергетические.

Это сделано на фиг. 3, где, кроме масштабов расходов q , показаны и масштабы мощности N .

Подобные случаи могут встретиться при высоконапорных установках с мало колеблющимся напором.

II. В случае $H = \text{var}$, $\eta = \text{const}$ получаем общее выражение:

$$N = B \cdot q \cdot H; \quad (14)$$

здесь

$$B = 9.81 \cdot \eta = \text{const}.$$

Если для расчетного года и определенного плана регулирования заданы кривая продолжительности расходов и кривая изменения напоров [$H = f_2(t)$],

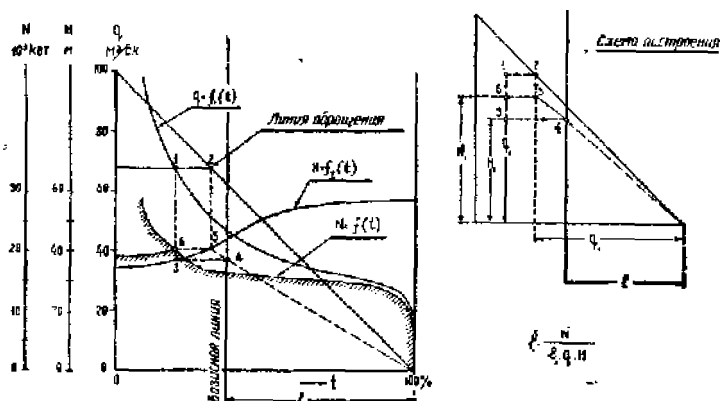
¹ Эта зависимость легко может быть построена по кривым: ∇ в. б. = $f(q)$ и ∇ н. б. = $f(q)$ для определенного плана регулирования.

Таблица 1

Месяц	Декада	η	H	q	N	Примечание

то для получения кривой продолжительности мощности, очевидно, необходимо перемножить их ординаты.

На фиг. 6 показано применение графического умножения для этих целей. Желаемый масштаб для кривой: $N=f(t)$ и масштабы, в которых заданы кри-



Фиг. 6. Графический метод построения кривой продолжительности мощности при переменном напоре и постоянном к. п. д.

вые продолжительности расходов и напоров, определяют величину полюсного расстояния l , а отсюда — положение базисной линии.

Для поворота одной из кривых (в нашем случае — кривой расходов) использована линия обращения.

На рис. 6 показан также случай, когда величина расчетного расхода ограничена.

III. Случай $H=\text{var}$, $\eta=\text{var}$ является наиболее сложным. Учет изменения к. п. д. может быть сделан, если уже выбраны тип и мощность агрегата, а отсюда и их число (z).

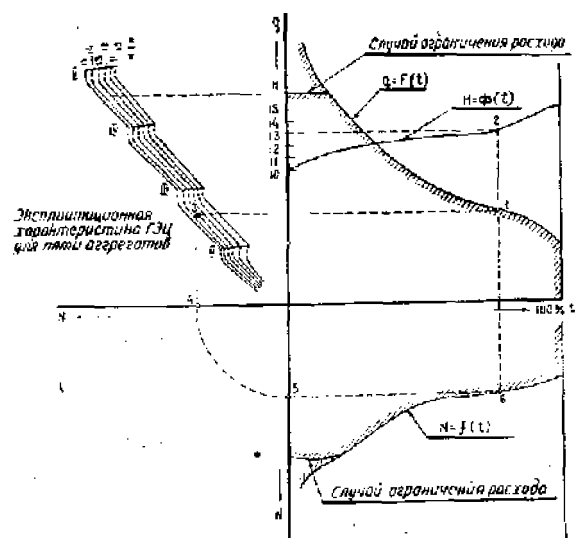
Такое построение можно произвести в заключительных стадиях расчета при сопоставлении различных типов агрегатов или вариантов разбивки установленной мощности.

Кривой связи $\eta=\eta(q, H)$ служит универсальная характеристика турбин.

Егнзаровым [6] предложен метод графического построения, основанный на использовании характеристики типа $N=f(H)$ с изолиниями q , что приводит к необходимости производства ряда дополнительных подсчетов, усложняющих построение.

Можно рекомендовать другой путь (фиг. 7).

Фиг. 7. Графический метод построения кривой продолжительности мощности при переменном напоре и переменном к. п. д.



любой заданной универсальной характеристике агрегата эксплуатационную характеристику, т. е. вида $N=f(q)$ с изолиниями H , по ней составляют экс-

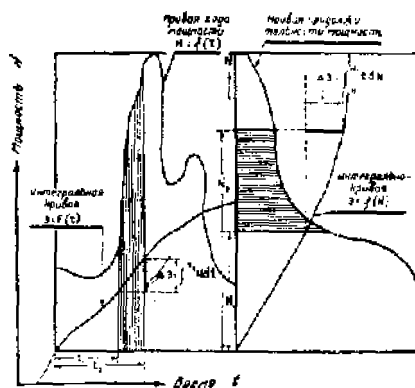
плодотворную характеристику ГЭЦ для агрегатов (Сейфулла) [14]. Соединив в квадрантах заданные кривые продолжительности расходов и напоров и построенную эксплуатационную характеристику ГЭЦ, легко простыми графическими приемами, как это показано на фиг. 7, получить не только искомую кривую продолжительности мощности, но и условия работы каждого агрегата.

Подобно обобщению графиков расходов в *объемные графики* хода продолжительности и интегральные, может быть сделано обобщение и в отношении графиков мощности. На фиг. 3 масштаб расходов q совмещен с масштабом мощностей N , а масштаб стока Q — с масштабом энергии $\mathcal{E}$. Характер, назначение и название кривых то же самое.

А. Людин (Ludin) [27] детально разработал методику пользования объемными графиками для расчетов по энергобалансу, которая вследствие своей сложности распространения не получила.

Необходимо особо остановиться на интегральных кривых, которые также могут быть двух типов.

На фиг. 8 показаны оба вида интегральных кривых. Особенно широкое применение в энергетических расчетах имеют интегральные кривые энергии (ИКЭ) вида:



Фиг. 8. Интегральные кривые энергии

$$\mathcal{E} = \int t \cdot dN.$$

Поскольку в расчетах по планированию электроэнергетического баланса все энергетические кривые строятся как для потребления-нагрузки (N), так и для выработки-покрытия (B), то для отличия будем записывать:

Интегральная кривая нагрузки (ИКН):

$$W = \int t \cdot dP. \quad (15)$$

Интегральная кривая выработки (ИКВ):

$$\mathcal{E} = \int t \cdot dN. \quad (16)$$

За границей эти кривые широко используются для расчетов по энергобалансу и особенно для целей гидроэнергетики.¹

Отметим еще раз, что все изложенное в отношении ИКЭ относится как к ИКН, так и к ИКВ.

¹ Впервые ИКН была применена для целей анализа электробаланса в Норвегии в 1900 г. (Teknisk Ukeblad, 1901, стр. 25). В Германии она известна под разными характерными названиями:

„relative Produktionskurve“, 1905, Норберг — Шульд (Norberg — Schulz) [31];

„Integrale Kurve“, 1913, Россандер (Rossander) [35];

„Arbeitssummenlinie“, 1923, Орниг (Ornig);

„Spitzensummenlinie“;

„Energieinhaltslinie“, 1931, Людин [28];

„Bereitstellungsleistungsbearbeitungsline“, 1933, Грушка (Hruschka) [25];

„Zeitarbeitsummenlinie“, Шнейдер (Schneider) [38].

В США ею пользовались: в 1908 г. Ифахлер (Pfahler) [20], в 1911 г. Серджент (Sargent) [20] и в 1914 г. — Гутчинсон (Hutchinson) [20].

Кривая называется: „kw-kwh curve“, „power energy curve“, „electric distribution curve“ — Ивакичи Хироэ (Iwakichi Hirose) [26].

В последние годы широко применяются ИКЭ во Франции и Италии [17].

3. Интегральная кривая энергии

Построение интегральной кривой энергии

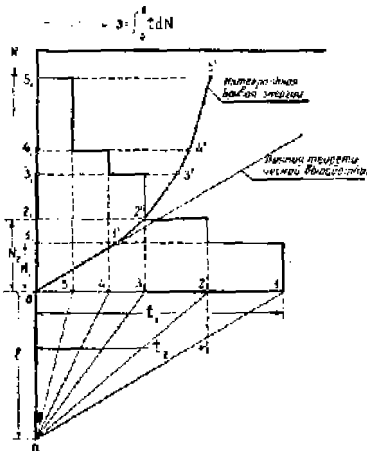
Помимо планиметрирования и аналитических подсчетов, широко применяется, благодаря скорости и легкости построения при достаточной точности, графический метод.

Изложим вкратце принцип графического интегрирования, применяемого для построения ИКЭ по графику продолжительности.

Из аналитического выражения ИКЭ $\mathcal{E} = \int_0^N t \cdot dN$ получается, что $\frac{d\mathcal{E}}{dN} = t$,

т. е. обеспеченность t в каждый данный момент выражается (в определенном масштабе) тангенсом угла наклона касательной и интегральной кривой с осью ординат (ось N).

При постоянном значении обеспеченности $t = \text{const}$ выработка $\mathcal{E}$ функции от N изменяется линейно, т. е. интегральная кривая постоянной обеспеченности есть наклонная прямая линия с угловым коэффициентом.



Фиг. 9. Графическое интегрирование кривой продолжительности мощности

Построение. Пусть график продолжительности задан в ступенчатом виде (фиг. 9); к такому виду может быть приведена известным способом выравнивания любая кривая.

Спросктируем его ступеньки на ось абсцисс t (точки 1, 2, 3, ...) и ось ординат N (точки 1₁, 2₁, 3₁, ...). Продолжим ось ординат вниз и на произвольном расстоянии l от начала координат зафиксируем полюс P . Из этого полюса проводим лучи в точку 1, а из начала координат на участке $t_1 = \text{const} = 1$, т. е. для интервала мощности N_1 строим прямую OI' параллельную лучу PI ; эта прямая и будет элементом ИКЭ.

Далее поступаем аналогично: проведя луч PI_2 , строим прямую $I'2'$, параллельную этому лучу, начав ее с точки I' (где окончилась интегральная кривая для участка при $t = t_1 = \text{const}$) на интервале изменения мощ-

ности в пределах $N_1 - N_2$ уже для $t = t_2 = \text{const}$ и т. д.

Доказательство. Из подобных $\triangle$ POI и OI_1I' следует: $\frac{OI}{OP} = \frac{I_1I'}{I_1O}$,

т. е. $I_1I' = \frac{I_1O \cdot IO}{OI} = \frac{Nt}{l}$, т. е. абсцисса интегральной кривой в определенном масштабе $\left(\frac{l}{I}\right)$ дает площадь части графика: $\mathcal{E}_1 = N_1 \cdot t_1$.

Величина полюсного расстояния l зависит от масштабов, в которых откладываются величины: N , t и $\mathcal{E}$. Если единичные масштабы, т. е. число единиц измеряемой величины (квт, час или квтч) в линейных единицах чертежа (напр. в 1 см) обозначим через:

$$\mu_N, \mu_t, \mu_{\mathcal{E}},$$

тогда по чертежу:

$$OI_1 = N_1 \cdot \mu_N; \quad OI = t_1 \cdot \mu_t$$

и если $I_1I' = \mathcal{E}_1 = \mu_{\mathcal{E}}$,

тогда

$$\mathcal{E}_1 = \frac{N_1 \cdot \mu_N \cdot t_1 \cdot \mu_t}{\mu_{\mathcal{E}}},$$

т. е.

$$l = \frac{\mu_{\mathcal{E}}}{\mu_N \cdot \mu_t}.$$

Пример. Пусть масштабы кривой продолжительности были:

$\mu_N = 1000$ квт в 1 см,

$\mu_t = 365$ час. в 1 см/год $= 24$ см и для строящейся ИКЭ принимается:

$\mu_E = 5 \cdot 10^6$ квтч в 1 см, тогда полюсное расстояние должно быть:

$$l = \frac{5 \cdot 10^6}{1000 \cdot 365} = 13.7 \text{ см.}$$

Вычислив аналитически для одного из участков ИКЭ значение $\mathcal{E}$, очевидно, можно обратным построением графически определить положение полюса Π , а отсюда — и величины полюсного расстояния l .

Если бы мощность имела 100%-ную обеспеченность (8760 час. в году, т. е. график продолжительности представлял бы горизонтальную прямую линию), тогда ИКЭ превратилась бы в прямую линию, наклоненную к оси t . Эта прямая должна быть касательной к ИКЭ в точке, где обеспеченность мощности становится меньше 100%, сливаясь с ней до этой точки.

В дальнейшем эту прямую будем называть *прямой теоретической выработки*.

Для облегчения графического построения ИКЭ можно рекомендовать следующую схему (фиг. 10).

За полюсное расстояние принимаем $l = N_{\text{мк}}$ и совмещаем полюс Π с началом координат; таким образом, вместо проектирования ступенек графика на ось t они проектируются на горизонтальную линию 13 .

Первый луч (фиг. 9—11) и является в то же время начальной частью ИКЭ, а продолженный до точки 3 — прямой теоретической выработки.

Масштаб ИКЭ легко определяется из тех соображений, что отрезок 13 должен равняться $(N_{\text{мк}} \cdot 8760)$ квтч.

ИКЭ является универсальной кривой, позволяя посредством изменения масштабов и несложных графических построений получать ряд показателей и производных кривых, необходимых для энергетических, техно-экономических и водохозяйственных расчетов. Рассмотрим наиболее важные из этих построений.

А. Линия выравнивания

Целый ряд расчетов по электроэнергетическому балансу и регулированию требует проведения *линий выравнивания*, т. е. таких линий, при которых на графике (хронологическом или продолжительности) площадь провалов ниже линии выравнивания (энергия заряда) находилась в каком-то определенном соотношении с площадью пиков выше линии выравнивания (энергией разряда).

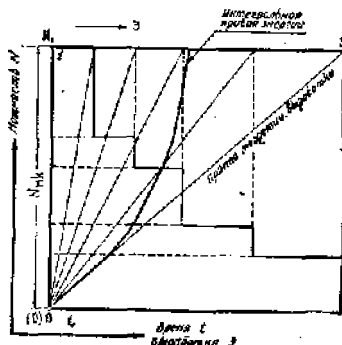
При регулировании на гидроустановках обычно $\mathcal{E}_{\text{зар}} = \mathcal{E}_{\text{раз}}$, т. е. линия выравнивания совпадает с линией средней мощности, так как к. п. д. аккумулярования равен единице. При использовании же гидравлических или других аккумуляторных установок $\mathcal{E}_{\text{зар}} > \mathcal{E}_{\text{раз}}$, так как к. п. д. аккумулятора $\eta_{\text{ак}} < 1$, т. е.

$$\mathcal{E}_{\text{зар}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{раз}}}{\eta_{\text{ак}}}. \quad (18)$$

ИКЭ позволяет легко определить линию выравнивания в различных случаях.

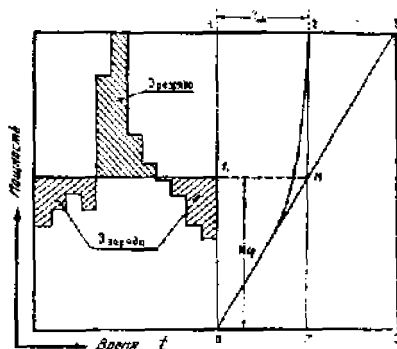
а) Определение линии средней мощности для всего графика (фиг. 11)

Построение. Из конечной точки ИКЭ 2 опускается перпендикуляр на ось абсцисс 22'; пересечение его с прямой теоретической выработки $O3$ в точке M определяет положение линии средней мощности.

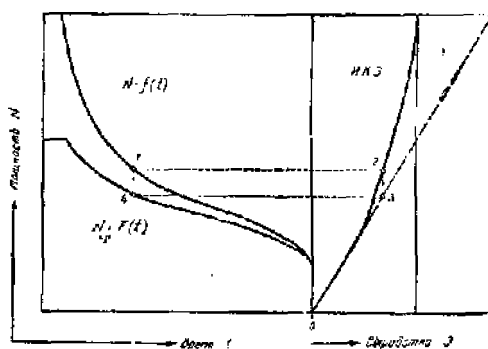


Фиг. 10. Рекомендуемая схема графического построения ИКЭ

Доказательство. Точка M соответствует значению мощности $N_{\text{ср}}$, для которой теоретическая выработка $I_1 M$ равна полной выработке по графику, т. е. $I_1 M = I_2 = \Sigma_{\text{мк}}$. Пользуясь этим свойством ИКЭ, можно графически строить так называемую кривую продолжительности средних мощностей, т. е. кривую $N_{\text{ср}} = F(t)$.



Фиг. 11. Определение линии средней мощности для всего графика



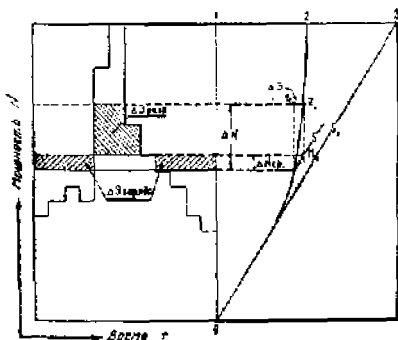
Фиг. 12. Построение кривой продолжительности средних мощностей

На фиг. 12 показано такое построение. Пунктирная линия указывает порядок для одной точки.

Подобные построения широко применяются в водохозяйственных расчетах, в частности в Италии [17]. В четвертой части настоящего исследования показано ее применение для энергетических расчетов. Отметим только, что поскольку $N_{\text{ср}} \cdot T = \Sigma$, то кривая $N_{\text{ср}} = F(t)$ является по существу трансформацией самой ИКЭ, что определяет ряд ее особенностей.

б) Определение линии средней мощности для части графика (фиг. 13)

Построение. По ИКЭ определяется выработка: $\Delta \Sigma = I_1 \Delta t$, соответствующая заданной мощности части графика ΔN . Из точки O_1 проводится луч параллельно прямой теоретической выработки. Пересечение этого луча с перпендикуляром из точки 2_1 определяет точку M_1 , а отсюда — и положение линии средней мощности.



Фиг. 13. Определение линии средней мощности для части графика

Доказательство. Во всем подобно предыдущему случаю.

Б. Коэффициент использования

Как известно, коэф-т использования максимальной мощности выражается:

$$\delta = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{мк}}},$$

или в часах:

$$h_{\text{мк}} = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{мк}}} \cdot 8760.$$

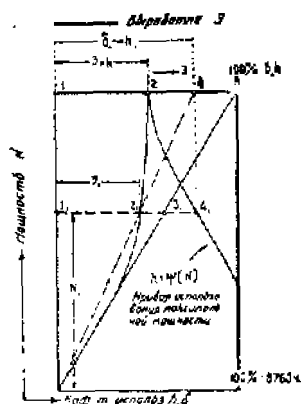
а) Определение коэффициента использования максимальной мощности (фиг. 14)

Построение. Приняв отрезок 13 за $100\%_{10}$ или 8760 час., определяют значение отрезка 12 в этом же масштабе, что и дает величину $\delta_{\text{мк}}$ или соответственно $h_{\text{мк}}$.

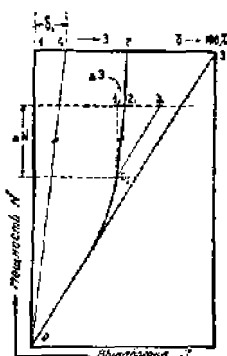
Доказательство. Из построения ИКЭ известно, что $\mathcal{E}_{\text{мк}} = 12 = N_{\text{ср}} \cdot 8760$; с другой стороны: $13 = N_{\text{мк}} \cdot 8760$ и, следовательно: $\frac{12}{13} = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{мк}}} = \delta_{\text{мк}}$.

б) *Определение коэффициента использования для любого значения мощности (фиг. 14)*

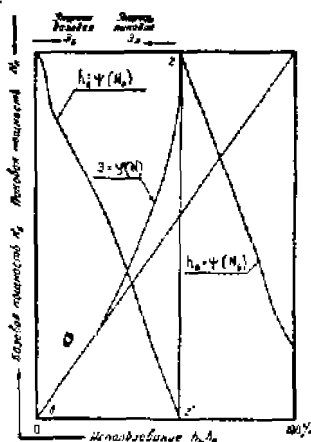
Построение. Определяем для заданного значения мощности N_1 соответствующую ему выработку: $\mathcal{E}_1 = I_1 2_1$. Проведем из начала координат луч $O2$, тогда пересечение этого луча в точке 4 с прямой 13 и дает значение $\delta_1 = 14$ в процентах, в масштабе, при котором отрезок 13 принят за 100% . Если же отрезок 13 приравнять 8760 часам, то 14 дает значение коэф-та использования в часах h_1 . Сносим эту точку на линию горизонталь N_1 (точка 4) и проводя подобное построение для всех других точек ИКЭ, можно построить кривую коэф-та использования: $h = \varphi(N)$.



Фиг. 14. Построение кривой коэф-та использования максимальной мощности для всего графика



Фиг. 15. Определение коэф-та использования для части графика



Фиг. 16. Построение кривых использования базовой и пиковой мощности

Доказательство. По чертежу: $I_1 2_1 = \mathcal{E}_1 = N_{\text{ср}} \cdot 8760$ и $I_1 3_1 = N_1 \cdot 8760$. Из подобных Δ -ков $O I_1 3_1$ и $O 13$ получаем:

$$\frac{I_1 2_1}{I_1 3_1} = \frac{14}{13}, \text{ или } 14 = \left[\frac{I_1 2_1}{I_1 3_1} \right] \cdot 13 = \left[\frac{N_{\text{ср}}}{N_1} \right] \cdot 13 = \delta_1.$$

в) *Определение коэффициента использования для части графика (фиг. 15)*

Построение. Для части графика мощностью $\Delta N = O_1 I_1$ соответствующая выработка: $\Delta \mathcal{E} = I_1 2_1$. Проведем из начала координат луч, параллельный лучу $O_1 2_1$, и тогда 14 в масштабе $13 = 100\%$ дает значение коэф-та использования δ_1 .

Доказательство. Проводим $O_1 3_1$ параллельно $O3$, получаем $I_1 3_1 = \Delta N \cdot 8760$. Из подобных Δ -ков $O 13$ и $O_1 I_1 3_1$ следует $\frac{I_1 2_1}{I_1 3_1} = \frac{14}{13}$, т. е.

$$14 = \left[\frac{I_1 2_1}{I_1 3_1} \right] \cdot 13 = \left[\frac{\Delta \mathcal{E}}{\Delta N \cdot 8760} \right] \cdot 13 = \delta_1.$$

В. Работа пиковой и базовой станции (фиг. 16)

При анализе плана покрытия нагрузки заданной ИКЭ ставится вопрос о разделении нагрузки по мощности и по выработке между пиковой и базовой станциями.

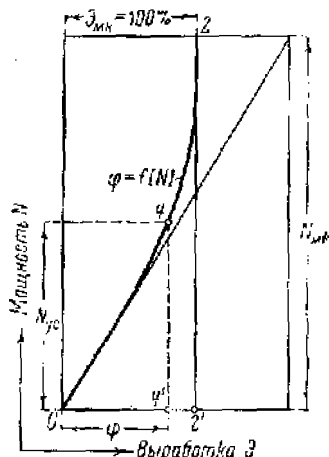
Построение. Проводится вертикаль 22'. Если $N_{\text{мк}}$ разбивается на N_6 и N_n , то соответственные выработки составят: $\mathcal{E}_6$ и $\mathcal{E}_n$ в сумме $\mathcal{E}_{\text{мк}}$.

Для удобства N_n имеет отсчет сверху вниз, а $\mathcal{E}_n$ — справа налево. Пользуясь изложенными ранее методами, легко построить в таком случае кривые использования пиковой и базовой мощности (фиг. 16) (по Людину — Spitzenbelastungskurve, Grundbelastungskurve):

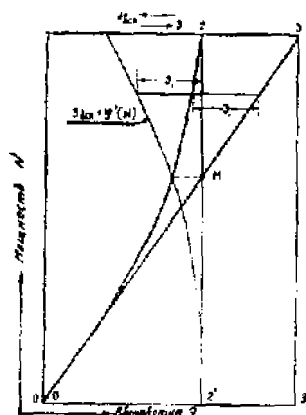
$$h_n = \psi(N_n) \quad \text{и} \quad h_6 = \phi(N_6).$$

Г. Степень использования энергии реки (фиг. 17)

Пусть $N_{\text{мк}}$ — максимальная, возможная к использованию мощность, которой соответствует выработка $\mathcal{E}_{\text{мк}}$. При установленной мощности $N_{\text{ус}}$ отдача составит $\mathcal{E}_{\text{ус}}$ и показатель использования энергии реки представится: $\varphi = \frac{\mathcal{E}_{\text{ус}}}{\mathcal{E}_{\text{мк}}}$.



Фиг. 17. Определение степени использования энергии реки



Фиг. 18. Построение кривой выработки вспомогательной ЭЦ

Построение. Проводим вертикаль 22' и, приняв отрезок $O2'$ за 100%, проектируем для заданной $N_{\text{ус}}$ точку 4 на ось абсцисс (4') и тогда $O4'$ определяет величину использования энергии реки.

Доказательство. Отношение $\frac{O4'}{O2'} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ус}}}{\mathcal{E}_{\text{мк}}} = \varphi$. В общем при масштабе $O2' — 100\%$ -ая кривая ИКЭ одновременно является кривой: $\varphi = f(N)$.

Д. Работа вспомогательной ЭЦ (фиг. 18)

Если ИКЭ строить для ГЭС, а нагрузку, подлежащую покрытию, считать соответствующей 100%-му использованию мощности, т. е. положить, что прямая теоретической выработки представляет ИКН, тогда расстояние по абсциссе от ИКЭ до прямой теоретической выработки дает для каждой данной мощности величину $\mathcal{E}_{\text{всп}}$ необходимой выработки вспомогательной ЭЦ.

Если значения $\mathcal{E}_{\text{всп}}$ отложить влево от вертикали 22', то получим кривую $\mathcal{E}_{\text{всп}} = \varphi'(N)$.

При наличии полного регулирования ГЭС в состоянии покрыть предельно $\mathcal{E}_{\text{мк}}$, что соответствует пересечению кривой $\mathcal{E}_{\text{всп}} = \varphi'(N)$ с ИКЭ (точка М). Из чертежа видно, что часть энергии ГЭС должна быть аккумулирована. Этот пример совпадает со случаем, рассмотренным ранее (определение линии выравнивания).

Е. Работа гидроаккумуляторной установки (ГАУ) (фиг. 19)

Обычно ГАУ рассчитывается на сутки. В данном случае ИКЭ представляет ИКН для каких-нибудь характерных расчетных суток. Задача формулируется следующим образом: определить мощность, при которой площадь провалов ($\mathcal{E}_{\text{зар}}$) и площадь пиков ($\mathcal{E}_{\text{раз}}$) находились в соотношении:

$$\mathcal{E}_{\text{раз}} = \eta_{\text{ак}} \cdot \mathcal{E}_{\text{зар}},$$

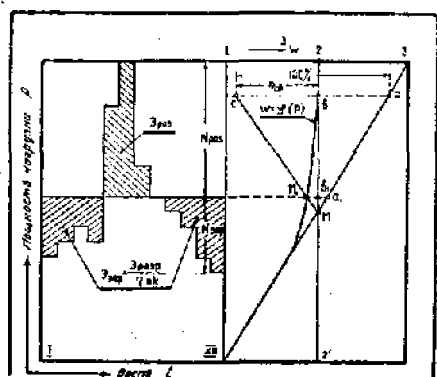
где:

$$\eta_{\text{ак}} = \text{к. п. д. ГАУ.}$$

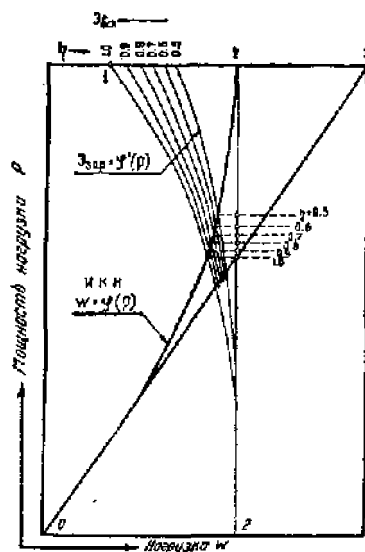
Построение. Из любой точки в вертикали 22' проводим горизонтальную линию abc так, чтобы было соблюдено условие:

$$cb = \left[\frac{\eta_{\text{ак}}}{1 - \eta_{\text{ак}}} \right] \cdot ab,$$

т. е. если $ac = 100\%$, то $bc = \eta_{\text{ак}}\%$



Фиг. 19. Определение линии выравнивания для всего графика



Фиг. 20. Определение параметров ГАУ при разных значениях к. п. д. аккумулярования

Определив известным построением точку M (средней линии), соединяем ее с точкой c ; пересечение этой прямой с ИКН в точке M_1 определяет положение искомой линии, т. е.

$$\frac{M_1 b_1}{M_1 a_1} = \frac{\mathcal{E}_{\text{раз}}}{\mathcal{E}_{\text{зар}}} = \eta_{\text{ак}}.$$

Доказательство. Из подобных Δ -ков Mca и MM_1a имеем:

$$\frac{cb}{ca} = \frac{M_1 b_1}{M_1 a_1} = \frac{\mathcal{E}_{\text{раз}}}{\mathcal{E}_{\text{зар}}} = \eta_{\text{ак}}.$$

Так как $ca = cb + ba$, а по условию построения $ab = \left(\frac{1}{\eta_{\text{ак}}} - 1 \right) \cdot cb$, то

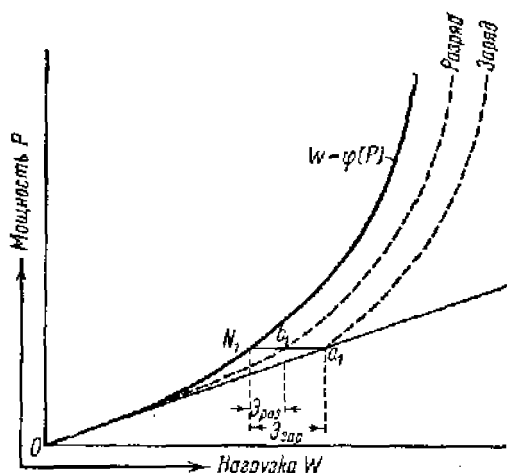
$$\frac{cb}{ca} = \frac{1}{1 + \left(\frac{1}{\eta_{\text{ак}}} - 1 \right)} = \eta_{\text{ак}}.$$

Другой метод решения задачи основан на использовании кривых $\mathcal{E}_{\text{всп}} = \varphi'(N)$. В данном случае, очевидно, $\mathcal{E}_{\text{всп}} = \mathcal{E}_{\text{зар}}$.

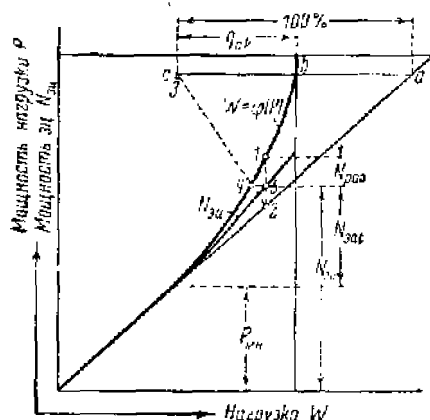
Построив кривую $\mathcal{E}_{\text{зар}} = \varphi'(P)$, разбиваем ее абсциссы (отсчитываемые от оси 22') на равные части (на фиг. 20 на 10 частей) и, проводя соответствующие кривые, получим: $\mathcal{E}_{\text{зар}} = \varphi'(P)$ при разных значениях к. п. д. ГАУ: 0.9, 0.8, 0.7 и т. д.

Из построения видно, что пересечение этих кривых с ИКН и определяет положение линии выравнивания при соответствующем $\eta_{\text{ак}}$.

В случае, если условия работы ГАУ заданы, т. е. установлен объем заряда $\mathcal{E}_{\text{зар}}$ и к. п. д. $\eta_{\text{ак}}$, то построением дополнительных ИКН на расстоянии: $\mathcal{E}_{\text{зар}}$ и $\mathcal{E}_{\text{раз}}$ (фиг. 21) можно получить график, позволяющий решать все необходимые вопросы.



Фиг. 21. Определение условий работы ГАУ при заданном объеме ($\mathcal{E}_{\text{зар}}$) и к. п. д. ($\eta_{\text{ак}}$) аккумулярования



Фиг. 22. Графический анализ условий включения ГАУ при заданном к. п. д. аккумулярования

Пользуясь изложенным методом определения линии выравнивания, можно при заданном $\eta_{\text{ак}}$ построить зависимость: $N_{\text{эл}} = f(P)$, т. е. мощность ЭЦ в зависимости от мощности нагрузки. Схема этого построения ясна из фиг. 22, где ход анализа показан цифрами.

Ж. Примеры применения ИКЭ

Пользуясь ИКЭ, можно решать все основные задачи по распределению нагрузок в энергосистеме. На фиг. 23 показаны шесть вариантов включения ГЭЦ в ЭЭС и работу ГАУ.

Первый случай представляет работу нерегулируемой ГЭЦ, которая используется в базе графика. При этом, очевидно, часть гидроэнергии ($\mathcal{E}_{\text{пот}}$) теряется и не может быть использована. Установленная мощность ГЭЦ определяется мощностью по воде: $N_{\text{уе}} = N_{\text{н}}$.

Второй случай является оптимальным. ГЭЦ имеет необходимого размера суточное регулирование и $N_{\text{в}} = P_{\text{вр}}$, т. е. вся гидроэнергия используется полностью. В таком случае, очевидно, $N_{\text{уе}} = P_{\text{вк}}$.

Если $N_{\text{н}}$ будет больше $P_{\text{вр}}$, то при наличии одного только суточного регулирования часть гидроэнергии неизбежно будет теряться, как это показано в III случае.

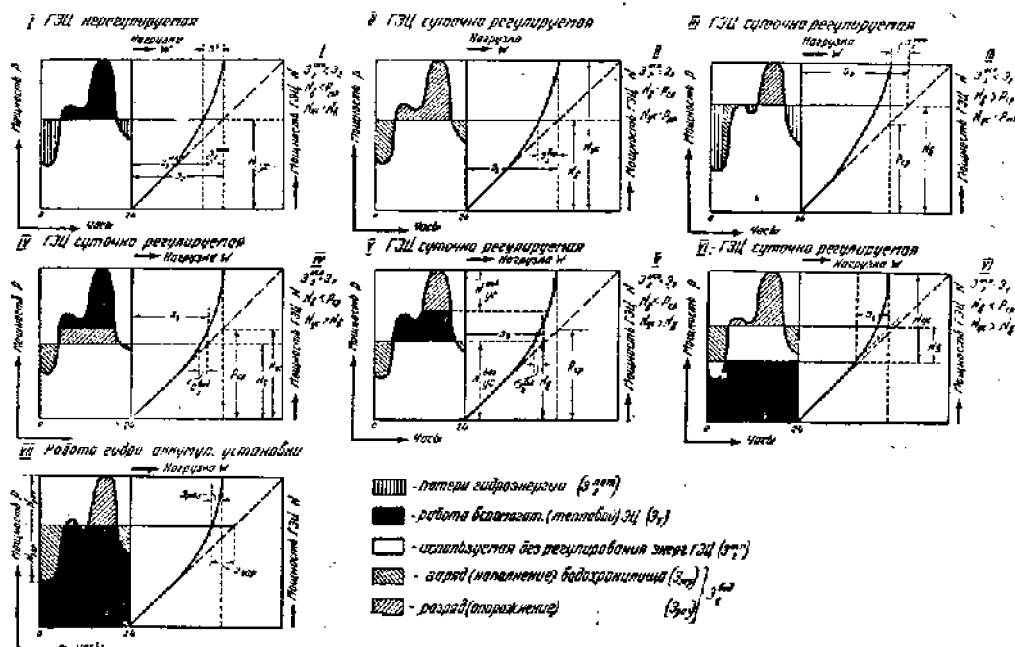
Случай IV и V относятся к работе ГЭЦ с суточным регулированием, но когда $N_{\text{в}} < P_{\text{вр}}$. В обоих случаях ГЭЦ покрывает базовую часть графика, зарегулированная же энергия ($\mathcal{E}_{\text{вод}}$) используется в зависимости от объема регулирования либо в средненизовой части графика (случай IV), либо в пиковой (случай V). На рисунке показано, как просто и легко при помощи ИКН определяется в обоих случаях значение мощности ГЭЦ и вспомогательной ЭЦ.

Случай VI отличается от предыдущего тем, что вся гидроэнергия вливается в пик. Этот случай является наиболее распространенным. Решение не отличается от предыдущих. Наконец, случай VII относится к варианту работы ГАУ.

На чертеже показано, как определяются мощности заряда (насосов) и разряда (турбин).

* * *

Удобство работы с ИКЭ привлекли к ней внимание и советских энергетиков, в первую очередь гидроэнергетиков. Ею пользовались Веленеев [2], Мостков [11] и Самородов [13]. Все же до сих пор она еще недостаточно



Фиг. 23. Варианты использования ГЭС для покрытия суточного графика нагрузки

проникла в нашу практику планирования и проектирования ЭЭС. Отдельные конкретные приложения этой кривой приводятся ниже в различных разделах исследования.

4. Аналитическое выражение энергетических характеристик ГЭС

В разделе, рассматривающем гидрологические характеристики, были приведены аналитические выражения для кривых продолжительности расхода и интегральных кривых стока Фантоли и А. Кутань. Поскольку характер гидрологических и энергетических кривых одинаков, очевидно эти аналитические выражения могут быть использованы и для энергетических характеристик так же, как и выражения для последних могут быть применены для гидрологических кривых.

Аналитическое выражение характеристик в отдельных видах расчетов, главным образом по регулированию, и в технико-экономических, позволяет иногда значительно упростить самый расчет, сводя сложные построения к решению уравнений. С другой стороны, аналитическое выражение позволяет обобщить и сопоставить характеристики различных объектов и т. п. Особенно плодотворно комбинирование графических и аналитических методов расчета.

Большое значение может иметь установление связи между энергетической и гидрологической характеристиками при помощи аналитического их выражения.

К аналитическим выражениям шли и от гидрологических расчетов (А. Кутань, А. Фантоли, Де Марки, Л. Герарделли и др.), и от энергетических (Норберг-Шульц, Ивакини Хироме и др.). Большинство из них исходило из

задач анализа и планирования расходной части электробаланса, т. е. кривых продолжительности нагрузок и интегральной кривой нагрузки (ИКН). Особую группу представляют исследователи,шедшие от ГЭЦ, т. е. от приходной части электробаланса — Грабшейд (Grabscheid), Смолинский (Smolinsky), А. Людин, Мостков и др.

Поскольку во всех случаях аналитическое выражение получается путем подбора уравнения для кривой продолжительности, уравнение для интегральной кривой является производным из первого и не всегда поэтому имеет удобную формулу (пример с уравнением Кутань и др.). В этом отношении заслуживают внимания предложения эмпирических формул для интегральных кривых энергии (Норберг-Шульц, Мостков), позволяющие значительно упростить аналитическое выражение.

Предлагаемые для кривой продолжительности формулы либо дают зависимость: $N = N(t)$, либо обратную, т. е. $t = t(N)$.

Из формулы первого типа наибольшая точность может быть получена путем представления искомой зависимости в виде параболы достаточно высокого порядка:

$$N = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + a_3 t^3 + \dots + a_k t^k. \quad (15)$$

Для нахождения постоянных коэф-тов: $a_0, a_1, \dots, a_k$ может быть применен метод академика Чебышева. Контрольные подсчеты показывают, что для практических целей достаточно ограничиться показателем третьей степени, т. е. уравнение (15) приводится к параболе третьего порядка

$$N = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + a_3 t^3. \quad (16)$$

При ограничении, например, лишь двенадцатью характерными точками значения этих коэф-тов вычисляются очень легко.

Еще более простым, но менее точным является представление кривой продолжительности в виде квадратичной параболы (Грабшейд) [24], но для зависимости вида $t = t(N)$, т. е.

$$t = aN^2 + bN + c \quad (17)$$

коэф-ты a, b, c определяются методом наименьших квадратов.

Более сложное выражение подобной же структуры предлагается Ивакихи Хиросе [26]:

$$t = \alpha' (N_{\text{мк}} - N) + \beta' (N_{\text{мк}} - N)^2, \quad (18)$$

где α' и β' — постоянные коэф-ты.

Приведенные выше формулы дают возможность путем интегрирования получить выражение для интегральной кривой энергии.

Так из формулы Грабшейда (17) получаем

$$\Theta = \int (aN^2 + bN + c) dN = \frac{aN^3}{3} + \frac{bN^2}{2} + cN + d.$$

Из формулы Ивакихи Хиросе (18) для прямолинейной части ИКЭ, т. е. при $N < N_{\text{мк}}$, $\Theta = 8760 \cdot N$.

Для криволинейной части, т. е. при $N_{\text{мк}} \leq N < N_{\text{н}}$

$$\Theta = \int_{N_{\text{мк}}}^N t dN = \frac{1}{2} \alpha' (N_{\text{мк}} - N)^2 + \frac{1}{3} \beta' (N_{\text{мк}} - N)^3,$$

или

$$\Theta = \alpha (N_{\text{мк}} - N)^2 + \beta (N_{\text{мк}} - N)^3. \quad (19)$$

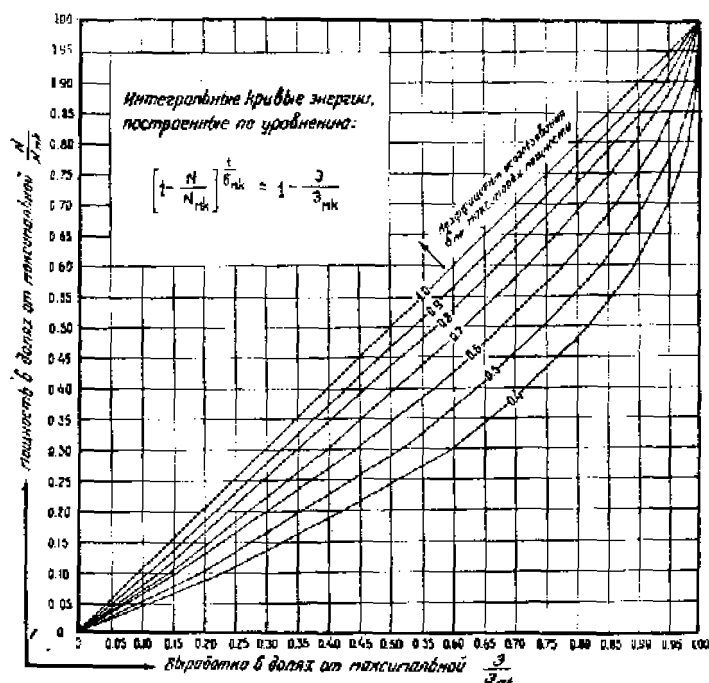
Естественно стремление для удобства расчетов подобрать эмпирическое выражение непосредственно для интегральной кривой. Норберг-Шульцем предложено аналитическое выражение для ИКН.

Представляя кривую в координатах, изменяющихся от 0 до 1.0, т. е. при $N_{\text{мк}} = 1.0$ и $\mathcal{E}_{\text{мк}} = 1.0$ (фиг. 24), Норберг-Шульц считал достаточным, чтобы уравнение удовлетворяло следующим условиям:

- 1) при $N = 0$, $\mathcal{E} = 0$;
- 2) при $N = 1.0$, $\mathcal{E} = 1.0$;
- 3) при коэф-те использования $\delta = \frac{\mathcal{E}}{N} = 1.0$, $N = \mathcal{E}$;
- 4) при $\delta = 0$ кривая сливается с осью абсцисс.

Эти четыре условия выражаются таким эмпирическим уравнением:

$$\left(1 - \frac{N}{N_{\text{мк}}}\right)^{\frac{1}{\delta_{\text{мк}}}} = 1 - \frac{\mathcal{E}}{\mathcal{E}_{\text{мк}}} \quad (20)$$



Фиг. 24

На фиг. 24 показана серия кривых, построенных по этому уравнению, а на фиг. 25 приведена построенная номограмма для определения $\mathcal{E} = \varphi(N)$ при заданном коэф-те использования максимальной мощности: $\delta_{\text{мк}}$.

Отличаясь исключительной простотой по форме, это уравнение не всегда обеспечивает достаточную точность, так как при заданном $\delta_{\text{мк}}$ определяет лишь одну единственную кривую.

Выражение, предложенное Норберг-Шульцем, позволяет произвести ряд аналитических расчетов.

Разбивая максимальную мощность и выработку на части базовую и пиковую, можно записать:

$$N_{\text{мк}} = N_{\text{б}} + N_{\text{п}}; \quad \mathcal{E}_{\text{мк}} = \mathcal{E}_{\text{б}} + \mathcal{E}_{\text{п}}.$$

Соответственно:

$$\frac{N_{\text{б}}}{N_{\text{мк}}} + \frac{N_{\text{п}}}{N_{\text{мк}}} = 1; \quad \frac{\mathcal{E}_{\text{б}}}{\mathcal{E}_{\text{мк}}} + \frac{\mathcal{E}_{\text{п}}}{\mathcal{E}_{\text{мк}}} = 1.$$

Отсюда, из основного уравнения (20), получаем:

$$\left(\frac{N_p}{N_{mk}} \right)^{\frac{1}{\delta_{mk}}} = \frac{\mathcal{E}_p}{\mathcal{E}_{mk}}. \quad (21)$$

Это уравнение позволяет вычислить пиковую часть выработки ЭЦ.

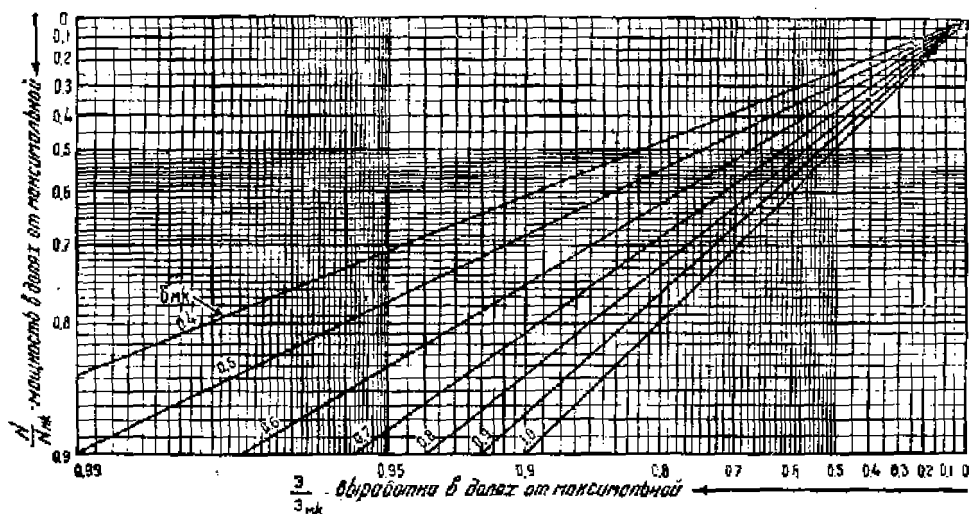
Поскольку вообще $\delta_{mk} = \frac{\mathcal{E}_{mk}}{N_{mk} \cdot 8760}$, для пиковой мощности коэф-т использования запишется: $\delta_p = \frac{\mathcal{E}_p}{N_p \cdot 8760}$.

Умножая и деля правую часть последнего уравнения на δ_{mk} , получаем:

$$\delta_p = \left(\frac{\mathcal{E}_p}{\mathcal{E}_{mk}} \right) \cdot \left(\frac{N_{mk}}{N_p} \right) \cdot \delta_{mk},$$

что, пользуясь выражением (21), может быть приведено к виду:

$$\delta_p = \left(\frac{N_p}{N_{mk}} \right)^{\frac{1}{\delta} - 1} \cdot \delta. \quad (22)$$



Фиг. 25. Номограмма уравнения $\left(1 - \frac{N}{N_{mk}}\right)^{\frac{1}{\delta_{mk}}} = \frac{\mathcal{E}_p}{\mathcal{E}_{mk}}$

На фиг. 26 приведена номограмма этого уравнения.

Аналогично предыдущему может быть выведено уравнение для коэф-та использования базовой мощности:

$$\begin{aligned} \delta_b &= \frac{\mathcal{E}_b}{N_b \cdot 8760} = \frac{\mathcal{E}_{mk} - \mathcal{E}_p}{N_b \cdot 8760} = \frac{\delta_{mk} \left(1 - \frac{\mathcal{E}_p}{\mathcal{E}_{mk}}\right)}{\frac{N_b}{N_{mk}}}, \\ \delta_b &= \frac{\delta_{mk} \left[1 - \left(1 - \frac{N_b}{N_{mk}}\right)^{\frac{1}{\delta_{mk}}}\right]}{\frac{N_b}{N_{mk}}}. \end{aligned} \quad (23)$$

Если рассмотреть приращение пиковой мощности ΔN_p , то коэф-т использования, соответствующий этому приращению, δ_x , может быть определен из следующего уравнения:

$$\Delta N_p \cdot \delta_x \cdot 8760 = [N_p + \Delta N_p] [\delta_p + \Delta \delta_p] 8760 - N_p \cdot \delta_p \cdot 8760,$$

откуда

$$\delta_x = \delta_n + N_n \frac{\Delta \delta_n}{\Delta N_n}.$$

Подставляя в это выражение δ_n из (22) и дифференцируя, получим:

$$\delta_x = \left(\frac{N_n}{N_{MK}} \right)^{\frac{1}{\delta_{MK}} - 1} \cdot \delta_{MK} + \left(\frac{N_n}{N_{MK}} \right)^{\frac{1}{\delta_{MK}} - 1} \left(\frac{N_n}{N_{MK}} \right)^{\frac{1}{\delta_{MK}} - 2} \cdot \delta_{MK},$$

$$\delta_n = \delta_x - \delta_{MK}. \quad (24)$$

Наиболее удобным выражением для ИКЭ надо считать уравнение, предложенное Мостковым [11]; оно имеет такой вид (фиг. 27):

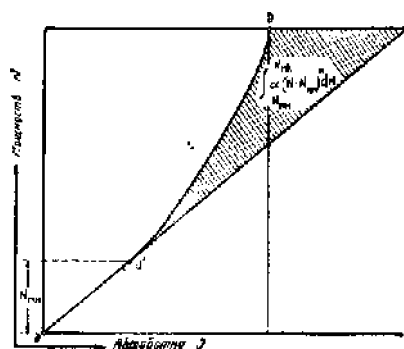
$$\Theta = 8760 \cdot N - a(N - N_{MH})^n. \quad (25)$$

Тут a и n — постоянные величины.

Из формулы видно, что при $N = N_{MH}$ $\Theta = 8760 \cdot N_{MH}$.

Число часов использования будет выражаться

$$h = \frac{\Theta}{N} = 8760 - \frac{a(N - N_{MH})^n}{N}. \quad (26)$$



Фиг. 27

Использование дополнительной мощности или обеспеченность выражается:

$$t = \Delta h = \frac{d\Theta}{dN} = 8760 - na(N - N_{MH})^{n-1}. \quad (27)$$

Для определения значений постоянных величин a и n можно применить различные приемы. Самый простой способ — это по двум точкам ИКЭ.

Пусть задано (N_1, Θ_1) и (N_2, Θ_2) ;

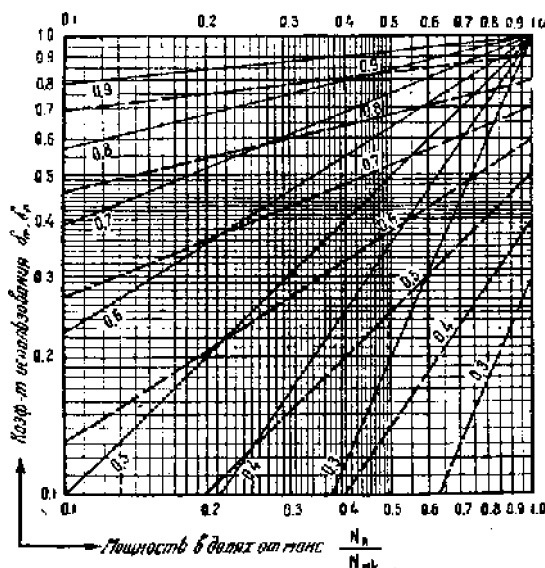
тогда

$$\Theta_1 = N_1 \cdot 8760 - a(N_1 - N_{MH})^n,$$

$$\Theta_2 = N_2 \cdot 8760 - a(N_2 - N_{MH})^n,$$

откуда:

$$n = \frac{\lg \frac{\Theta_1 - 8760 \cdot N_1}{\Theta_2 - 8760 \cdot N_2}}{\lg \frac{N_1 - N_{MH}}{N_2 - N_{MH}}}, \quad (28)$$



Фиг. 26. Номограмма уравнений:

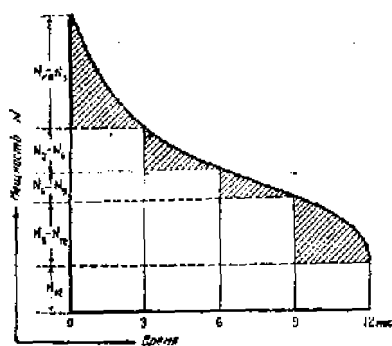
$$\alpha = \frac{(\mathcal{E}_2 - 8760 \cdot N_2) - (\mathcal{E}_1 - 8760 \cdot N_1)}{(N_1 - N_{\text{мин}})^n + (N_2 - N_{\text{мин}})^n} \quad (29)$$

Можно, зная $N = N_{\text{эк}}$ и приравняв $\frac{d\mathcal{E}}{dN} = 0$, получить

$$n = (N_{\text{эк}} - N_{\text{мин}})^{n-1} = \frac{8760}{\alpha} \quad (30)$$

Откуда определяется значение коэф-та n .

Для получения величины α Мостков предлагает спланиметрировать (фиг. 27):



Фиг. 28.

$$\text{пл. } O'DFM = \int_{N_{\text{мин}}}^{N_{\text{эк}}} \alpha (N - N_{\text{мин}})^n dN$$

и тогда

$$\alpha = \frac{(\text{пл. } O'DFM) (n+1)}{(N_{\text{эк}} - N_{\text{мин}})^{n+1}} \quad (31)$$

Возможно также использование упрощенного выражения площади кривой продолжительности мощности. Обозначая характерные по обеспеченности (в месяцах) мощности через

$$N_{12} = N_{\text{мин}}, N_9, N_6, N_3, N_0 = N_{\text{эк}},$$

можно для соответствующих выработок написать (фиг. 28):

$$\mathcal{E}_{12} = 12 \cdot N_{12}$$

$$\mathcal{E}_9 = 12 \cdot N_{12} + 9(N_9 - N_{12}) + \frac{N_9 - N_{12}}{3} \cdot 3 = 2N_{12} + 10N_9$$

$$\mathcal{E}_6 = 2N_{12} + 3N_9 + 7N_6$$

$$\mathcal{E}_3 = 2N_{12} + 3N_9 + 3N_6 + 4N_3$$

$$\mathcal{E}_{\text{эк}} = 2N_{12} + 3N_9 + 3N_6 + 3N_3 + N_{\text{эк}}$$

Для получения выработки в квтч необходимо эти выражения умножить на число часов в месяце: 720.

Пользуясь приведенными выражениями, можно записать:

$$\mathcal{E}_6 = N_6 \cdot 12 - \alpha (N_6 - N_{12})^n = 2N_{12} + 3N_9 + 7N_6$$

$$\mathcal{E}_3 = N_3 \cdot 12 - \alpha (N_3 - N_{12})^n = 2N_{12} + 3N_9 + 3N_6 + 4N_3$$

откуда:

$$n = \frac{\lg \frac{8N_3 - 3N_6 - 3N_9 - 2N_{12}}{5N_6 - 3N_9 - 2N_{12}}}{\lg \frac{N_3 - N_{12}}{N_6 - N_{12}}}; \quad (32)$$

$$\alpha = \frac{5N_6 - 3N_9 - 2N_{12}}{(N_6 - N_{12})^n} \quad (33)$$

Такое выражение выведено Мостковым для кривой продолжительности расходов, так же и для интегральной кривой стока. Заменяя величины расходов модульными коэф-тами, выражение приводится к виду:

$$n = \frac{\lg \frac{8k_3 - 3k_6 - 3k_9 - 2}{5k_6 - 3k_9 - 2}}{\lg \frac{k_3 - 1}{k_6 - 1}}, \quad (34)$$

$$\alpha = \frac{5k_6 - 3k_9 - 2}{(k_6 - 1)^n} \cdot Q_{12}^n \quad (35)$$

где

$$k_0 = \frac{q_0}{q_{12}}, k_1 = \frac{q_1}{q_{12}}, \dots, k_{12} = 1.$$

Для перехода от стока к выработке можно приближенно считать коэф-ты α и n неизменными, т. е. определенными по приведенным формулам. Это будет точным лишь при условии постоянства напора и к. п. д. турбин.

Мостковым же отмечено [11], что составление уравнений для интегральных кривых для разных лет показывает наличие связи $n = f(\alpha)$ вида

$$n = \frac{k}{\alpha^{0.01}}. \quad (36)$$

Постоянный коэф-т k имеет значение для Аджарис-Пхальской ГЭС — 1.79, Рионской ГЭС — 1.68 и Земо-Авчальской ГЭС — 1.75.

Наличие такой связи может быть легко объяснено связью интегральной кривой с коэф-том вариации, как это было нами показано в § 1.

Таблица 2

(Н. А. Караулов)

Вообще возможность составления уравнения ИКЭ хотя бы с некоторым приближением непосредственно по коэф-ту вариации, или по модульным коэф-там, значительно облегчает все предварительные подсчеты и позволяет производить энергетические расчеты без сложных промежуточных построений.

Название установки	α	n	$N_{\text{мн}}$ квт
Ак-Бура N7			
с регулированием	552	1.25	11 100
без регулирования	280	1.30	6 150
Исфайрам N7	283	1.77	5 100
Шахмардан N4	246	1.35	4 300
Сох N5			
с регулированием	3840	1.05	32 600
без регулирования	3840	1.24	10 900
Исфара N4	530	1.24	2 400
Лейляк	406	1.29	2 600

Для представления характера значений постоянных α и n уравнения ИКЭ приводим в табл. 2 сводку определенных значений для ряда запроектированных установок на реках Средней Азии.

Для удобства построения ИКЭ по точкам по определенным α и n может быть предложена номограмма, помещенная на фиг. 29.

5. Методы определения зоны графика нагрузки, покрываемой ГЭС

Одной из ведущих проблем, возникающих при определении оптимальных условий использования ГЭС при работе в ЭЭС, является вопрос определения зоны активной нагрузки, предоставляемой для покрытия ГЭС.

ГЭС задается следующими параметрами:

а) установленная мощность $N_{\text{ус}}$ (здесь понимается только рабочая мощность без резервной и аварийной);

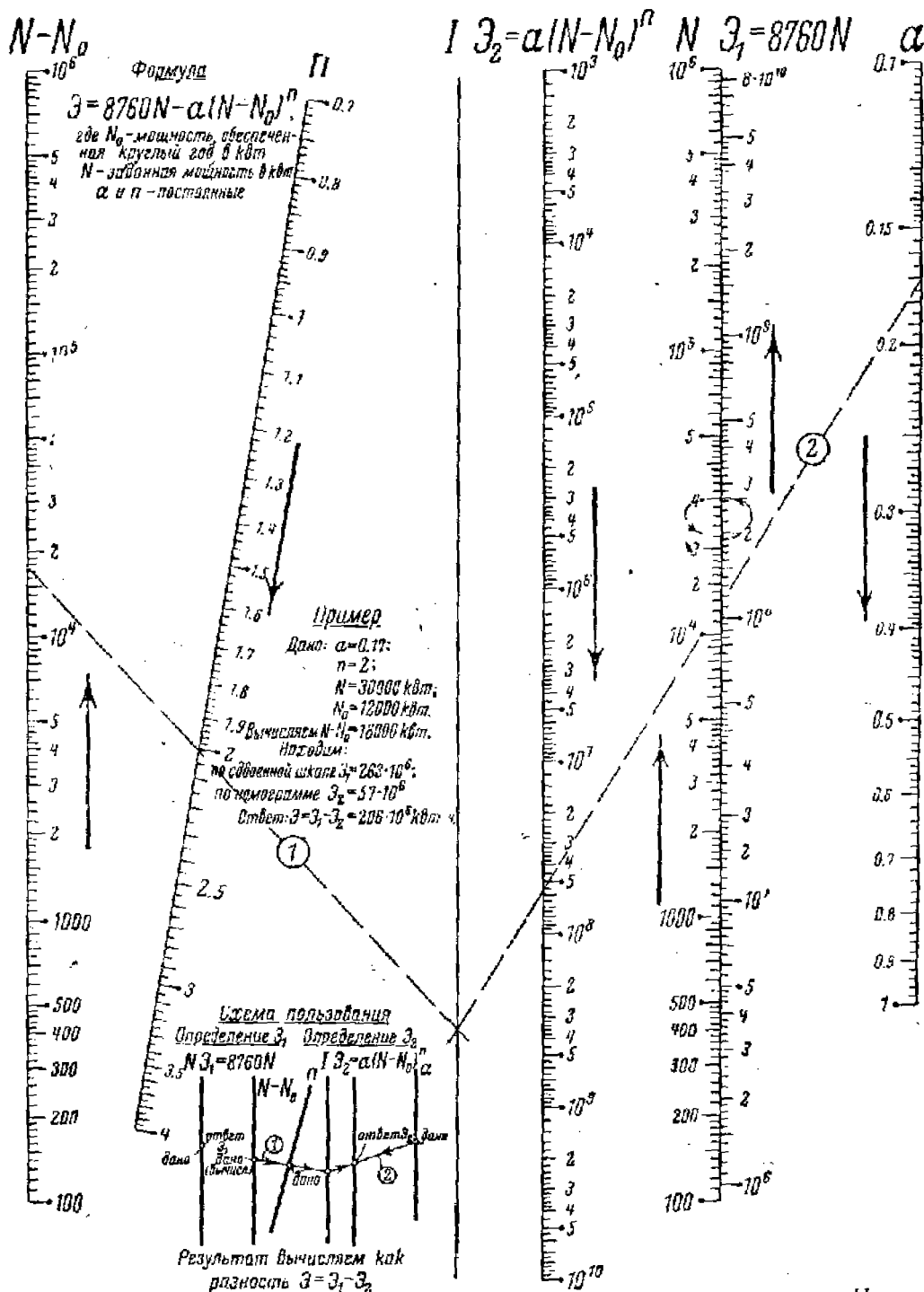
б) выработка $\mathcal{E}_r$;

в) средняя мощность — мощность по воде $N_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}_r}{24}$;

г) объем водохранилища в квтч $\mathcal{E}_{\text{ак}} = \mathcal{E}_{\text{вод}}$ (характеризует степень регулирования). Система представляется типовым графиком нагрузки,¹ из которого может быть получена интегральная кривая нагрузки ИКП: $W = \varphi(P)$.

Если заданы величины $N_{\text{ус}}$ и $\mathcal{E}_r$, то простым графическим построением может быть определено место графика, в котором возможно полное использование ГЭС как по мощности, так и по энергии.

¹ Можно с достаточным основанием полагать типовый график суточной нагрузки постоянным для данного сезона.



Фиг. 29. Номограмма для расчетов по интегральной кривой энергии (выполнена Номографическим сектором ОНТИ)

Проводят (фиг. 30) линию, отстоящую от ИКН на вертикальном расстоянии равно N_{yc} в масштабе мощности, а также линию, отстоящую от ИКН на горизонтальном расстоянии равно $\mathcal{E}_r$ — в масштабе энергии (пунктирная). Пересечение этих линий в точке A определяет единственную зону, которая удовлетворяет поставленному требованию полного использования мощности и энергии ГЭЦ. Проведя из точки A луч, параллельный линии теоретической выработки, известным приемом определяется величина регулируемой энергии: $\mathcal{E}_{вод} = Mm$, а также значение $N_{ср}$.

Двигаясь по ИКН вниз от точки A , необходимо идти по пунктирной кривой, ибо лимитирует выработка. Точка B , соответствующая слиянию ИКН и прямой теоретической выработки, определяет минимальное значение установленной мощности, при этом $N_{yc} = N_{ср}$. Наоборот, поднимаясь от точки A вверх, придется следовать по сплошной кривой, так как тут уже лимитирует мощность. Используемая гидроэнергия, в связи с передвижением ГЭЦ в более пиковую часть графика, будет уменьшаться, следовательно, будет уменьшаться и величина $N_{ср}$.

На фиг. 30 также приведены отдельно кривые, характеризующие изменение используемых: $\mathcal{E}_r$, $\mathcal{E}_{вод}$ и N_{yc} . Если заданная величина $\mathcal{E}_{вод}$ меньше получаемой для точки A , очевидно надо идти либо на уменьшение использования энергии, либо мощности, что решается по экономическим соображениям.

Изложенный метод позволяет для каждого типового графика определить зону работы ГЭЦ. Поскольку при $N_{yc} = \text{const}$ выработка ГЭЦ в течение сезона (для которого ИКН может быть принята неизменной) меняется, при помощи циркуля находят соответствующее положение точки A , при которой $\mathcal{E}_r$ равно заданному.

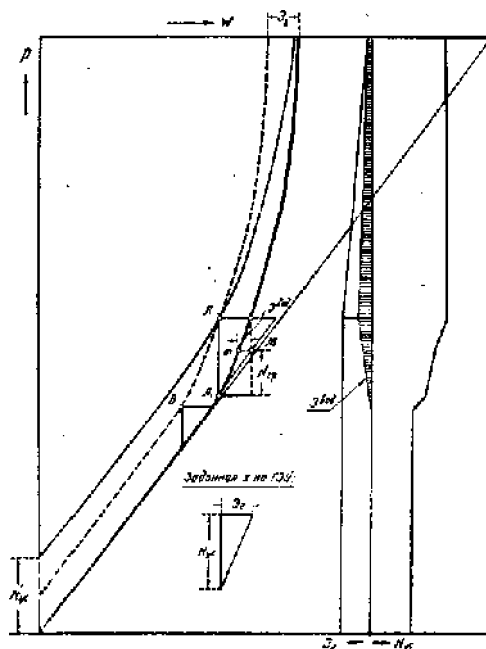
Задача может быть поставлена иначе, а именно, дать анализ работы ГЭЦ при развитии системы.

В случае, если форма графика системы меняется, условия использования должны быть определены для каждого случая особо, пользуясь описанным методом.

Для ряда систем с установившимся профилем потребителей форма графика хотя и изменяется, но сохраняет некоторое постоянство очертаний.

Эти соображения, в частности, уже давно привели к использованию при перспективном планировании типовых графиков. На фиг. 31 приводятся четыре типовых графика для зимнего и летнего периода (Московский энергетический институт 1933—1934 гг.).

В таком случае постоянства конфигурации графика, построив ИКН в относительных координатах, получаем универсальную характеристику нагрузки системы. На фиг. 32 показано, как для такой кривой проведены по заданной характеристике ГЭЦ равноотстоящие линии на вертикальном расстоянии: $0.9P_{\text{мк}}$, $8.8P_{\text{мк}}$, ..., $0.1P_{\text{мк}}$. Соответственно изменяя масштаб заданной величины $\mathcal{E}_r$, определяется положение зоны покрываемой ГЭЦ (при условии, если заданный объем в-ща $\mathcal{E}_{вод}$ достаточен).



Фиг. 30. Условия использования заданной ГЭЦ в энергосистеме

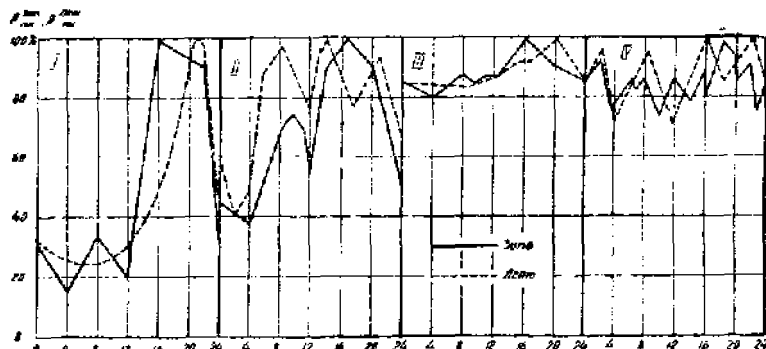
Такое рассмотрение позволяет изучить условия работы ГЭС при росте нагрузки, но при постоянстве формы графика.

Из приведенных на фиг. 32 графиков нагрузки (внизу) видно, как относительно уменьшается зона покрытия ГЭС с ростом максимума.

Обычно по экономическим условиям на ГЭС возлагается покрытие пика нагрузки (или определенной зоны пиковой части нагрузки); в этом случае, с ростом системы при сохранении формы графика количество энергии (а отсюда и используемая средняя мощность) будет уменьшаться. Подобное положение соответствует заданию максимально использовать мощность ГЭС.

Для анализа пиковой части графика нагрузки (фиг. 33) выделим характерные величины на ИКН:

$$P_{\text{пик}}^{\text{ИКН}} = P_{\text{пк}} - P_{\text{мк}} \quad (37)$$



Фиг. 31. Типовые графики для разных структур потребления (в процентах от сезонного максимума)

I — Преобладание осветительной нагрузки

II — Преобладание промнагрузки с большим удельным весом односменных и двухсменных предприятий

III — То же, что и II, но с увеличением удельного веса трехсменных предприятий

IV — График неустойчивой формы с резкими колебаниями

Пользуясь ИКН, можно легко найти значение средней пиковой мощности для максимального значения пиковой мощности, т. е.

$$P_{\text{ср}}^{\text{пик}} = \frac{W^{\text{пик}}}{T} \quad (38)$$

Как видно из фиг. 33, можно записать

$$P_{\text{ср. пк}}^{\text{пик}} + P_{\text{мк}} = P_{\text{ср}} \quad (39)$$

Это соотношение весьма полезно для ряда расчетов.

Для любого значения пиковой мощности $P_{\text{пк}}^{\text{пик}} < P_{\text{пк}}^{\text{пик}}$ нахождение отвечающей ей средней пиковой мощности, т. е. $P_{\text{ср. пк}}^{\text{пик}}$, может быть проведено графически. Достаточно провести линию АВ (фиг. 34) параллельно прямой теоретической выработки и тогда, восстанавливая из соответствующей точки на ИКН перпендикуляр пересечением его с этой прямой, определяем искомое значение $P_{\text{ср. пк}}^{\text{пик}}$.

Показатели пиковой части графика могут быть построены как отношение характерных пиковых мощностей: средней $P_{\text{ср. пк}}^{\text{пик}}$ и максимальной $P_{\text{пк}}^{\text{пик}}$ к максимальной нагрузке — максимуму графика ($P_{\text{мк}}$) и представляются так:

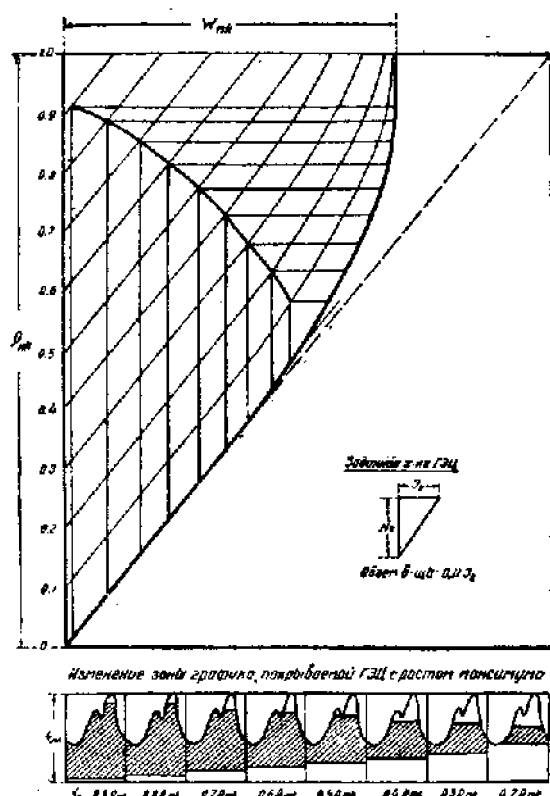
$$\beta_{\text{пик}}^{\text{ср. пк}} = \frac{P_{\text{ср. пк}}^{\text{пик}}}{P_{\text{мк}}} = \frac{W_{\text{пк}}^{\text{пик}}}{P_{\text{мк}} T} \quad (40)$$

$$\beta_{\text{пик}}^{\text{пк}} = \frac{P_{\text{пк}}^{\text{пик}}}{P_{\text{мк}}} \quad (41)$$

Пользуясь соотношением (37) и (39), можно связать эти показатели с показателями графика в целом:

$$\delta_{\text{пик}} = \frac{P_{\text{ср}} - P_{\text{мин}}}{P_{\text{мк}}} = \delta - \beta, \quad (42)$$

$$\beta_{\text{пик}} = \frac{P_{\text{мк}} - P_{\text{мин}}}{P_{\text{мк}}} = 1 - \beta. \quad (43)$$



Фиг. 32.

Пользуясь этими показателями, характерные мощности пиковой части графика напишем так:

$$P_{\text{ср. мк}}^{\text{пик}} = \delta_{\text{пик}} \cdot P_{\text{мк}}, \quad (44)$$

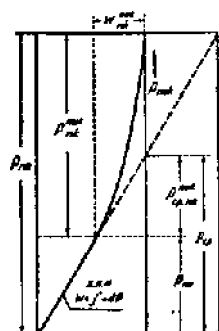
$$P_{\text{мк}}^{\text{пик}} = \beta_{\text{пик}} P_{\text{мк}}. \quad (45)$$

Между собой показатели пиковой части графика связаны зависимостью:

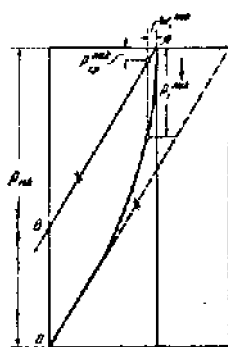
$$\frac{\delta_{\text{пик}}}{\beta_{\text{пик}}} = \frac{P_{\text{ср. мк}}^{\text{пик}}}{P_{\text{мк}}^{\text{пик}}} = \frac{\delta - \beta}{1 - \beta}. \quad (46)$$

Приведенные зависимости позволяют, при условии постоянства конфигурации графика ($\delta_{\text{пик}} = \text{const}$, $\beta_{\text{пик}} = \text{const}$), получить для пикового сезонного графика связь:

$$P_{\text{мк}}^{\text{пик}} = f(P_{\text{мк}}).$$



Фиг. 33. Характеристика пиковой части графика



Фиг. 34. Графическое определение $P_{\text{ср}}^{\text{пик}}$

Для примера воспользуемся данными, приведенными в энергетических расчетах нагрузок района Нижнего Днепра (УкрГИДЭП, 1936 г.). Запроектированные типовые сезонные графики даны на фиг. 35. Все величины и показатели приведены к зимнему максимуму, принятому за 100%.

В сводном виде эти графики характеризуются табл. 3.

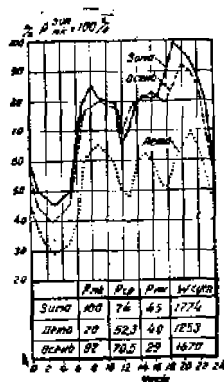
Таблица 3

Сезон	W %	Мощность			β	δ	$\beta_{\text{пик}}$	$\delta_{\text{пик}}$
		$P_{\text{мк}}$ %	$P_{\text{ср}}$ %	$P_{\text{нп}}$ %				
Зима . .	1724	100	74	45	0.450	0.740	0.550	0.290
Лето . .	1253	70	52.3	29	0.415	0.746	0.585 (0.410)	0.331 (0.232)
Осень . .	1670	92	70.5	40	0.475	0.765	0.565 (0.520)	0.330 (0.304)

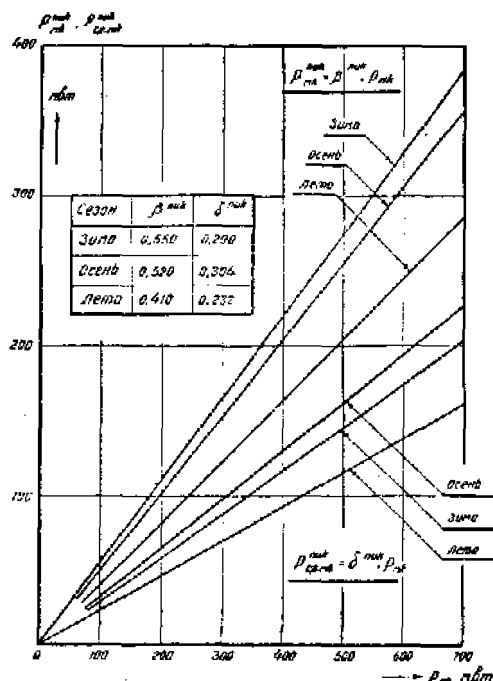
В скобках в столбцах $\delta_{\text{пик}}$ и $\beta_{\text{пик}}$ приводятся значения этих показателей для летнего и осеннего сезонов, пересчитанные на зимний максимум, т. е. в отношении:

$$\frac{P_{\text{лет мк}}}{P_{\text{зим мк}}} \text{ и } \frac{P_{\text{осен мк}}}{P_{\text{зим мк}}}.$$

На фиг. 36 даны зависимости (44) и (45) для каждого сезона. Пользуясь этим графиком, можно для любого значения максимума системы определять характерные сезонные пиковые мощности.



Фиг. 35. Типовые графики для Н. Днепра (Укр. Гидэп)



Фиг. 36. Режимный график системы при вливании гидроэнергии в пик

Рассматривая ГЭС, обладающую суточным регулированием при условии вливания ее энергии в пик нагрузки, можно отметить три случая:

I. $N_{\text{ср}} = P_{\text{пик гр. мк}}$

При этом вся энергия ГЭС используется в пике $E = W_{\text{пик мк}}$ и, очевидно, $N_{\text{ус}} = P_{\text{пик мк}}$, т. е. расчет ведется по графику рис. 36.

II. $N_{\text{ср}} < P_{\text{пик гр. мк}}$

И в этом случае вся гидроэнергия используется в пике; для нахождения величины N_{yo} надо пользоваться ИКН.

$$\text{III. } N_{cp} > P_{\text{сп. мк}}^{\text{пик}}$$

Выработка ГЭЦ больше пиковой части графика нагрузки: $\mathcal{E}_T > W_{\text{мк}}^{\text{пик}}$, т. е. часть гидроэнергии должна быть использована в базе.

Установленная мощность ГЭЦ будет также состоять из двух частей — пиковой и базовой:

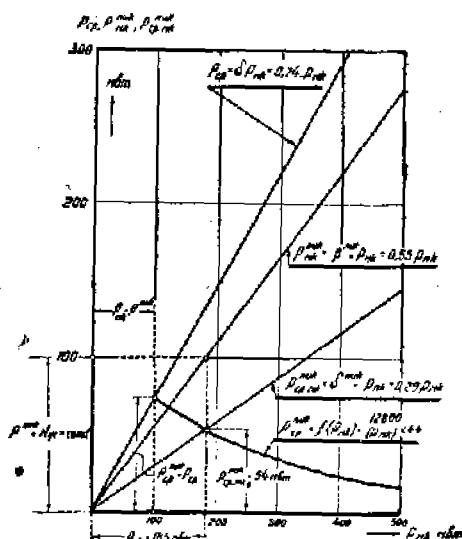
$$N_{yo} = P_{\text{мк}}^{\text{пик}} + [N_{\text{сп}} - P_{\text{сп. мк}}^{\text{пик}}].$$

При анализе режима работы системы, при условии покрытия пика энергии от ГЭЦ, может быть поставлен вопрос: как с развитием системы (с ростом $P_{\text{мк}}$) при заданной установленной мощности ГЭЦ ($N_{yo} = \text{const}$) будет изменяться использование ГЭЦ? Иначе с ростом максимума системы (при постоянстве формы графика) ГЭЦ будет перемещаться вверх и покрывать все более пиковую часть графика и этим самым, при той же установленной мощности, будет требовать меньшей величины $N_{\text{сп}}$.

Таким образом задается: $N_{yo} = P_{\text{мк}}^{\text{пик}} = \text{const}$ и требуется определить зависимость:

$$N_{\text{сп}} = P_{\text{сп}}^{\text{пик}} = f(P_{\text{мк}}).$$

Эта зависимость может быть рассмотрена аналитически. Обозначив через $P_{\text{мк}0}$ то единственное значение максимальной нагрузки, для которой заданное $P_{\text{мк}}^{\text{пик}} = P_{\text{мк}0}^{\text{пик}}$, можно для любого другого значения $P'_{\text{мк}}$ записать:



Фиг. 37. Режимный график системы при заданной установленной мощности ГЭЦ

$$\beta_{\text{пик}} = \text{const}, \quad \beta_{\text{пик}} = \text{const}, \quad P'_{\text{мк}} > P_{\text{мк}0}, \quad P_{\text{сп}}^{\text{пик}} = ?$$

С достаточным приближением можно принять:

$$\frac{W_{\text{пик}}}{T_{\text{мк}} \cdot T} = k \left[\frac{P_{\text{пик}}}{P_{\text{мк}}} \right]^n, \quad (47)$$

или

$$\frac{P_{\text{сп}}^{\text{пик}}}{P_{\text{мк}}} = k \left[\frac{P_{\text{пик}}}{P_{\text{мк}}} \right]^n, \quad (48)$$

откуда

$$P_{\text{сп}}^{\text{пик}} = \frac{k [P_{\text{пик}}]^n}{[P_{\text{мк}}]^{n-1}} = \frac{B}{[P_{\text{мк}}]^{n-1}},$$

где

$$B = k [P_{\text{пик}}]^n = \text{const}.$$

Поскольку для

$$P_{\text{мк}} = P_{\text{мк}0}, \quad P_{\text{пик}} = P_{\text{мк}}^{\text{пик}} \quad \text{и} \quad P_{\text{сп}}^{\text{пик}} = P_{\text{сп. мк}}^{\text{пик}},$$

получаем:

$$\frac{P_{\text{сп. мк}}^{\text{пик}}}{P_{\text{мк}0}} = k \left[\frac{P_{\text{мк}}^{\text{пик}}}{P_{\text{мк}0}} \right]^n,$$

или

$$\beta_{\text{пик}} = k (\beta_{\text{пик}})^n. \quad (49)$$

По двум значениям $P_{\text{ср}}^{\text{пик}}$ можно определить для зависимости (48) величины B и n .

Для зимнего графика нагрузки, при $P_{\text{пик}}^{\text{пик}} = N_{\text{ус}} = 100$ мвт, расчетом определено: $B = 12\,800$, а $n = 2.44$; таким образом уравнение приобретает вид:

$$P_{\text{ср}}^{\text{пик}} = \frac{12800}{P_{\text{мк}}^{1.44}}.$$

Эта кривая нанесена на фиг. 37.

Предельным случаем, когда может быть использована вся передаваемая мощность $P_{\text{пик}}^{\text{пик}} = N_{\text{ус}}$, будет $P_{\text{пик}}^{\text{пик}} = P_{\text{мк}}$; тогда мы будем иметь:

$$N_{\text{ср}} = P_{\text{ср}}^{\text{пик}} = P_{\text{ср}} = \delta \cdot P_{\text{мк}}.$$

Построив зависимость: $P_{\text{ср}} = \delta \cdot P_{\text{мк}}$ (фиг. 37), получаем графически это предельное значение. Изменение величины $P_{\text{ср}}^{\text{пик}}$ до значения $P_{\text{ср. мк}}^{\text{пик}}$ должно идти по прямой, так как использование мощности на этом участке постоянно (базовая часть нагрузки).

Для построения кривой $P_{\text{ср}}^{\text{пик}} = f(P_{\text{мк}})$ Украинским отделением Гидроэнергопроекта предложен графоаналитический метод. Строится ИКН в относительных координатах и для любого значения $P'_{\text{мк}}$, по отношению $\frac{P_{\text{пик}}^{\text{пик}}}{P'_{\text{мк}}}$ определяется по

ИКН величина $\frac{W_{\text{пик}}'}{T \cdot P'_{\text{мк}}}$. Умножая эту величину на $P'_{\text{мк}}$, получают:

$$\frac{W_{\text{пик}}'}{T} = P_{\text{ср}}^{\text{пик}}.$$

Глава вторая.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

6. Капиталовложения (K)

Экономическая характеристика представляет выражение зависимости экономических показателей:

- | | |
|---|-----------------------|
| 1. Полных капиталовложений | K |
| 2. Удельных (в единицу мощности) капиталовложений | k |
| 3. Издержек | И |
| 4. Себестоимости энергии | s |
| 4а. Удельных (в единицу годовой выработки) капиталовложений | k _s |
| 5. Себестоимости дополнительно получаемой энергии | Δs или s _Δ |

от энергетических показателей:

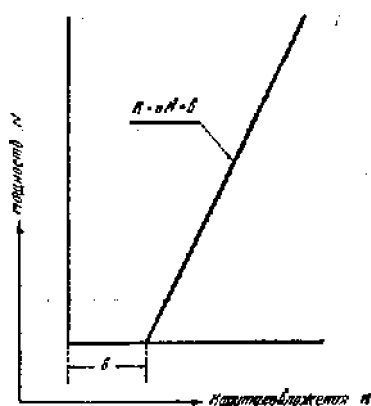
- | | |
|---|------|
| установленной мощности ГЭС | f(N) |
| выработки ГЭС | φ(Э) |
| числа часов использования ГЭС | ψ(h) |

Непосредственно и наиболее легко устанавливается зависимость экономических показателей от мощности. Пользуясь энергетической характеристикой, где даются зависимости $Э = f(N)$ и $h = ψ(N)$, можно графически (или по точкам — таблично) найти и построить зависимости экономических показателей от выработки и числа часов использования ГЭС.

Многочисленный анализ показал, что в пределах точности расчета, суммарные капиталовложения в ГЭС в функции от величины установленной мощности могут быть выражены линейной зависимостью (фиг. 38):

$$K = aN + b, \quad (50)$$

где: a — стоимость дополнительного кВт мощности, принимаемая постоянной, b — часть капиталовложений, от величины мощности не зависящая (главным образом плотина, водоспуск и пр.).



Фиг. 38. Зависимость капиталовложений от мощности

В качестве примера такого разделения капиталовложений можно привести анализ стоимости Днепровской ГЭС [53]. По данным подробной сметы, разбивка стоимости здания станции и сопрягающего устья была произведена следующим образом (табл. 4).

¹ Эти цифровые индексы сохранены за экономическими показателями для всех аналитических выражений.

Таблица 4

Капиталовложения	
Не зависящие от мощности	Зависящие от мощности
Глухая плотина аванкамеры Мост через аванкамеру Ж.-д. ветка, шоссе Котлован сопрягающего устоя Массив сопрягающего устоя Вспомогательные работы (16%) Вестибюль Распределительная подстанция	Котлован аванкамеры Котлован станции Массив станции и шитового отделения Вспомогательные работы (84%) Подводная часть станции Заложение каркаса и перекрытие здания

В итоге оказалось, что независимая от мощности часть стоимости здания ГЭС и сопрягающего устоя составила 27.5%.

В исчислении стоимости оборудования станции и повысительной подстанции как независимой от мощности выделены: вспомогательная турбина, мостовые краны, лифты, оборудование мастерских и лабораторий, вспомогательный генератор, электрооборудование корпуса управления, оборудование телефонной станции, что составило по сумме 7% от полной стоимости оборудования ГЭС.

Окончательно разбивка стоимости Днепровской ГЭС на зависящую и не зависящую от мощности части представлена в табл. 5.

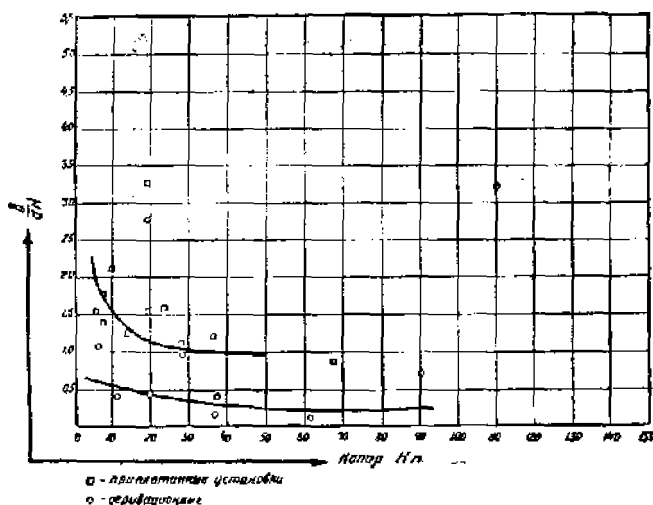
Таблица 5

Статьи	Полная стоимость $K = aN + b$ млн. руб.	Зависящая от мощности часть		Не зависящая от мощности часть	
		aN млн. руб.	%	b млн. руб.	%
Плотина	71.8	—	0	71.8	100
Оборудование плотины . . .	7.1	—	0	7.1	100
Здание станции и сопрягающий устой	52.0	37.7	72.5	14.3	27.5
Оборудование станции и повысительной подстанции . .	123.0	114.4	93.0	8.6	7.0
Поселок	12.6	—	0	12.6	100
Административно-хозяйственные постройки	2.5	—	0	2.5	100
Материальные склады, мастерские и ж.-д. ветка	1.2	—	0	1.2	100
	270.2	15.21	56	118.1	44
Отчуждения	6.5	—	—	—	—
Всего	276.7	—	—	—	—
На 1 установленный квт мощности	485/500	272	—	—	—

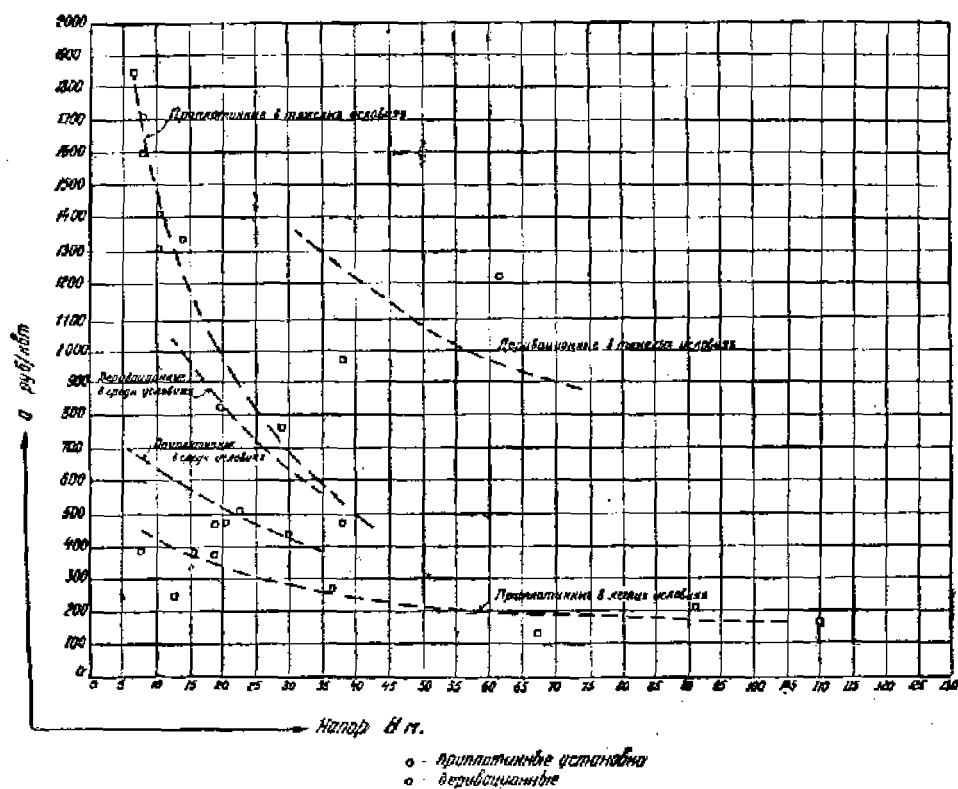
Формула капиталовложений для Днепровской ГЭС напишется:

$$K = 272 \cdot N + 118.1 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Анализ [49], произведенный для 50 проектов ГЭС мощностью более 50 мвт, показал, что отношение не зависящей от мощности части капиталовложений к зависящей, т. е. $\frac{b}{aN}$ 1) с возрастанием напора падает с 3.0 до 0.5 (фиг. 39), 2) для приплотинных ГЭС выше, чем для деривационных.



Фиг. 39. Зависимость отношения $\frac{b}{aN}$ от напора, типа установки и геологических условий



Фиг. 40. Значение коэф-та a в зависимости от напора, типа установки и геологических условий

В отношении абсолютного значения a — стоимости дополнительного квт мощности, на основании того же исследования (фиг. 40), могут быть сделаны выводы о том, что она:

1. С возрастанием напора убывает по абсолютной величине.

2. Для одинакового напора убывает с возрастанием мощности установки.

3. Пределы изменения для приплотинных установок, примерно, следующие:

Напор, м	Геологические условия	Предел изменений в руб/квт
10—40	Тяжелые	500—2000
10—35	Средние	400—1000
10—40	Легкие	250—450

4. Для деривационных установок значение a , при одинаковых геологических условиях и напоре, выше, чем для приплотинных.

По данным Джестин и Мервин (Justin and Mervin) [64], для американских ГЭС величина a изменяется в пределах, показанных в табл. 6.

(Джестин и Мервин)

Таблица 6

Тип станций	Мощность мвт	Долл. квт
Низконапорные (напор до 30 м)	3—200	53—65
Средненапорные (напор 30—150 м)	4—43	50—110
Высоконапорные (напор свыше 150 м)	50—100	70—150

Величина b весьма индивидуальна. На нее главным образом влияют условия, геологические и топографические, тип головного сооружения, метод пропуска паводка и т. д.

При наличии водохранилища, в капиталовложениях можно также отдельно учитывать капиталовложения, зависящие от выработки, т. е. выражение K представлять в виде:

$$K = aN + b + c\mathcal{E} = (a + ch)N + b, \quad (51)$$

где c — удельные капиталовложения на вырабатываемые в течение года квтч, связанные с сооружением водохранилища. Достаточных материалов по анализу величины c пока нет.

В отдельных случаях возможно выражение капиталовложений в функции от расчетного напора и расхода [56] формулой вида:

$$K = a \cdot Q^n \cdot H^m, \quad (52)$$

где a , n , m — постоянные коэф-ты.

Для рекуперационных установок по проектам Нижневолгопроекта (1933 г.) Сташукон [56] подобрана формула

$$K = 4800 \cdot Q^{\frac{1}{6}} \cdot H^{\frac{2}{3}}.$$

Построение зависимости (50) может быть произведено по двум точкам.

7. Удельные капиталовложения в установленной квт мощности (k)

Пользуясь выражением (50), удельные капиталовложения могут быть записаны следующим образом:

$$k = \frac{K}{N} = a + \frac{b}{N} \quad \text{и} \quad k = (a + ch) + \frac{b}{N}. \quad (53)$$

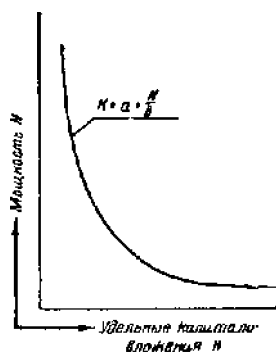
Кривая, выражающая это уравнение, — гипербола (фиг. 41). На фиг. 42 приведена кривая для американских ГЭС, дающая зависимость величины удельных капиталовложений на единицу мощности от установленной мощности. Анализ 60 проектов ГЭС СССР [51] показал, что величина k , значительно зависящая от геологических условий и типа установки, колеблется от 300 до 4000 руб/квт.

8. Издержки (И)

Издержки по эксплуатации ГЭС могут быть разделены на следующие группы:

- а) амортизационные отчисления (включая капитальный ремонт),
- б) текущий ремонт,
- в) эксплуатационный штат,
- г) хозяйственные расходы (смазка, обтирочный материал, транспорт, связь и пр.),
- д) прочие денежные расходы (содержание охраны, отчисления в различные фонды и пр.).¹

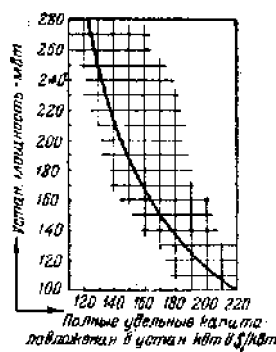
До последнего времени в части амортизаций и текущего ремонта единых норм не было. В табл. 7 приведены нормы, принятые в различных проектах.



Фиг. 41. Зависимость удельных капиталовложений от мощности

Наиболее современными надо считать нормы Беломорско-Балтийского канала, которые приняты в Волгостроем НКВД.

8 января 1938 г. Совнаркомом СССР было вынесено специальное постановление „Об использовании амортизационных отчислений и об улучшении ремонта в промышленных предприятиях“. В целях улучшения постановки ремонта и установления твердого материально-финансового обеспечения этого дела, установлены средние



Фиг. 42. Влияние роста установленной мощности ГЭС на удельн. капиталовложения в установленный квт (Джестин и Мервин)

нормы ежегодных амортизационных отчислений и доли их, выделяемой специально на капитальный ремонт.

Таблица 7

Статья	Отчисления на амортизацию и капит. ремонт в %				Отчисление на текущий ремонт в %		
	ВСНХ СССР 1930 г.	Днепровская ГЭС 1932 г.	Правительственная экспертиза Волги 1934 г.	Беломорско-Балтийский канал 1934 г.	ВСНХ СССР 1930 г.	Днепровская ГЭС 1932 г.	Правительственная экспертиза Волги 1934 г.
Плотина	1.0	1.5	1.2	—	0.2	0.25	0.25
Деривационный канал	1.0	1.5	1.2	—	0.2	0.25	0.35
Прочие гидротехнические сооружения и наводная часть здания (Деревянные сооружения)	1.0	1.5	1.2	2.5 (6.0)	0.2	0.25	0.25
Подводная часть здания	—	—	—	—	—	—	—
Механическое оборудование	2.0	0.5	2.5	—	0.5	0.50	0.25
Энергетическое оборудование	0.7—4.0	4.3	4.7	2.0	0.7	1.0	—
Линии электропередачи	6.5	4.3	4.7	—	0.7	1.0	—
Прочие сооружения (здания, склады и т. п.)	6.0	3.5	4.7	—	0.7	1.0	2.75
	2.85	2.0	3.3	—	0.5	0.9	1.0

Примечание. В Беломорско-Балтийском канале (тоже в Бюро канала Волга—Москва) земляные и скальные работы, как существующие неопределенно долго, не амортизируются. Кругло суммарные отчисления на амортизацию составили около 2% от полных капиталовложений.

¹ Некоторые из этих расходов (например, страхование и др.) не являются элементами издержек производства, а относятся к категории народнохозяйственной прибыли.

Для системы НКТП, куда относятся и ГЭС, средняя норма амортизационных отчислений в процентах от первоначальной стоимости действующих машин, оборудования, строений и сооружений определена в размере 5,6%¹, из коих на капитальный ремонт выделяется 2,4%.

Этим же постановлением предлагается, ввиду различия типов промышленного оборудования и сооружений, а также неодинаковой интенсивности работы отдельных отраслей промышленности и связанного с этим различия сроков износа оборудования и сооружений, установить дифференцированные размеры этих отчислений как по отраслям промышленности, так и по отдельным предприятиям. В настоящее время разработка таких норм применительно к ГЭС проводится в Гидроэнергопроекте.¹

Для характеристики структуры постоянной части издержек по американским ГЭС в табл. 8 приведены данные в обработке Джестин и Мервин [64] в процентах.

Таблица 8

Издержки по американским ГЭС
(Джестин и Мервин)

Издержки	Миним. значение в %	Максим. значение в %	Среднее в %
Стоимость капитала	5,5	8,5	7,0
Налоги и страхование	0,5	1,5	1,0
Амортизация	0,7	1,5	1,0
Всего	6,7	11,5	9,0

Наибольшее затруднение представляют в предварительных подсчетах *оперативные расходы*, объединяющие по приведенной разбивке группы „в“ и „г“.

В части эксплуатационного питания, по данным материалов Всесоюзной отраслевой конференции Главэнерго [54], имеются показатели, приведенные в табл. 9.

Таблица 9

Штаты на ГЭС
(Главэнерго)

Название ГЭС	Фактический штат на 1/1 1936 г.	Норма на 1937 г.	
		Всего	На 1000 квт установл. мощности
Днепровская	253	220	0,39
Волховская	199	90	1,23
Гизельдонская	64	55	2,49
Боз-Суйская	83	50	10,00
Калыринская	107	80	5,90
Кондопожская	37	33	7,35
Рионская	137	111	2,31
Дзорагетская (с сетями) . .	107	90	4,90
Земо-Авчальская	205	85	2,32

¹ В печати („Гидротехническое строительство“, 1938, № 11) появилась статья М. П. Фельдмана и В. И. Воздвиженского, в которой предлагаются новые нормы отчислений по амортизации и капитальному ремонту. Они в общем незначительно отличаются от приведенных в табл. 7 и пока не утверждены.

В табл. 10 дан сравнительный анализ структуры штатов трех ГЭС.

Таблица 10

Структурная характеристика персонала отдельных гидроустановок на 1937 г.
(Грановская)

Название ГЭС	Число агрегатов		Установл. мощность в мвт	Персонал								Всего на:	
	Всего человек	Управлен- ческий		Производственный						1000 квт установл. мощности	Один агрегат		
		человек		%	Всего человек	%	Эксплуа- тационный		Ремонт- ный				
							человек	%	человек			%	
Днепровская . . .	7	434	272	79	29.0	193	71.0	135	49.6	58	21.4	0.63	38.8
Волховская . . .	8	66	100	29	29.0	71	72.0	45	45.0	26	26.0	1.51	12.5
Земо-Авчальская	5	25	96	23	24.0	73	76.0	48	50.0	25	26.0	3.84	19.2

Насколько велики еще эти нормы, видно из сопоставления с данными по некоторым европейским ГЭС (табл. 11).

Таблица 11

Название ГЭС	Установл. мощность в тыс. квт	Ш т а т	
		Всего	На 1000 квт установл. мощности
Вегеталь (2 станции)	112	22	0.20
Вальхензее	118	36	0.30
Пфромбах	24	24	1.00
Мург-Шварценбах (2 станции)	68	26	0.38
Лилла-Элет	40	15	0.38

Показательным является сопоставление структуры вахты по ГЭС, приведенное в табл. 12.

Надо отметить, что уже на ГЭС канала Москва — Волга (Иваньковская, Сходненская и др.) благодаря проведению автоматизации штатная норма приведена к лучшим заграничным установкам.

Удельный вес зарплаты в себестоимости гидроэнергии по отдельным ГЭС СССР показан в табл. 13.

На фиг. 43 представлены изменения оперативных расходов (включая текущий ремонт) в зависимости от величины установленной мощности и числа агрегатов по 30 американским ГЭС [63].

На небольших ГЭС (5—10 мвт) эти расходы составляют 4—6 долл/квт. Для больших установок (мощностью более 100 мвт) снижаются до 0.75 — 0.60 долл/квт.

Последние показатели относятся, главным образом, к новым установкам, с агрегатами большой мощности.

В части подсчета хозрасходов можно приближенно считать:

на смазку и обтирочный материал 0.20—0.40 руб/квт
на различные материалы 0.30—0.50

Таблица 12

Сравнительная структура одной вахты эксплуатационного персонала ГЭС
(Грановская)

ГЭС		Днепров- ская (I. 1937)	Волхов- ская (I. 1937)	Земоав- чальская (V. 1937)	Вальхен- зее	Мург- швар- ценбах
Установл. мощ- ность мвт	Число агрегатов	434/7	66/8	25/5	118/8	45/2
Рабочие места						
Руководящие и вспомогательные работники						
Дежурный инженер		1	1	1	1	—
" электрик		1	1	—	—	—
" механик		1	1	—	—	—
Ст. машинист		1	1	1	—	—
Дежурный слесарь		1	1	—	—	—
Телефонистки		1	1	1	—	—
Младший обслуживающий персонал (обтирщики, истоп- ники, уборщицы)		4	1	—	—	—
Персонал непосредственно у обо- рудования						
Машинисты и их помощники у турбин		7	2	1	2	2
Ст. монтер на пульте		1	—	1	—	1
Монтер на пульте		1	1	1	1	1
Дежурный монтер маш. зала		2	—	—	—	1
Машинист крановой и на- порного бассейна		2	—	2	—	1
Такелажники		1	—	—	—	—
Всего		24	10	8	4	6

(Грановская)

Название ГЭС	1932			1933		
	Себестои- мость коп./квтч	Зарплата		Себестои- мость коп./квтч	Зарплата	
		коп./квтч	%		коп./квтч	%
Куст закавказских ГЭС	1.28	0.35	27.3	1.21	9.30	24.3
Волховская	0.746	0.247	31.8	0.75	0.11	14.7
Днепровская	—	—	—	1.26	0.27	21.4

Вообще удельный вес издержек с увеличением установленной мощности ГЭС уменьшается. На фиг. 44 приведена эта зависимость для американских ГЭС.

Для облегчения расчетов по издержкам уже давно применяется определение издержек как известной доли (процента) от суммарных капиталовложений (фиг. 45):

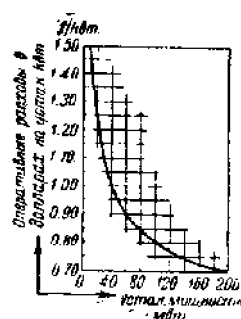
$$I = p^k = p(aN + b). \quad (54)$$

По данным Людина [66], в среднем (не считая процентов на капитал) для европейских станций $p = 4\%$.

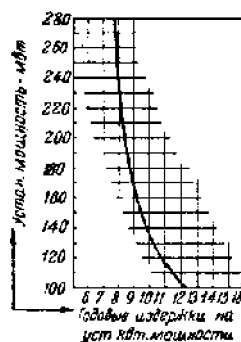
Для предварительных проектных расчетов значение p в процентах может быть принято по данным табл. 14.¹

Таблица 14

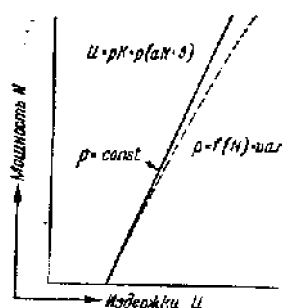
Капиталовложе- ния	Амортиза- ция и капита- льный ремонт	Эксплоата- ционный штат и прочие расходы	Всего
Строительные и гид- ротехнические со- оружения	2.0	0.4	2.4
Оборудование . . .	6.7	1.3	8.0



Фиг. 43. Зависимость оперативных расходов от установленной мощности ГЭС (Ирвин и Джестин)



Фиг. 44. Влияние роста установленной мощности ГЭС на издержки (Джестин и Мервин)



Фиг. 45. Зависимость издержек от мощности

Таблица 13

1934			1935			1936		
Себестоимость коп./квтч	Зарплата		Себестоимость коп./квтч	Зарплата		Себестоимость коп./квтч	Зарплата	
	коп./квтч	%		коп./квтч	%		коп./квтч	%
1.31	0.40	30.5	1.88	0.45	24.0	1.87	0.39	20.8
0.93	0.16	17.2	0.17	0.13	16.9	0.97	0.15	15.5
0.63	0.12	19.1	0.46	0.08	16.3	0.50	0.08	15.5

Представляя капиталовложения в ГЭС через:

$$K = K_c + K_{об}, \quad (55)$$

где K_c — капиталовложения в строительные и гидротехнические сооружения, $K_{об}$ — капиталовложения в оборудование, можно суммарные годовые издержки выразить:

$$И = 0.024 K_c + 0.080 K_{об} = p^K,$$

¹ После установления новых норм, очевидно, эти коэф-ты подлежат изменению.

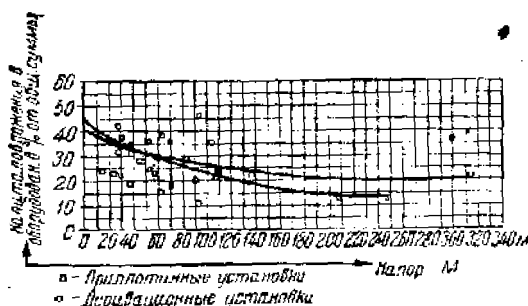
или:

$$p = 0.024 + 0.056 \left(\frac{K_{05}}{K} \right);$$

выражая в процентах:

$$p = 2.4 + 5.6\beta,$$

где $\beta = \frac{K_{05}}{K}$ может быть названа структурным показателем. На фиг. 46 этот показатель приведен для ряда деривационных и приплотинных установок,



в зависимости от напора, по данным проектов ГЭС. На чертеже также нанесены кривые, дающие условную связь структуры капиталовложений с напором.

Если зависимость капиталовложений от установленной мощности принимается линейной: $K = aN + b$, то можно считать:

$$K_{05} = a \cdot aN, \quad (56)$$

где a — коэф-т, учитывающий, что в расходы, пропорциональные мощности, входят частично и вложения в гидротехнические и строительные сооружения.

Для приплотинных установок a близок к единице, для деривационных иногда снижается до 0.5—0.6.

Структурный показатель β можно представить:

$$\beta = \frac{a \cdot aN}{aN + b} = \frac{a}{1 + \frac{b}{aN}}. \quad (57)$$

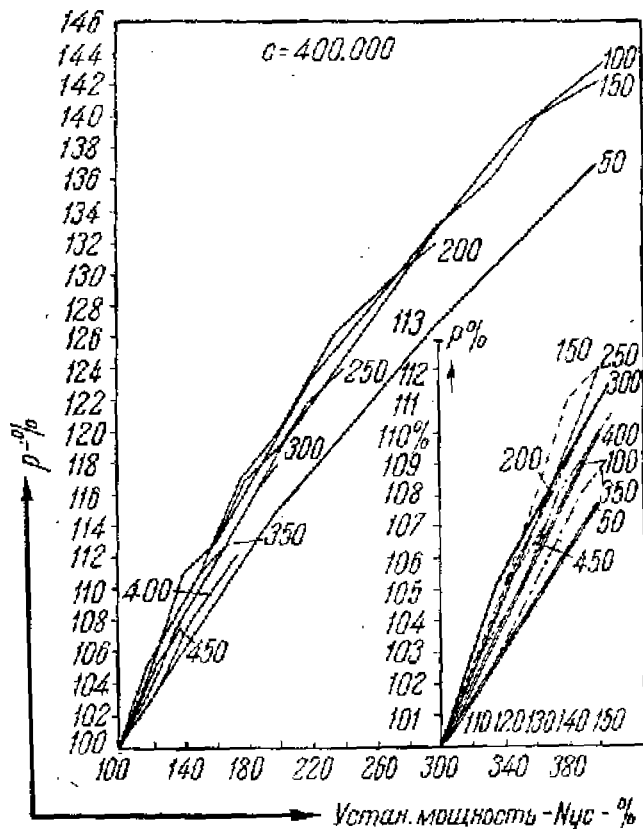
Заменяя отношение $\frac{b}{a} = c$, окончательно запишем:

$$\beta = \frac{a}{1 + \frac{c}{N}}. \quad (58)$$

Величина c в рассмотренных 60 проектах гидроустановок колебалась от 200 000 до 600 000.

Для анализа влияния условий расчета на величину p , принимаем последовательно за расчетную величину различные значения N_0 и приравняем ее 100%, тоже с соответствующим значением p .

На фиг. 47 результаты этих расчетов выражены графически.



Фиг. 47. (Цифры на кривых указывают, какая величина мощности была принята за 100%).

Вид кривых $P=f(N)$ для разных начальных значений не дает возможности установить общего закона. Все же приведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

а) Можно констатировать, что максимальное расхождение между кривыми для $N_0=50$ мвт и $N_0=100$ мвт составляет при $N=4N_0$ всего 6%, в среднем оно равно 3%, т. е. лежит в пределах точности расчетов, и поэтому им можно пренебречь.

б) Учитывая, что обычная точность подсчетов эксплуатационных расходов не превышает 20—25%, можно считать $p=\text{const}$ в пределах 1.0—1.25 от p_0 , т. е. при $N \leq 2N_0$. В случае $N > 2N_0$, необходимо изменять значение p , пользуясь приведенными выше упрощенными приемами.

в) Аналитическое сопоставление результатов экономических расчетов при $p=\text{const}$ допустимо в пределах $N \leq 2N_0$. Отсюда для сохранения этой возможности, весьма облегчающей расчеты [выражение издержек $I=f_3(N)$ в виде прямой линии], начальное значение N_0 надо выбирать близким к среднему в границах расчета.

Специально должен быть проанализирован вопрос о необходимости учета потребления ГЭЦ энергии на собственные нужды.

По материалам Главэнерго (вып. 1, 1936) [54], собственный расход по ГЭЦ составлял 0.8% (табл. 15).

Таблица 15

(Главэнерго)

Название ГЭЦ	Собственный расход ГЭЦ в % от выработки	Название ГЭЦ	Собственный расход ГЭЦ в % от выработки
Днепровская	0.7	Боз-Суйская	0.8
Волховская	1.2	Гизельдонская	1.0
Свирская Нижняя	1.1	Кондопожская	0.5
Земо-Авчальская	0.4	Нивская II	0.8
Рионская	0.3		
Дзорогетская	1.0		
Кадыринская	0.8	В среднем	0.8

Приведенные цифры показывают, что все экономические показатели в пределах точности расчетов могут считаться отнесенными к отдаваемой энергии (с широким напряжением ГЭЦ).

Построение зависимости $I=f_3(N)$. Принимая в выражении [54] $p=\text{const}$, графически $I=f_3(N)$ можно совместить с $K=f_1(N)$, для чего достаточно изменить в отношении p масштаб для K .

9. Себестоимость энергии (з)

Себестоимость энергии ГЭЦ в общем виде может быть выражена:

$$s = \frac{I}{\mathcal{E}} = f_4(N). \quad (59)$$

Пользуясь выражением (54) и $\mathcal{E}=N \cdot h$, можно записать:

$$s = \frac{p \cdot K}{N \cdot h} = \frac{P \cdot k}{h}. \quad (60)$$

Замена выражения выработки ГЭЦ в формуле (59) через одно из выражений для выработки $\mathcal{E}=\psi(N)$ интегральных кривых дает очень сложные

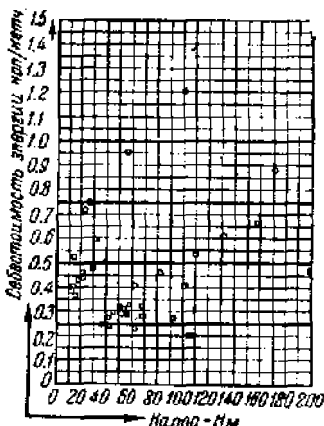
формулы. Так, пользуясь выражением (25), мы получаем:

$$s = \frac{p(aN + b)}{N \cdot 8760 - a(N - N_{\min})^n} \quad (61)$$

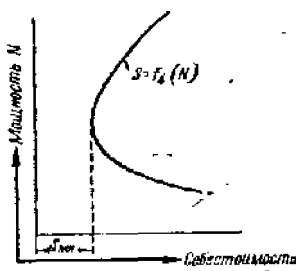
— формула, для расчетов явно неподходящая.

Анализ проектируемых ГЭС девяти ведущих водохозяйственных комплексов СССР [51] позволил для приплотинных и деривационных установок дать в функции от напора (фиг. 48) ряд условных зависимостей в графической форме.

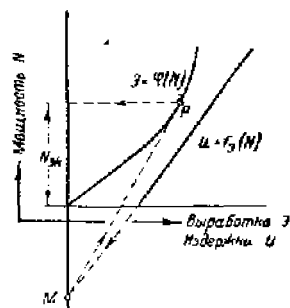
В случае приплотинных установок можно заметить кривые для различных геологических условий. Поскольку в формуле (60) удельные капиталовложения k зависят от геологических условий, акад. И. Г. Александровым (41) была дана классификационная сетка для ГЭС по себестоимости энергии. Последняя определялась в зависимости от геологических условий и числа часов использования (табл. 16).



Фиг. 48. Себестоимость энергии ГЭС в зависимости от напора



Фиг. 49. Зависимость себестоимости энергии от мощности



Фиг. 50. Определение мощности, соответствующей минимуму себестоимости энергии

Группировка ГЭС по себестоимости энергии

Таблица 16

(Акад. Александров)

Геологический признак	Число часов использования установленной мощности			
	8000	6000	4000	2000
I группа — граниты, гилсы, порфиры . . .	Ia	Ib	Ic	Id
II группа — метаморфические породы, кристаллические известняки, твердые песчаники	IIa	IIb	IIc	IId
III группа — известняки, песчаники средней плотности, опока, плотные глины и пр.	IIIa	IIIb	IIIc	IIId
IV группа — слабые грунты, пески, водонесные глины, карстовые известняки и пр.	IVa	IVb	IVc	IVd
Себестоимость энергии от 0.3—0.8 коп. кват дают группы	Ia	Ib, IIa	IIb, IIc, IIIa	IIb, IIc, IIIa
“ “ “ 0.8—1.2 “ “ “ “	“ “ “	“ “ “	IIc, IIIb, IVa	IIc, IIIb, IVa
“ “ “ 1.2—2.5 “ “ “ “	“ “ “	“ “ “	IIId, IIIc, IVb	IIId, IIIc, IVb
“ “ “ 2.5—5.0 “ “ “ “	“ “ “	“ “ “	IIId, IVc, IVd	IIId, IVc, IVd
“ “ “ свыше 5.0 “ “ “ “	“ “ “	“ “ “	“ “ “	“ “ “

Построение зависимости (59) может быть выполнено по точкам табл. 17.

Кривая $s=f_4(N)$ имеет гиперболическую форму (фиг. 49) и минимум при каком-то значении N_{BK} . Если требуется определить лишь значение N_{BK} , при котором $s=s_{min}$, можно воспользоваться методом, заключающимся в следующем (фиг. 50): продолжаем прямую издержек $I=f_3(N)$ до пересечения с осью мощностей (точка M). Из точки M проводим касательную к интегральной кривой выработки, и положение точки касания P определяет искомое значение мощности N , при которой себестоимость энергии минимальная.

Таблица 17

N	K	$I=pK$	$\mathcal{E}$	$s = \frac{I}{\mathcal{E}}$
1	2	3	4	5

10. Удельные капиталовложения в единицу ежегодной выработки (k_e)

В последнее время широко распространился экономический показатель, выражающий удельные капиталовложения в 1 квтч ежегодной выработки:

$$k_e = \frac{K}{\mathcal{E}} = \frac{I}{p\mathcal{E}} = \frac{s}{p} = \frac{k}{h} \quad (62)$$

Как видно, этот показатель отличается от себестоимости лишь множителем $\frac{1}{p}$. Таким образом, при одинаковой структуре капиталовложений сопоставление по этому показателю совершенно идентично сопоставлению по себестоимости энергии. Хотя этот показатель отражает количественную сторону, чего не дает показатель удельных вложений в квт мощности, все же качественный момент (регулируемость) им также не учитывается, почему для сопоставления, например, двух станций без приведения его применять нельзя.

Подобно себестоимости, аналитическое его выражение в функции от мощности весьма сложно.

11. Себестоимость дополнительной энергии (Δs)

Этот экономический показатель играет большую роль в технико-экономических расчетах:

$$\Delta s = f_5(N) = \frac{dI}{d\mathcal{E}} \quad (63)$$

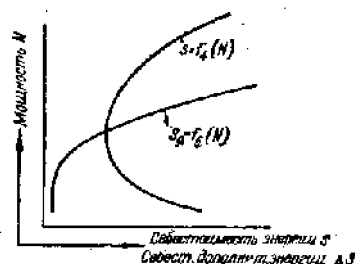
Если использовать уже приведенные выше выражения для издержек и выработки, то можно записать:

$$\Delta s = \frac{pa}{8760 - a \cdot n (N - N_{MH})^{a-1}} \quad (64)$$

Полученное выражение по своей сложности не может быть использовано для расчетов.

На фиг. 51 приведена кривая зависимости себестоимости дополнительной энергии от мощности.

Кривая $\Delta s = f_5(N)$ пересекается с кривой $s = f_4(N)$ в точке $s = s_{MH}$. В тех случаях, когда кривая $s = f_4(N)$ имеет пологий вид, это пересечение и определяет значение $s = s_{MH}$. Это следует из того, что, определив из выражения (61) значение s при $s = s_{MH}$, получим совпадение с выражением (64).



Фиг. 51. Зависимость себестоимости дополнительной энергии от мощности

Построение кривой может быть осуществлено по табличному расчету (табл. 18).

Таблица 18

N	$\mathcal{E}$	K	H	$\Delta \mathcal{E}$	ΔH	ΔS
1	2	3	4	5	6	7
N_1 N_2	$\mathcal{E}_1$ $\mathcal{E}_2$	K_1 K_2	H_1 H_2	$\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1$	$H_2 - H_1$	$\frac{H_2 - H_1}{\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1}$

Возможно также и графическое построение. Примерный путь его следующий:

- получение из кривых $\mathcal{E} = \varphi(N)$ и $H = f_3(N)$ кривой $H = \varphi_3(\mathcal{E})$;
- графическое дифференцирование этой кривой, что даст значения $\Delta s = \varphi_5(\mathcal{E})$;
- перевод в кривую $\Delta s = f_6(N)$.

12. Комплексная энергоэкономическая характеристика ГЭС

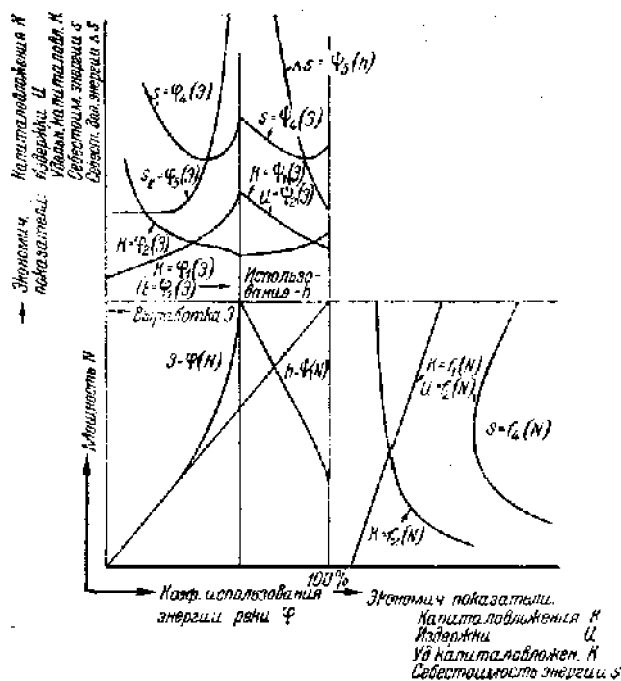
Соединение всех рассмотренных зависимостей экономических показателей в функции от мощности в одном квадранте (фиг. 52) и наличие в смежном

квадранте энергетической характеристики $\mathcal{E} = \varphi(N)$ и $h = \varphi(N)$ позволяет легко преобразовать экономические характеристики.

Вместо зависимости от мощности, пользуясь кривыми энергетической характеристики как кривыми связи, можно перестроить все экономические кривые в функции от выработки и числа часов использования (фиг. 52). Окончательно все зависимости, представляемые на комплексной энерго-экономической характеристике, следующие.

Энергетическая характеристика:

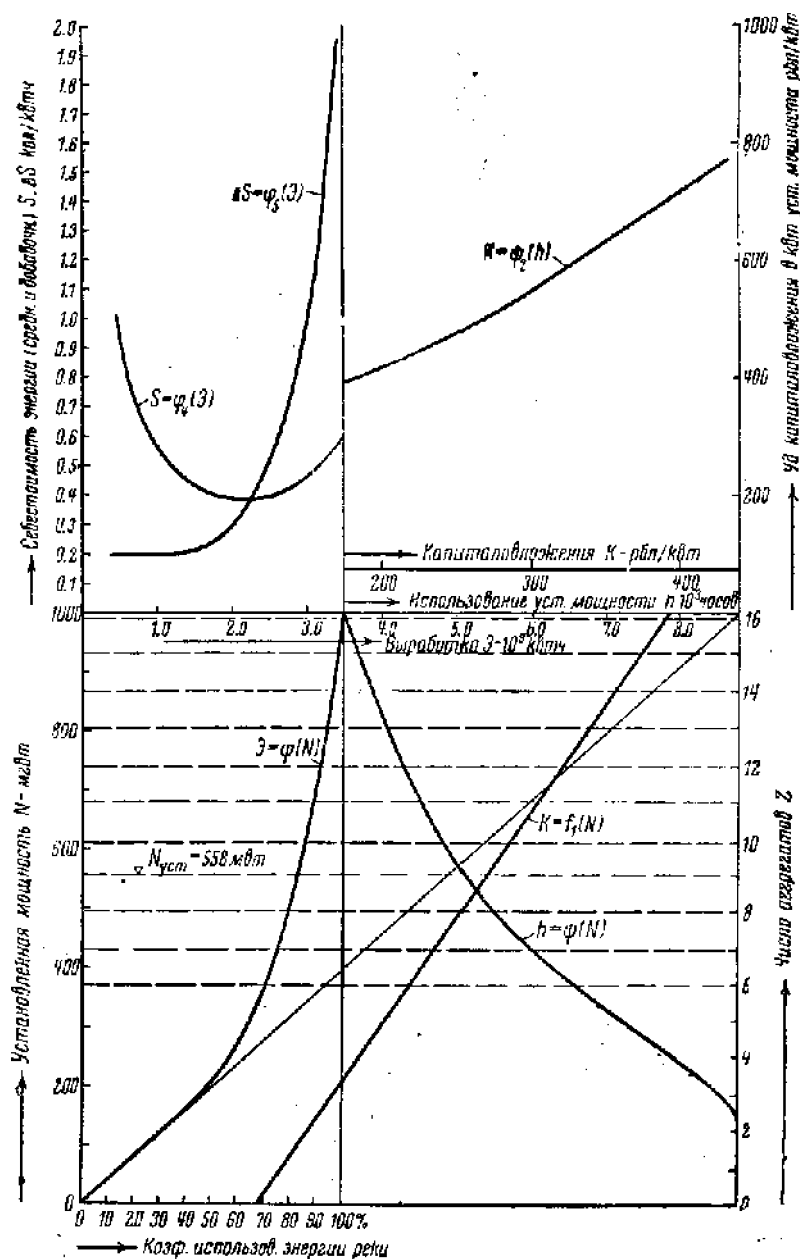
$\mathcal{E} = \varphi(N)$ — интегральная кривая выработки,
 $h = \varphi(N)$ — кривая числа часов использования.



(Фиг. 52. Энергоэкономическая характеристика

Экономическая характеристика

В функции от:	мощности	выработки;	числа часов	
			использования	
I	$K = f_1(N)$	$K = \varphi_1(\mathcal{E})$	$K = \varphi_1(h)$	Капиталовложения
II	$k = f_2(N)$	$k = \varphi_2(\mathcal{E})$	$k = \varphi_2(h)$	Удельные капиталовложения
III	$H = f_3(N)$	$H = \varphi_3(\mathcal{E})$	$H = \varphi_3(h)$	Издержки
IV	$s = f_4(N)$	$s = \varphi_4(\mathcal{E})$	$s = \varphi_4(h)$	Себестоимость энергии
V	$\Delta s = f_6(N)$	$\Delta s = \varphi_6(\mathcal{E})$	$\Delta s = \varphi_6(h)$	Себестоимость дополнительной энергии

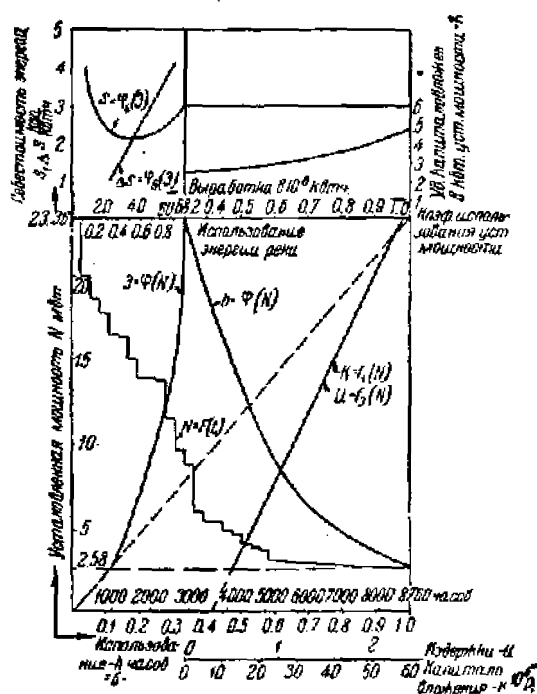


Фиг. 53. Энергоэкономическая характеристика Днепровской ГЭС

Из кривых экономических характеристик наиболее важными можно считать, помимо зависящих от мощности,

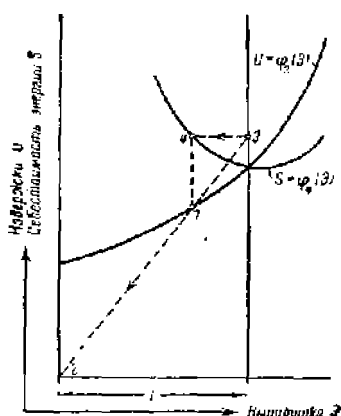
$$s = \varphi_4(\Delta), \quad \Delta s = \varphi_5(\Delta) \quad \text{и} \quad k = \varphi_2(h).$$

Такая характеристика построена для Днепровской ГЭС (фиг. 53) по данным правительственной комиссии по приемке ДнепроГЭСа в эксплуатацию [53].



Фиг. 54. Энергоэкономическая характеристика установки № 1-а на р. Ак-Бура

При построении по ИКВ кривой $N = \phi(h)$ устанавливается связь экономических показателей с коэффициентом использования.



Фиг. 55. Графическое построение зависимости $s = \varphi_s(\Delta)$ по кривой $I = \varphi_I(\Delta)$

На фиг. 54 показана построенная по предлагаемому методу сокращенная энергоэкономическая характеристика для одной из установок по рабочей гипотезе использования реки Ак-Буры.

В итоге, учитывая все описанные методы преобразования кривых, можно свести исходные данные энергоэкономической характеристики лишь к двум зависимостям:

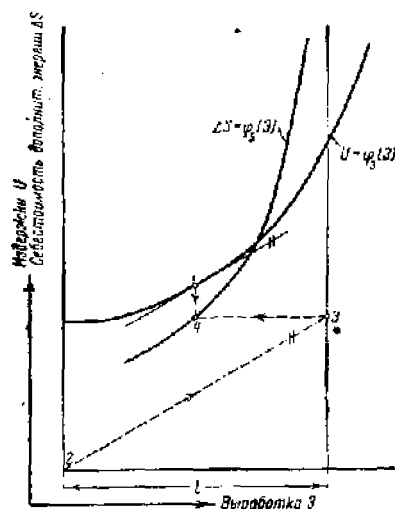
$$\Delta = \varphi(N)$$

$$I = f_3(N).$$

Пользуясь линией обращения или поворотом, получаем из этих двух зависимостей уравнение:

$$I = \varphi_s(\Delta).$$

Графическим делением (фигура 55) по этой кривой строится кривая $s = \varphi_s(\Delta)$, графическим дифференцированием (фиг. 56) — кривая $\Delta s = \varphi_s(\Delta)$.



Фиг. 56. Графическое построение зависимости $\Delta s = \varphi_s(\Delta)$ по кривой $I = \varphi_I(\Delta)$

ПРИМЕРЫ ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРОЭЛЕКТРО- ЦЕНТРАЛЕЙ

13. Основы для построения энергоэкономических характеристик

В качестве конкретных примеров энергоэкономических характеристик, построенных для проектных данных различного типа ГЭС, приводятся характеристики 15 ГЭС. Методика построения в соответствии с изложенным в I и II главах. Материал был собран и обработан Д. О. Сейфулла, а графически оформлен Т. Е. Чистяковой.

При построении характеристик были приняты следующие обозначения:

- N — мощность ГЭС в мвт,
- N_a — мощность агрегата в мвт,
- $\mathcal{E}$ — выработка ГЭС в 10^9 квтч,
- h — число часов использования установленной мощности,
- z — число агрегатов,
- K — полные капиталовложения в ГЭС в 10^6 рбл.,
- K_e — капиталовложения в энергетику в 10^6 рбл.,
- $K_{e,c}$ — то же плюс вложения в судоходство,
- $K_{e,c,z}$ — то же плюс вложения в затопления,
- k — удельные вложения в 10^3 рбл/квт,
- I — издержки в 10^6 рбл.,
- s — себестоимость энергии в коп/квтч,
- s_d — себестоимость добавочной энергии в коп/квтч,
- p — издержки в долях от капиталовложений в %, исчисленные по формуле: $p = 2.2 + 4.4 \left[\frac{a \cdot aN}{aN + b} \right]$ (по нормативам до декрета 1938 г.).

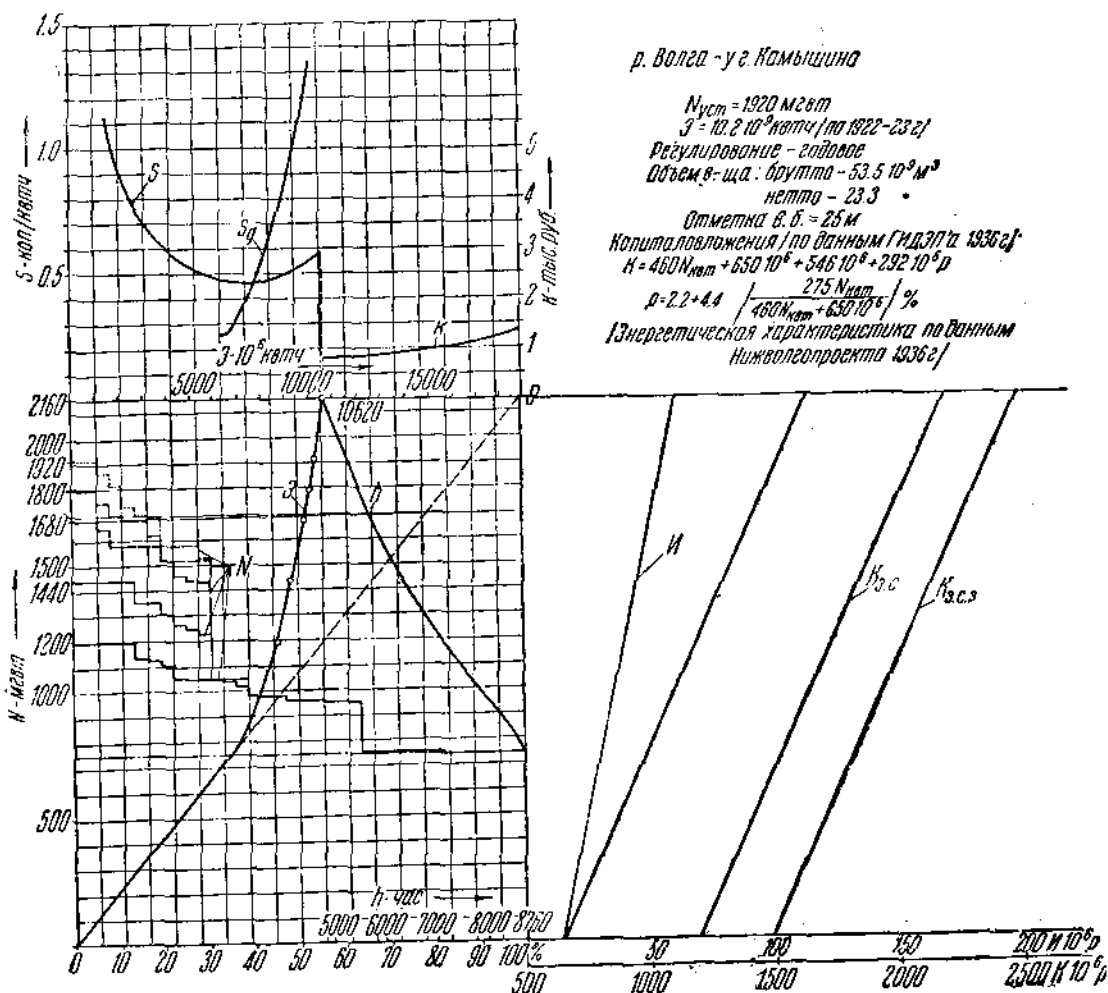
Характеристики построены для следующих объектов (табл. 19).

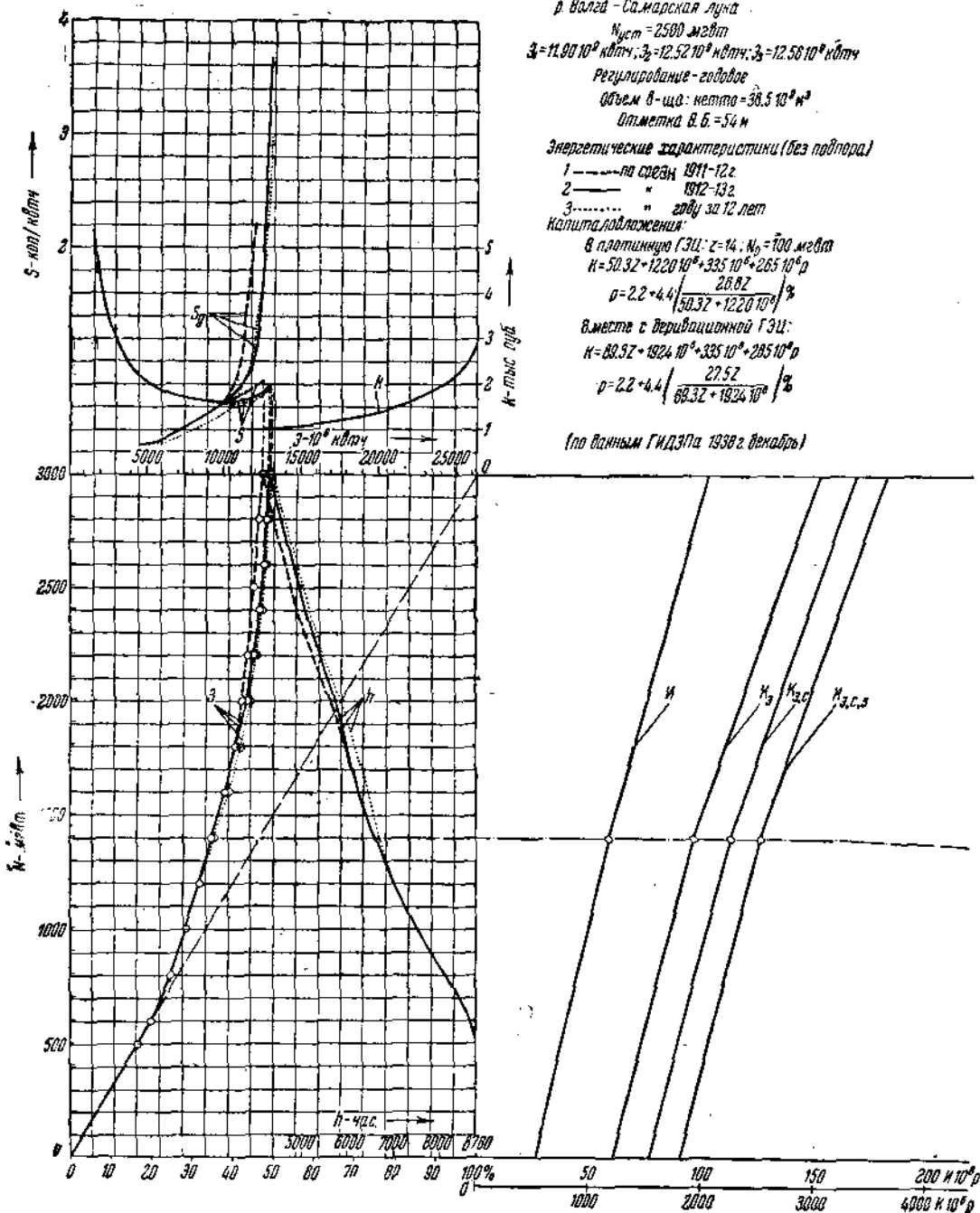
Таблица 19

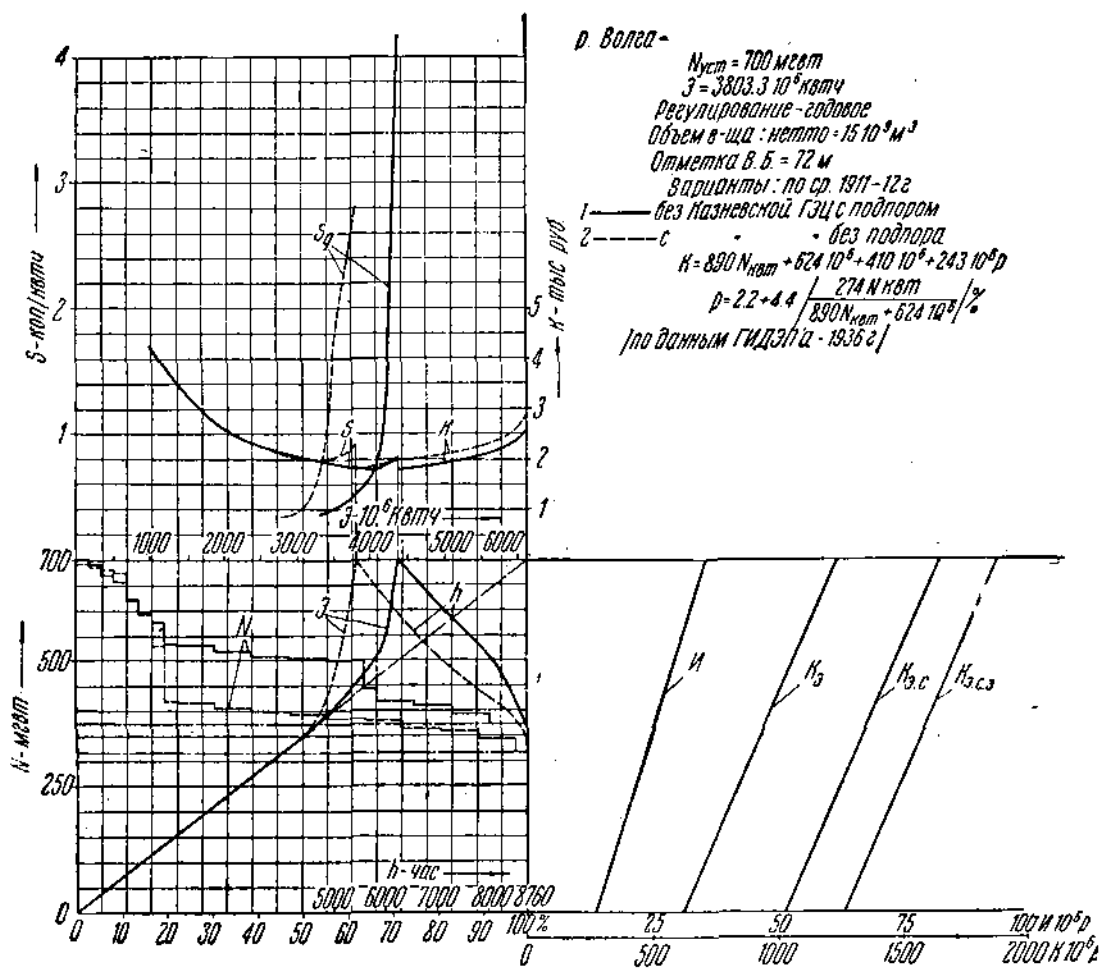
Номера по пор.	Название ГЭС	Река	N мвт	$\mathcal{E}$ 10^9 квтч	Отм. В. Б., м	Источник данных	Примечание
1	Камышинская	Волга	1920	10.20	25.0	Нижне-волгопроект, 1936	—
2	Куйбышевская	Волга	2500	11.90 12.52 12.56	54.0	Гидро-энергопроект, 1936	Средн. 1911—12 Средн. 1912—13 Средн. за 12 лет
3	Чебоксарская	Волга	700	3.80	72.0	Гидро-энергопроект, 1936	1. Без Казниевской ГЭС 2. С Казниевской ГЭС

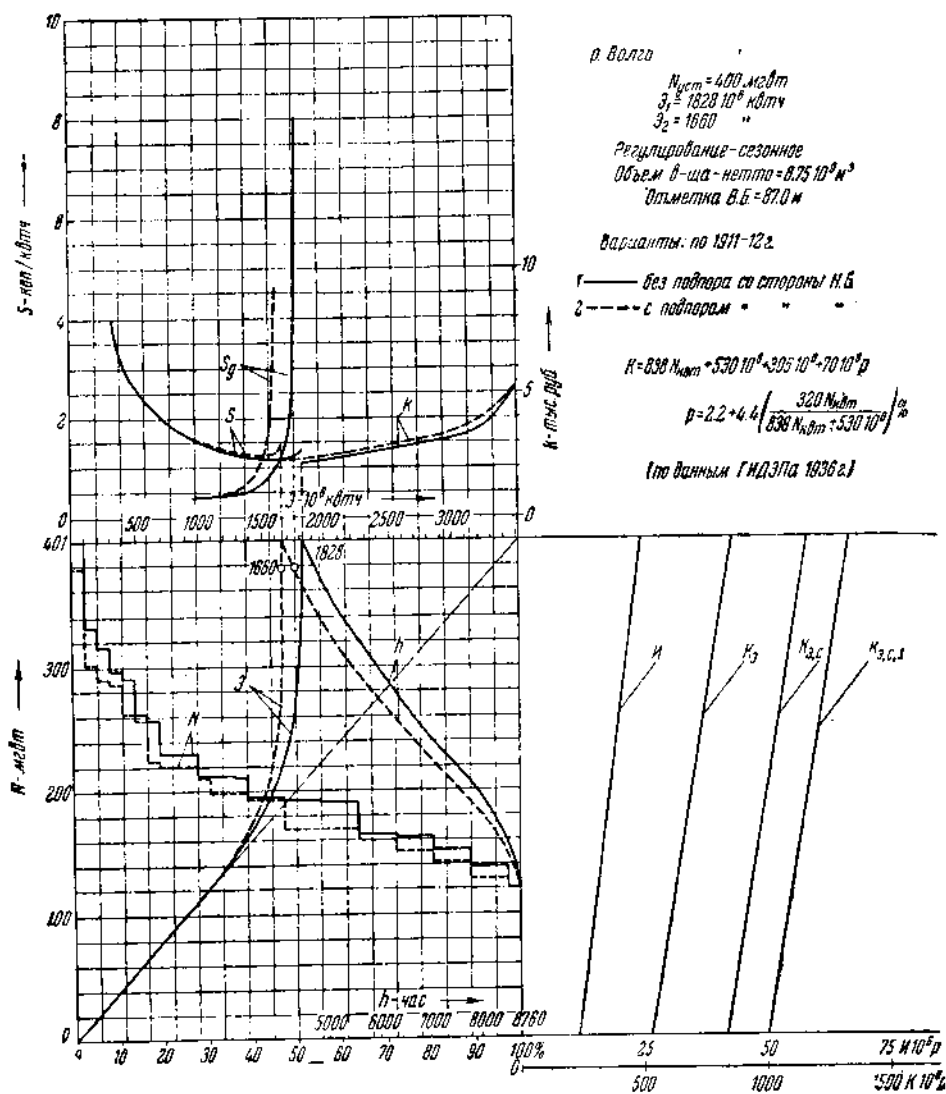
Номера по попор.	Название ГЭС	Река	N мегг	Э 10 ³ квтч.	Отм. в. Б., м	Источник данных	Примечание
4	Чкаловская	Волга	400	1.83	87.0	То же	1. Без под- пора 2. С подпором
5	Казниевская	Ока	200	0.71	—	То же	—
6	Коломенская	Ока	100	0.38	117	Гидроэ- нергопро- ект, 1935	1. Транспорти. сработка в-ща 2. Равномер- ная сработка в-ща
7	Калужская	Ока	120	0.46	142.0	ГИДЭП, 1935	1. Транспорти. сработка в-ща 2. Равномерн. сработка в-ща
8	Сокольегорская	Кама	900	6.17	72.0	ГИДЭП, 1936	Без подпора
8a	То же	Кама	—	5.01	—	То же	С подпором
9	Пермская	Кама	360	1.50	104.75	Техн. про- ект, 1934	Без верхн. в-ща
9a	Пермская	Кама	360	1.97	—	ГИДЭП, 1936	Транспорти. сработка Тюлькинской ГЭС
10	Тюлькинская	Кама	700	3.59 3.34	144.5	ГИДЭП, 1936	Транспорти. сработка Энергет. сработка
11	Низовая	Днепр	500	1.57	15.9	ГИДЭП, 1936 Экспертиза Госплана, 1936	—
12	Каменская	Днепр	200	1.25	65.0	То же	—
13	Кременчугская	Днепр	360	1.66	85.5	То же	—
14	Тертерская	Тертер	54.3	0.24	574	Техн. проект, 1935	—
15	Номохванская	Рион	200	1.02	360	Схем. проект, 1935	—

Эти энергoэкономические характеристики, как это показано в последующих разделах работы, позволяют решать все основные вопросы по определению условий использования ГЭС в системе и по экономическому обоснованию параметров ГЭС.










$$N_{VCM} = 200 \text{ M28/m}$$
$$J = 709.3 \cdot 10^6 \text{ кВт/ч} / (0.01911 - 12.2)$$

Регулирование - многолетнее

ПОЛЪЕМ 8-УМД. КЕТОМНО-14.5 10^3 м³

КОПИТО ПРЖАЖЕНИ

$$K = 950 \text{ Н/мм}^2 + 6,35 \cdot 10^6 + 16,5 \cdot 10^6 + 200 \cdot 10^6 \text{ н}$$
$$D = 2.2 + 4.4 \left(\frac{320 N_{H818}}{950 N_{H818} + 6.35 \text{ MPa}} \right) / \%$$

(по данным ГИДЭП'а 1936 г.).

р. Ока - 25 км от устья
 $N_{\text{уст}} = 100 \text{ мВт}$ $3_1 = 376 \cdot 10^6 \text{ кВтч}$
 $3_2 = 398$
 Регулирование - сезонное
 Объем в-ща: брутто - $242 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, нетто - $1.67 \cdot 10^6 \text{ м}^3$
 Отметка в. б. = 117 м. Варианты: по 1915-16 г.
 1 — работа в-ща в период навигации
 2 — — — — — равномерная в теч. года
 $N = 709$ $N_{\text{уст}} = 76.2 \cdot 10^6 + 33 \cdot 10^6 + 40 \cdot 10^6$; $\rho = 3.8\%$
 (по данным гипотезы реконструкции р. Ока 1935 г.)

Q OK2 - 85 MM DTP VECTOR

$$N_{\text{кв}} = 100 \text{ МВТ} \quad Z_1 = 376 \cdot 10^6 \text{ КВТ/ч}$$
$$J_2 = 398$$

Регулирование - сезонное

Объем в-ща: брутто = $242 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, нетто = $1.67 \cdot 10^3 \text{ м}^3$

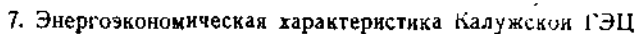
Отметка в.б. = 117 м. Варианты: по 1915-16 г.

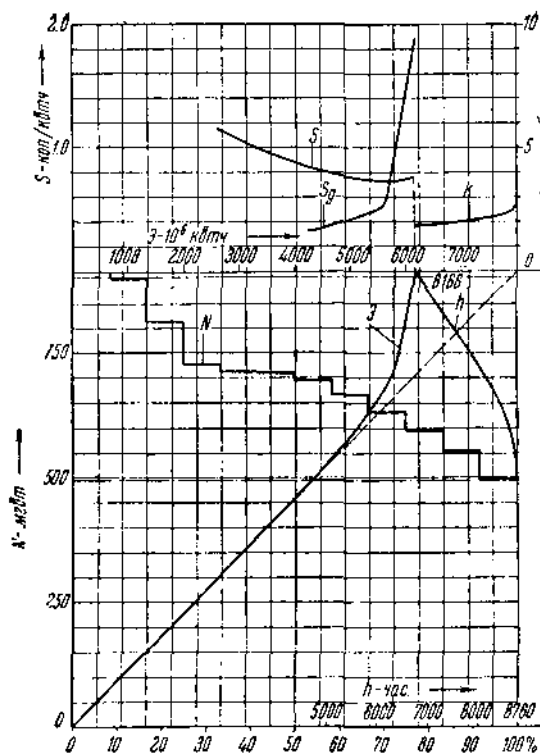
1—сработка в-ща в период навигации

2 — *равномерная в теч 2000*

$$K = 709 N_{\text{ном}} + 75.2 \cdot 10^6 + 33 \cdot 10^6 + 40 \cdot 10^6 \cdot p; p = 3.8 \%$$

6. Энергоэкономическая характеристика Коломенской ГЭС





р. Каз.

$N_{\text{уст}} = 900 \text{ мВт}$

$Z = 8168.5 \cdot 10^6 \text{ кВт·ч (по 1911-12 г.)}$

Регулирование: сезонное

Объем в-ща: нетто = $18.2 \cdot 10^9 \text{ м}^3$

Отметка в.б. = 72 м

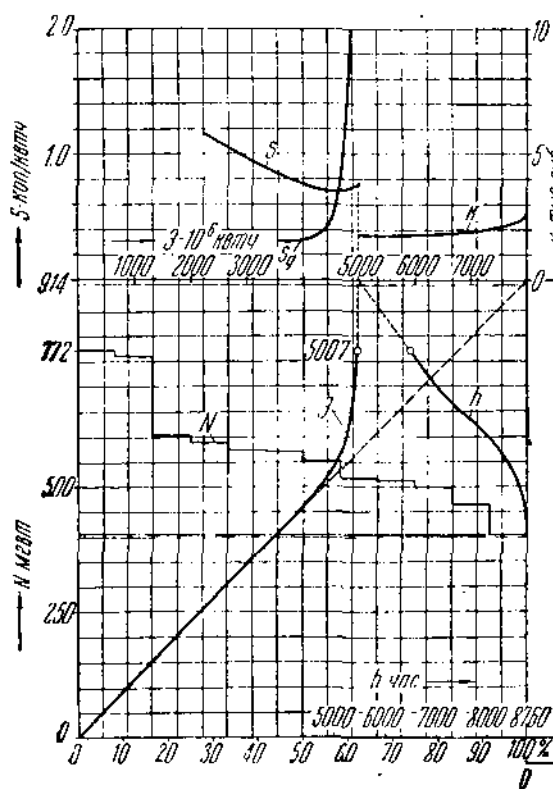
Капиталовложения:

$K = 750 N_{\text{уст}} + 960 \cdot 10^6 + 470 \cdot 10^6 + 235 \cdot 10^6 \text{ р}$

$\rho = 2.2 + 4.4 \left(\frac{274 N_{\text{уст}}}{750 N_{\text{уст}} + 960 \cdot 10^6} \right) \%$

(по данным ГИДЭПа 1936 г.)

8. Энергоэкономическая характеристика Сокольгорской ГЭЦ (без подбора)



р. Каз.

$N_{\text{уст}} = 900 \text{ мВт}$

$Z = 5007.5 \cdot 10^6 \text{ кВт·ч (по 1911-12 г.)}$

Регулирование: сезонное

Объем в-ща: нетто = $18.2 \cdot 10^9 \text{ м}^3$

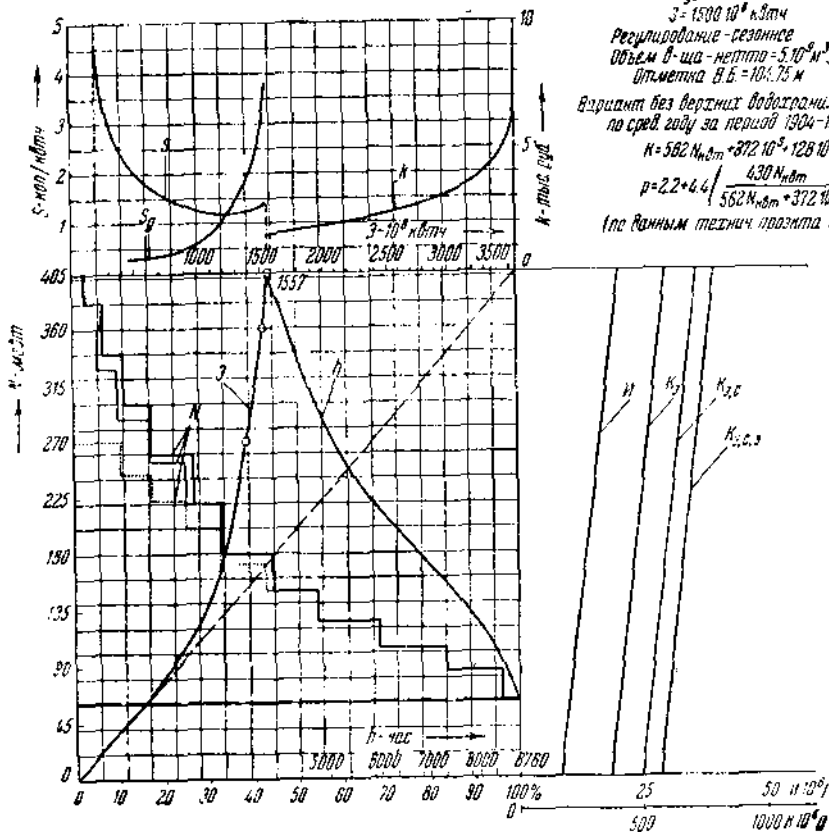
Отметка в.б. = 72 м

$K = 680 N_{\text{уст}} + 822 \cdot 10^6 + 368 \cdot 10^6 + 235 \cdot 10^6 \text{ р}$

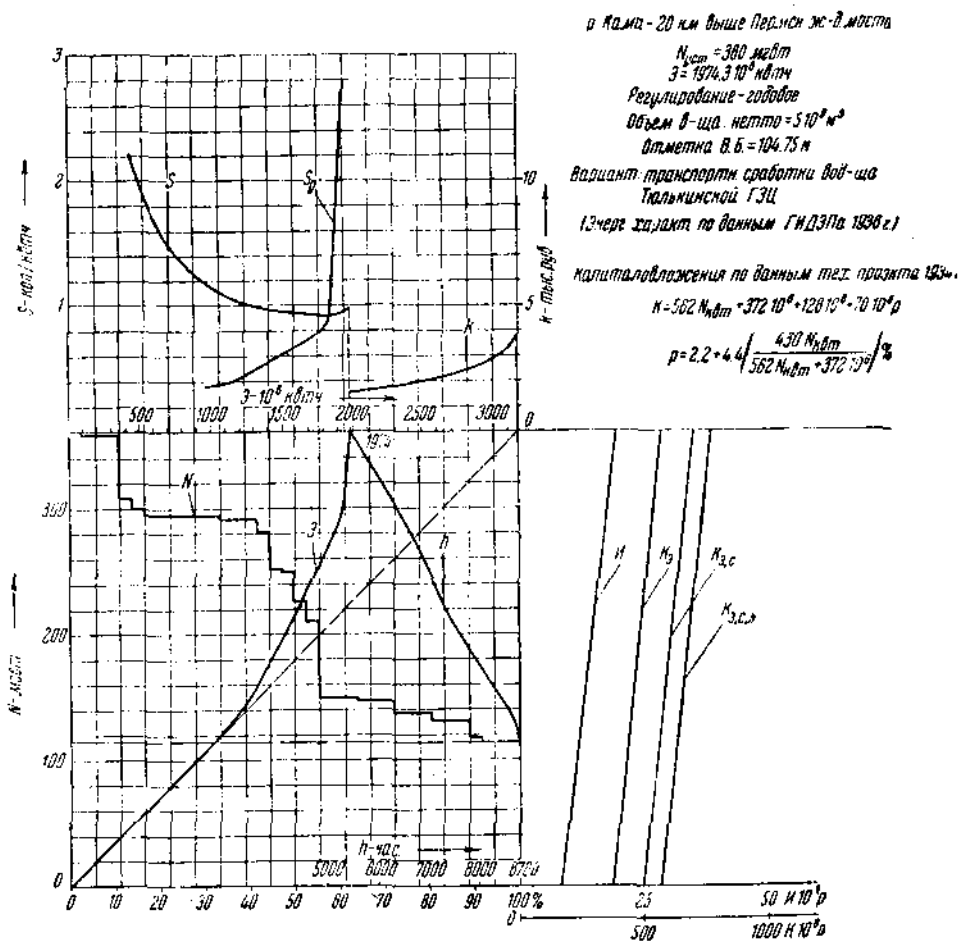
$\rho = 2.2 + 4.4 \left(\frac{274 N_{\text{уст}}}{680 N_{\text{уст}} + 822 \cdot 10^6} \right) \%$

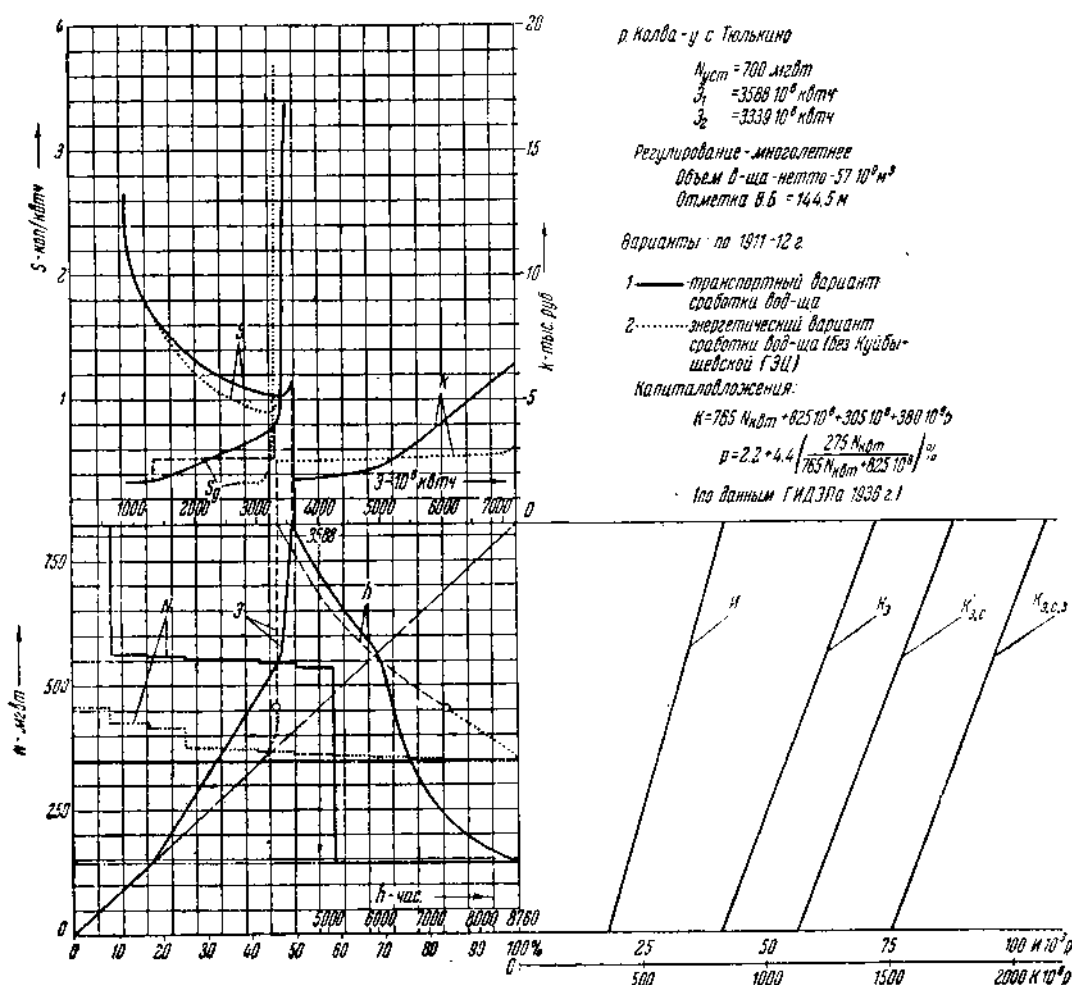
(по данным ГИДЭПа 1936 г.)

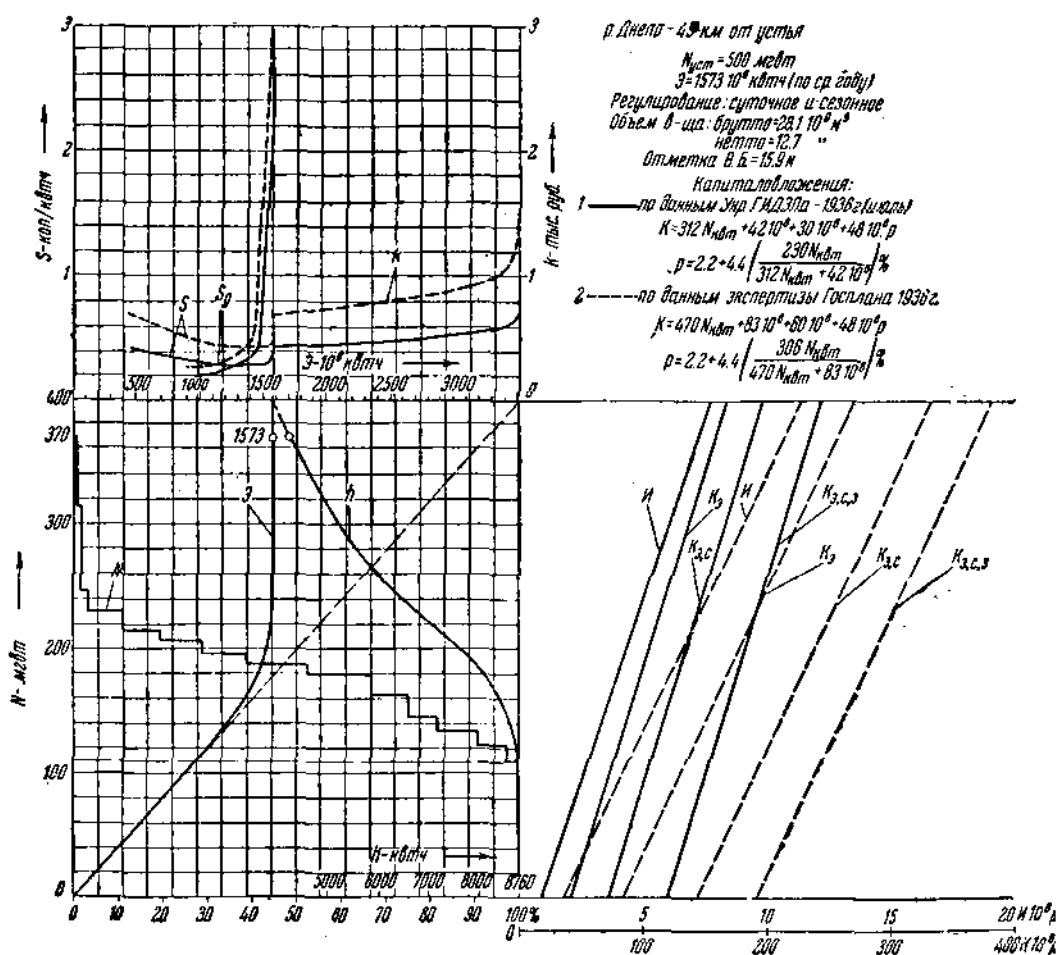
8а. Энергоэкономическая характеристика Сокольгорской ГЭЦ (с подбором)

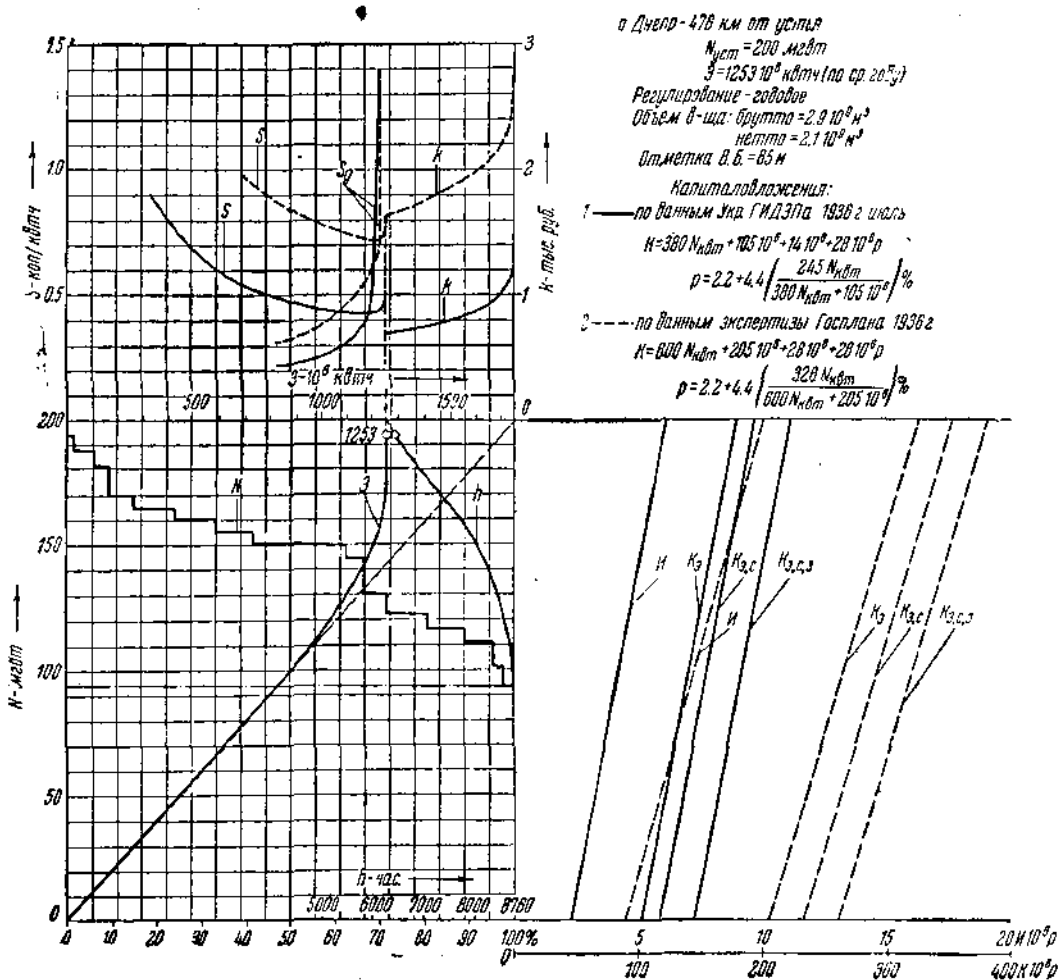


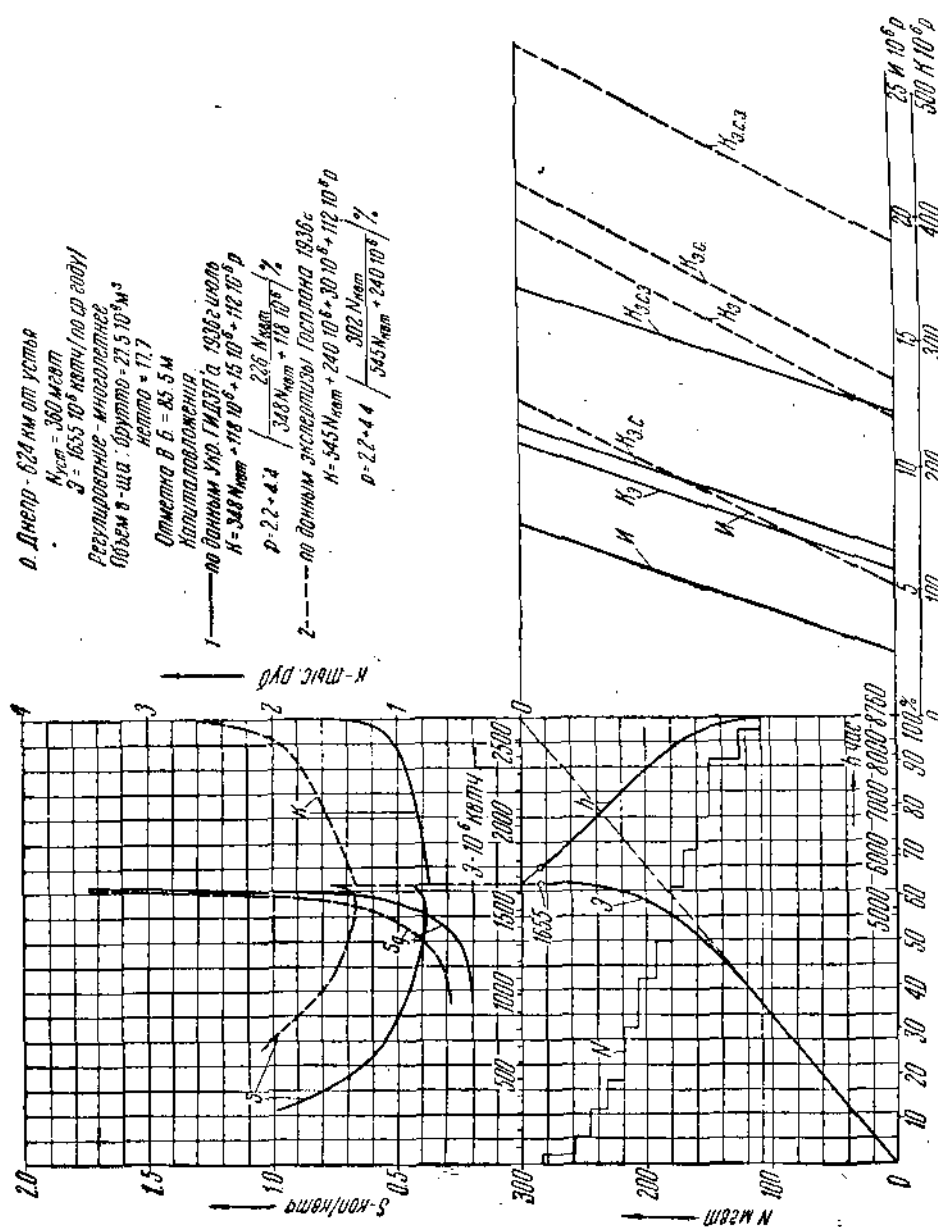
9. Энергоэкономическая характеристика Пермской ГЭС



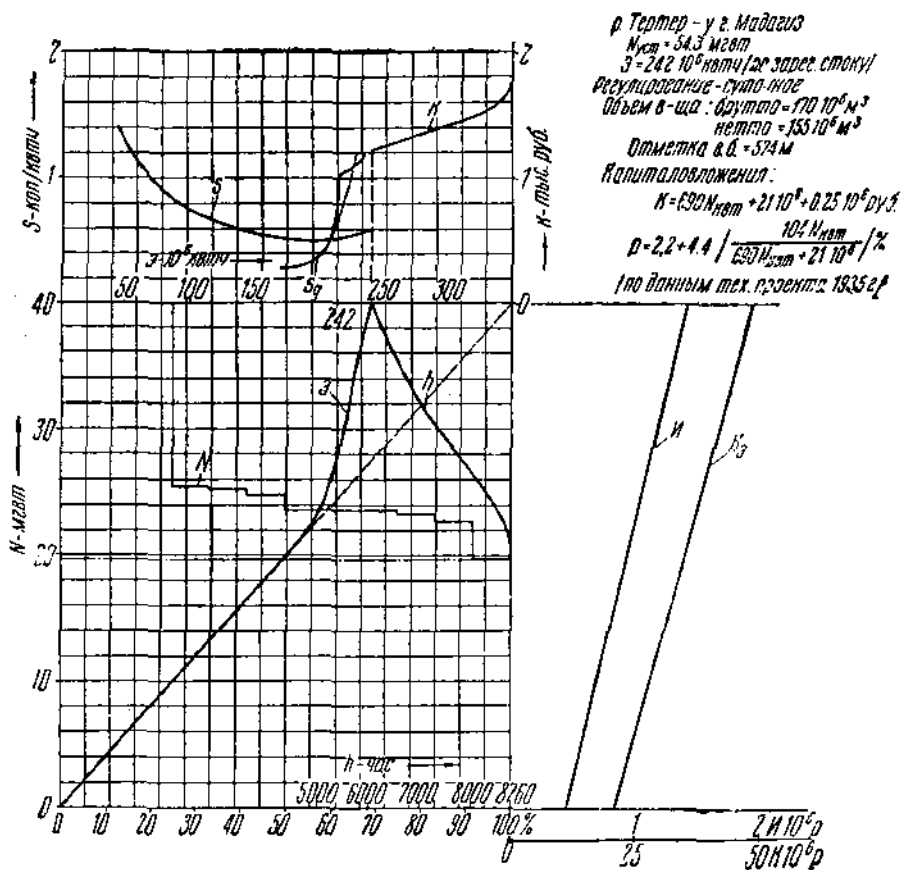




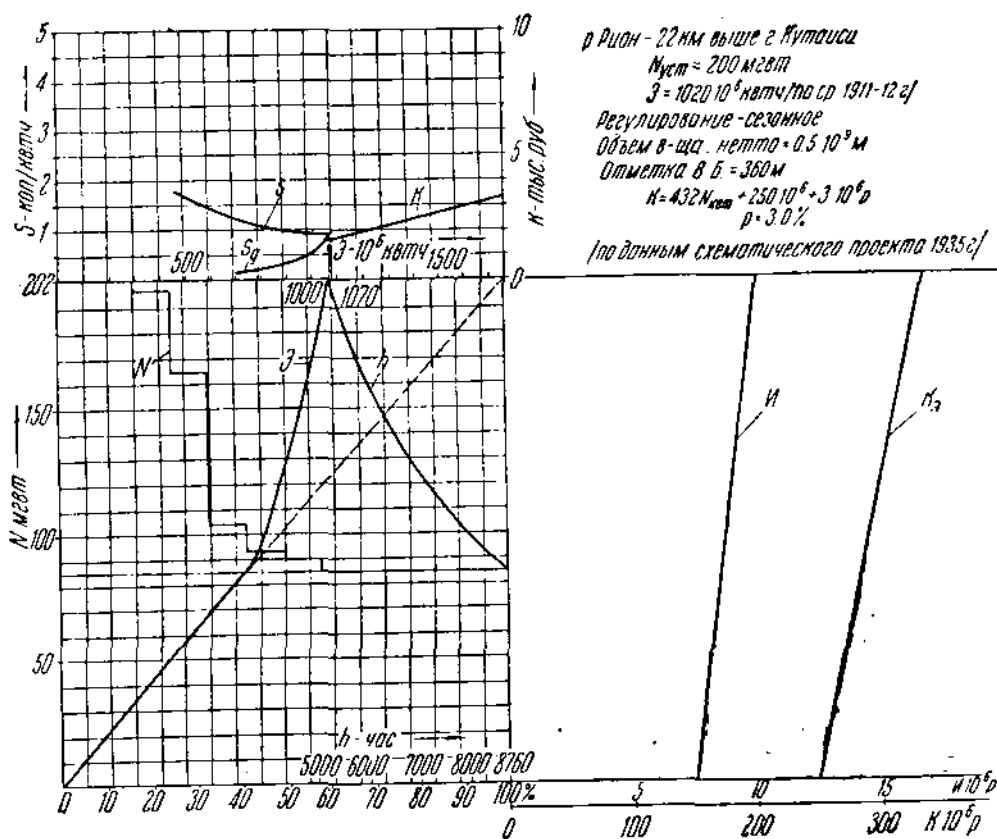




13. Энергоэкономическая характеристика Кременчугской ГЭС



14. Энергоэкономическая характеристика Тертерской ГЭС



15. Энергоэкономическая характеристика Номохванской ГЭЦ

Глава четвертая

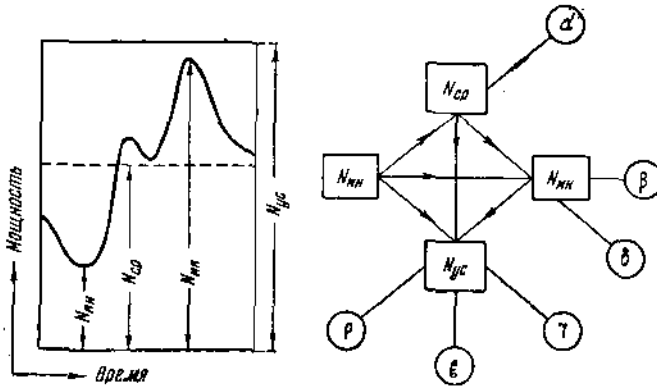
РАБОТА ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

14. Режимные показатели ГЭС

ГЭС, включенная в систему, может быть рассматриваема как агрегат переменной мощности.

Основной особенностью ГЭС является то, что она не только генерирует энергию, но и сама как бы создает энергоресурс.

Мощность по водотоку меняется как в течение года, так и по годам. Фиксированным остается лишь значение установленной мощности ГЭС. Если уточнять, то и оно переменное, поскольку зависит от напора, а следовательно от отметок верхнего и нижнего бьефов, отсюда и от расхода и т. д., но для общего анализа можно принять: $N_{ус} = \text{const}$.



Фиг. 57. Схема конструирования показателей графика

Если представить для каких-либо суток года энергетическую характеристику ГЭС (фиг. 57), то можно фиксировать четыре характерных мощности: минимальную (обеспеченную 90% времени), среднюю, максимальную (по фактическому покрытию графика нагрузки) и установленную.

Для различного рода расчетов кривые характеристики обычно заменяются системой показателей, представляющих отношения характерных мощностей.

Полного единства в этом еще нет. Применяют как отношение меньшей величины к большей, так и обратные.

Так, в немецкой литературе применяются показатели:

$$\frac{\text{Средняя мощность}}{\text{Установленная мощность}} = \text{Показатель полноты (Volligkeitsgrad).}$$

$$\frac{\text{Установленная мощность}}{\text{Минимальная мощность}} = \text{Показатель уменьшения (Verkleinerungsgrad).}$$

$$\frac{\text{Минимальная мощность}}{\text{Средняя мощность}} = \text{Водохозяйственный показатель (Wasserwirtschaftlichkeitsfaktor)}$$

Американцы [101, 109], наоборот, пользуются отношением:

$\frac{\text{Установленная мощность}}{\text{Средняя мощность}} = \text{Показатель установленной мощности (installation capacity factor)}$

$\frac{\text{Максимальная мощность}}{\text{Установленная мощность}} = \text{Показатель использования (utilization factor)}$

и т. д.

Попытка некоторой стандартизации всего комплекса показателей электробаланса дана у Дарманчева [4]. Для наших целей можно ограничиться шестью возможными показателями, представляющими все возможные отношения четырех характерных мощностей.

Если принять, что показатель не может быть больше единицы, то получим схему, представленную на фиг. 57.

Таким образом и условные шесть показателей (коэф-ов) будут:

$\alpha = \frac{\text{Минимальная мощность}}{\text{Средняя мощность}} = \text{Показатель базовости.}$

$\beta = \frac{\text{Минимальная мощность}}{\text{Максимальная мощность}} = \text{Показатель выравнинности по максимальной мощности.}$

$\gamma = \frac{\text{Минимальная мощность}}{\text{Установленная мощность}} = \text{Показатель выравнинности по установленной мощности.}$

$\delta = \frac{\text{Средняя мощность}}{\text{Максимальная мощность}} = \text{Показатель нагрузки (использования максимальной мощности).}$

$\epsilon = \frac{\text{Средняя мощность}}{\text{Установленная мощность}} = \text{Показатель использования.}$

$\rho = \frac{\text{Максимальная мощность}}{\text{Установленная мощность}} = \text{Показатель резерва.}$

Эти же показатели могут быть применены к графикам системы. Тогда вместо отношения мощностей ЭЦ (N) будет рассматриваться отношение мощностей нагрузок (P).

Все показатели связаны между собой простым соотношением:

$$\frac{\alpha \cdot \delta}{\beta} = \frac{\alpha \cdot \epsilon}{\gamma} = \frac{\delta \cdot \rho}{\epsilon} = \frac{\beta \cdot \rho}{\gamma} = 1.$$

На практике наиболее широко применяются показатели δ и ϵ .

Показатель резерва часто в нашей советской литературе принимается как отношение установленной мощности к максимальной, т. е. больше единицы $\left(\frac{1}{\rho}\right)$.

Показатели α , β и γ , собственно, введены гидроэнергетиками, показатель γ широко используется в экономических расчетах и β — в расчетах по регулированию.

Главной характеристикой ГЭС, определяющей условия ее использования в энергосистеме, являются ее регулировочные возможности.

Разработанной классификации регулирования еще нет.

Общие определения, характеризующие временный интервал: суточное, сезонное, зимнее, годовое, многолетнее и их сочетания, явно недостаточны.

Заслуживают внимания предложения количественных показателей регулирования. К таким предложениям относится характеристика, приведенная в работе Краусса (Krauss) [111].

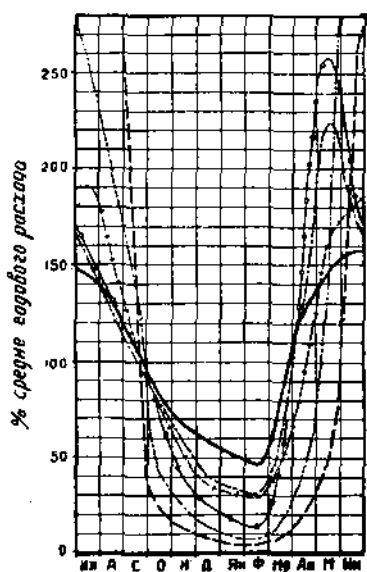
Как известно, влияние регулирования на работу ГЭС определяется тремя основными факторами: объемом водохранилища, размером стока и его распределением.

Для обобщенной характеристики распределения стока Краусс разделяет весь гидрограф на две части: многоводную, когда расход больше среднегодового, и маловодную, когда расход меньше среднегодового.

Период многоводья захватывает лето (от апреля—мая до октября).

Показателем распределения берется отношение стока за многоводный (летний) период к стоку за маловодный (зимний), т. е.:

$$m = \frac{Q_{\text{лет}}}{Q_{\text{зим}}}. \quad (65)$$



— — — ледниковые
 : : : высокогорные (свыше 2000 м)
 — — — горные
 - · - · - большие реки с ледниками в бассейне
 — — — без ледников в бассейне
 — Динай.

Фиг. 58. Кривые хода расходов для характеристики типов альпийских рек (Краусс)

Исходя из других соображений, этот же показатель, названный *коэффициентом сезонной иррегулярности*, предложен в 1936 г. А. Кутань (Coutagne) [103].

Представление о степени чувствительности этого показателя дают приводимые на фиг. 58 хронологические графики расходов для характерных типов альпийских рек (расход отложен в процентах от среднегодового) и табл. 20, в которой приведены цифровые показатели по этим рекам.

Наиболее полную классификацию рек по характеру питания и внутригодовому распределению стока предложил в 1938 г. Львович [95]. В основу ее положено разделение источников питания на четыре: грунтовые (U), снеговые (S), дождевые (R) и ледниковые и высокогорные снеговые (G), а по времени деление по сезонам: весна (P), лето (E), осень (A) и зима (H).

Количественные показатели выражаются символической записью по следующему правилу:

если удельный вес данного фактора больше 50% большая буква
 : : : : : от 10 до 50 малая буква
 : : : : : менее 10 вообще не записывается

Так, например, для реки Оки у города Орла, имеющей по источникам структуру: $U=19\%$, $S=59\%$, $R=22\%$, $G=0$, по распределению стока по сезонам: $P=73\%$, $E=10\%$, $A=9\%$, $H=8\%$, формула будет записываться так:

$$S - ru, P - e,$$

а для реки Гизельдон у села Верхняя Кобань при $U=30\%$, $S=3\%$, $R=33\%$, $G=34\%$ и $P=10\%$, $E=62\%$, $A=8\%$ формула будет:

$$G - ru, E - ap.$$

Львовичем составлена по этой схеме карта классификации водного режима рек СССР; эти карты и предлагаемая методика несомненно могут быть весьма полезны для обобщения регулировочных показателей ГЭС.

Мы предполагаем использовать их в дальнейшем при разработке универсальной регулировочной характеристики ГЭС.

Наиболее общим показателем степени регулирования является отношение объема водохранилища к среднегодовому стоку, который мы будем называть

Таблица 20

Характеристика типовых рек

(Краусс)

Тип реки	Период маловодья — месяца, когда $q < q_{\text{ср}}$	Сток за маловодный период $\frac{Q_{\text{зим}}}{Q_{\text{год}}}$ %	Нормальный низкий расход $\frac{q_{\text{ни}}}{q_{\text{ср. год}}}$ %	Паводковый месяц	$m = \frac{Q_{\text{летн}}}{Q_{\text{зимн}}}$ %	Объем в-ща для годового выравнивания $\frac{V}{Q_{\text{год}}}$ %
Ледниковые	октябрь — май	до 10	до 5	июль	до 10	55...60
Высокогорные (свыше 2000 м над у. м.)	октябрь — апрель	10...15	5...10	июнь	6...10	45...50
Горные (1000-2000 м над у. м.)	октябрь — март	15...20	10...15	май	4...6	30...35
Крупные реки с ледниковым питанием (типа р. Инн)	октябрь — апрель	24...32	до 25	июнь — июль	2...3	20...25
Крупные реки без ледников в бассейне (типа р. Эльб)	октябрь — март	25...35	до 25	май	2...3	20...25
Дунай	октябрь — март	30...35	35...40	июнь или июль	до 2	до 15

показателем регулирования (показатель водохранилища или объема), выражать в долях или процентах и обозначать так:

$$r = \frac{V}{Q_{\text{ср. год}}} \quad (66)$$

В табл. 21 показано значение этого показателя в зависимости от типа реки и режима работы ГЭС.

Орниг предлагает разделять установки по величине показателя регулирования, причем связывает его с соотношением объема водохранилища (V) и притока за время разряда водохранилища ($Q_{\text{раз вод}}^{\text{раз}}$) и время заряда водохранилища ($Q_{\text{зар вод}}^{\text{зар}}$).

Эта классификация имеет вид:

- I. $V > Q_{\text{вод}}^{\text{раз}} \quad r > 0.7$
- II. $Q_{\text{вод}}^{\text{раз}} > V > Q_{\text{вод}}^{\text{раз}} \quad r = 0.2 \dots 0.7$
- III. $V < Q_{\text{вод}}^{\text{раз}} \quad r < 0.2.$

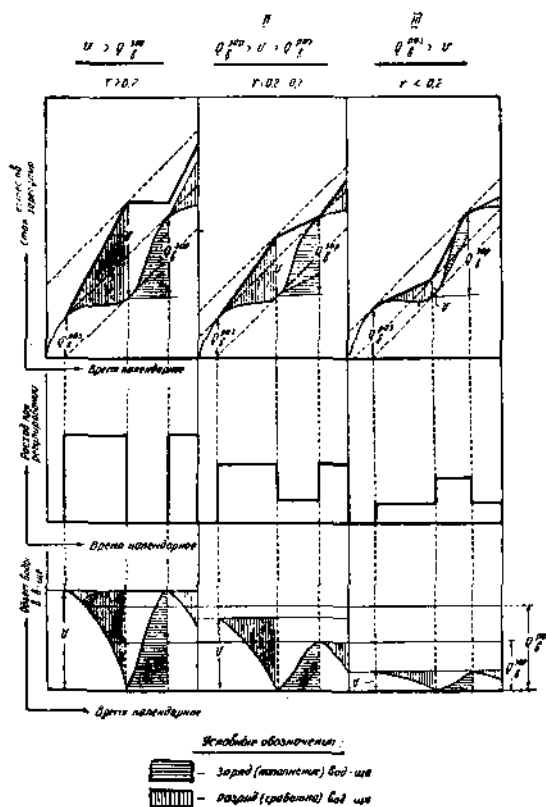
На фиг. 59 показаны эти три типа регулирования:

I — отдача в период заполнения водохранилища прекращается,

Таблица 21

Показатель регулирования в зависимости от режима работы ГЭС и типа реки (Краусс)

Режим работы ГЭС	Показатель неравномерности потребления	Показатель регулирования в % (объем водохранилища в % от среднегодового стока)				
		Типы рек:				
	$m_1 = \frac{Q_{\text{лет исп}}}{Q_{\text{зим исп}}}$	Ледниковые	Высокогорные	Горные	Крупные	Дунай
С сокращенной зимней работой	> 1	< 55	< 45	< 30	< 20	< 15
С полным годовым выравниванием	1	55...60	45...50	30...35	20...25	до 15
С повышенной зимней работой	$0 < m_1 < 1$	60...95	50...90	35...85	25...75	—
Исключительно зимняя работа	0	до 95	90...95	85...90	до 75	—
ГАУ с годовым периодом работы	< 0	> 95	> 95	> 90	—	—



Фиг. 59. Характеристика регулирования по Орингу

II — работа в течение всего года с сезонным повышением в период сработки водохранилища,

III — то же, что и II, но с сезонным повышением в период наполнения водохранилища.

В нижней части фиг. 59 помещены режимные кривые объемов водохранилища.

В табл. 22 дана характеристика ряда альпийских водохранилищ по этой схеме. Все величины даны в мм годового слоя.

Из этой таблицы также видно, что если для I типа зарегулированный зимний расход во много раз больше среднегодового, то для II типа установок эти расходы становятся близкими друг другу: $2q_{\text{ср}} \geq q_{\text{рег}}^{\text{зим}} > q_{\text{ср}}$. Для III типа зарегулированный зимний расход меньше среднегодового: $q_{\text{рег}}^{\text{зим}} < q_{\text{ср}}$.

Более полной характеристикой регулирования является показатель той же конструкции, но где отношение берется не

Таблица 22

(Ориг)

Водохрани- лище	V 10^6 м^3	F км^2	$\frac{V}{F}$ мм	$Q_{\text{ср.год}}$ мм	$Q_{\text{зим вод}}$ мм	$Q_{\text{под}}$ мм	$r = \frac{(V/F)}{Q_{\text{ср.год}}}$ $\%$	$q_{\text{рас зим}}$ $\frac{\text{м}^3}{\text{сек}}$	$q_{\text{ср.год}}$ $\frac{\text{м}^3}{\text{сек}}$	Кате- гория
Вегиталь . . .	140	83	1700	1700	1400	430	100	10.0	4.4	I
Ритом . . .	26	23	1120	1360	1120	430	83	2.4	1.0	I
Шполерзе . . .	14	11	1280	1550	1280	540	83	1.3	0.5	I
Барберин . . .	38	23	1650	2000	1880	920	83	3.1	1.4	I/II
Салетш . . .	9	11	820	1450	1250	50	56	1.0	0.5	II
Тейгитш . . .	30	170	180	650	450	65	28	5.0	3.5	II
Ленгш . . .	50	81	620	1660	1400	500	37	5.5	3.5	II
Валхензе . . .	113	594	190	800	650	230	24	15.0	15.0	II/III
Валхензе . . .	76	594	130	800	650	230	16	13.0	15.0	III
Оберхазли . . .	84	110	760	2000	1920	1040	38	5.1	7.0	III
Эрлауф . . .	3	76	40	1050	850	260	4	1.4	2.0	III

между объемом водохранилища и годовым стоком, а между выработкой за счет расхода водохранилища ($\mathcal{E}_{\text{раз}}$) и полной возможной годовой выработкой ($\mathcal{E}_{\text{год}}$), т. е.

$$r = \frac{\mathcal{E}_{\text{раз}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} \quad (67)$$

Этот показатель может быть отнесен и к группе установок (каскаду), имеющих общие водохранилища.

В связи с разработкой водоэнергетической схемы Карело-Мурманского края, Кузовлевым и Якубом были предложены следующие характерные значения этого показателя для различных условий регулирования:

Регулирование отсутствует . . . $r = 0$
 Сезонное регулирование . . . $r = 0.25 \dots 0.30$
 Годичное регулирование . . . $r = 0.25 \dots 0.30$
 Многолетнее регулирование по маловодным периодам . . . $0.25 \dots 0.30 < r < 0.70 \dots 0.75$
 Длительное многолетнее регулирование . . . $0.70 \dots 0.75 < r < 1.20 \dots 1.30$
 Полное многолетнее регулирование . . . $r = 1.20 \dots 1.30$

Для анализа условий использования ГЭС, работающей в системе, применение обычного показателя использования установленной мощности является недостаточным. Поскольку выработка ГЭС, в первую очередь, зависит от водности года, ни выработка в целом, ни соответственно показатель использования установленной мощности не могут характеризовать качества эксплуатации.

Для определения фактических условий работы ГЭС может быть предложена следующая методика.

Недоиспользование энергии реки эксплуатируемой ГЭС вызывается рядом причин, которые могут быть объединены в три группы:

1. Потери в верхнем бьефе вследствие уменьшения расхода воды, подводимой к турбинам, что вызывается отъемом воды для различных водопользователей (водоснабжение, орошение, плузование и пр.) и сбросом в нижний бьеф части расхода реки сверх пропускной способности турбин, установленных на ГЭС.

2. Потери, связанные с эксплуатацией ГЭС, куда относятся потери в сооружениях, в агрегатах и вследствие проведения регулирования.

3. Потери с дополнительным сбросом воды в нижний бьеф вследствие невозможности по каким-либо причинам полностью использовать пропускную способность турбин. Обозначив через:

$\mathcal{E}_p$ — энергию реки,
 $\mathcal{E}_{бр}$ — энергию брутто,
 $\mathcal{E}_{нт}$ — энергию нетто,
 $\mathcal{E}_{ис}$ — энергию использованную,

можно баланс ГЭЦ представить в виде схемы, изображенной на фиг. 60.

По характеру потерь их можно классифицировать следующим образом:

1. Потери проектные, — связанные с параметрами ГЭЦ, предусмотренными проектом.
2. Потери эксплуатационные, — связанные с качеством эксплуатации.
3. Потери диспетчерские, — связанные, если исключить аварийные случаи, с работой диспетчера.

Фиг. 60. Схема построения энергобаланса ГЭЦ

Основываясь на этой классификации, можно сконструировать показатели качества работы ГЭЦ:

$$\frac{\mathcal{E}_{бр}}{\mathcal{E}_p} = \varphi — \text{показатель использования энергии реки.} \quad (68)$$

Этот показатель легко определяется при проектировании методом, указанным в § 2.

Величина этого показателя для ГЭЦ с большим регулированием может быть довольно высока.

$$\frac{\mathcal{E}_{нт}}{\mathcal{E}_{бр}} = \chi — \text{показатель качества эксплуатации (станционный).} \quad (69)$$

Так как предельное возможное значение этого показателя определяется наибольшими значениями к. п. д. сооружений и агрегатов, то он никогда не может быть равен единице и должен определяться для планового задания на основании конкретного анализа эксплуатационных характеристик ГЭЦ.

$$\frac{\mathcal{E}_{ис}}{\mathcal{E}_{нт}} = \psi — \text{показатель использования энергии ГЭЦ.} \quad (70)$$

У американцев [109] этот показатель называется „hydroelectric utilization factor“. При полном использовании возможной выработки ГЭЦ он будет равен — 1.0. Для изолированно работающих ГЭЦ при недостаточном регулировании он может снижаться до 0.5—0.6.

Каждый из этих трех показателей должен быть запланирован во время эксплуатации, и отклонение их в ту или другую сторону будет характеризовать качество работы ГЭЦ.

Перемножением этих трех показателей можно получить новый показатель:

$$\varphi \cdot \chi \cdot \psi = \varepsilon — \text{комбинированный показатель эксплуатации.} \quad (71)$$

Методика разделения потерь и их определения, а также порядок проведения учета потерь на ГЭС являются предметом специального изучения.

Для примера анализа энергетического баланса ГЭС в табл. 23 приводятся данные для Волховской ГЭС в процентах от полной энергии реки для четырех лет: 1931—1934 гг.

Таблица 23

Энергетический баланс Волховской ГЭС в процентах от полной энергии реки на участке использования

Г о д ы	1931	1932	1933	1934
Подается на шины 11 кв	61.85	67.82	73.15	68.74
Подводящие сооружения	1.50	1.18	0.85	0.80
Через зазоры турбин	0.09	0.02	0.01	0.03
Пуск и остановка	0.27	0.06	0.07	0.12
Режим турбин (к. п. д.)	9.10	2.78	3.00	7.00
Режим генераторов (к. п. д.)	9.40	5.96	7.32	2.90
Вспомогательный генератор	1.07	0.20	0.30	0.29
Регулирование	4.65	2.95	3.30	2.75
Шлюзование	0.23	0.14	0.26	0.37
Шнты	1.90	15.35	6.59	3.87
Через плотину	19.40	2.79	4.56	12.60
Ледозащитная стенка	—	0.79	0.60	0.24

Из приведенных данных видно, что полезно используется от 62 до 73% энергии водотока. Эксплуатационные потери в ГЭС и шлюзах составляют от 12 до 24%. Потери со сбросом колебались от 12 до 22%.

Из потерь эксплуатации характерны высокие потери от работы на неблагоприятном участке характеристики турбин. Потери в связи с суточным регулированием доходят до 5%.

Таким образом потери даже для Волховской ГЭС, находящейся в благоприятных условиях и культурно эксплуатируемой, составляют от 12 до 24% от энергии водотока. Это показывает на большие возможности, которые еще имеются по линии увеличения использования энергии водотока.

Более общие данные по балансу Днепровской ГЭС приведены в табл. 24. Низкое использование энергии водотока объясняется тем, что к этому периоду не все агрегаты были установлены.

Таблица 24

(Кац) Энергетический баланс Днепровской ГЭС

Г о д ы	1933		1934		1935	
	млн. квтч.	%	млн. квтч.	%	млн. квтч.	%
Энергия годового стока	6824	100	5584	100	5012	100
Энергия, подведенная к ГЭС	580	8.5	1358	24.3	2228	44.2
Энергия потока, пропущенного через водослив плотин	6244	91.5	4148	74.3	2771	55.6
Энергия воды, накопленной в водохранилище	—	—	78	1.4	8	0.2
Энергия, подведенная к ГЭС	580	100	1358	100	2228	100
Суммарная энергия на шинах ГЭС	425	73.2	1102	81.1	1888	84.70
Потери в турбинах	129	22.3	212	25.6	273	12.3
Потери в электрической части	26	4.5	44	3.3	67	3.0

Для показа наглядности и удобства пользования предлагаемыми показателями в табл. 25 дан энергобаланс для трех ГЭС с выделением соответствующих групп потерь. Из таблицы видно, что для Волховской и Свирской ГЭС показатель использования энергии реки высок, для Днепровской же, в виду того, что установлено было только 6 агрегатов из 9, показатель лишь 44.2%.

Таблица 25

Энергобалансы ГЭС за 1935 г. в процентах от энергии реки

ГЭС	Днепровская	Волховская	Свирская
ГЭС (установленная мощность, мвт)	(372)	(66)	
Энергия реки	100.0	100.0	(100)
Сброс	55.6	12.5	100.0
Потери на шлюзование . .	0.2	0.3	4.9
Энергия брутто	44.2	87.2	0.5
Потери на регулирование .	0.2	2.4	94.6
Потери в сооружениях . .	0.0	1.2	0.8
Потери в агрегатах . . .	6.8	10.5	3.2
Энергия нетто	37.2	73.1	9.3
Энергия использования . .	37.2	73.1	81.3
Показатели в процентах:			
использования энергии реки	44.2	87.2	94.6
качества эксплуатации ГЭС	84.3	84.0	86.0
использования энергии ГЭС	100.0	100.0	100.0
комбинированной эксплуатации	37.2	73.1	81.3

Примечание. Для Днепровской ГЭС имело место недолгоиспользование энергии нетто, вследствие того, что в период паводка в некоторые часы суток энергия не могла быть потреблена. В использованных для баланса данных соответствующего выделения этих потерь из сброса не было, что не позволило определить значение энергии нетто.

Показатель качества эксплуатации у всех ГЭС выше 80%; наибольшее значение он имеет у Свирской ГЭС.

15. Баланс мощности и энергии ЭЭС

В самом общем случае ЭЭС состоит из ЭЦ трех типов: конденсационных (КЭС), теплофикационных (ТЭС) и гидроэлектрических (ГЭС).

Для ГЭС необходимо различать *среднюю мощность, располагаемую по водотоку*:

$$N_r = N_r^{cp} \quad (72)$$

(average capacity available, puissance moyenne disponible, mittlere verfügbare Leistung), и *располагаемую мощность в системе*:

$$N_r^{pac}$$

(firm capacity, puissance fixe, feste Leistung, potenza sicura)

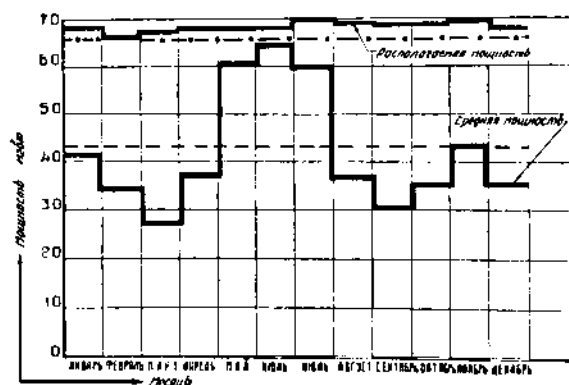
Американцы определяют „firm capacity“ следующим образом [110]: это — мощность ГЭС, составляющая часть установленной и могущая выполнить те же функции на данном участке графика нагрузки, как нормальная КЭС.

Величина располагаемой мощности ГЭС в системе зависит не только от ее свойств (мощность по воде), объема, характера регулирования колебания напора, но и от характеристики ЭЭС (форма и масштабы графика нагрузки, условия распределения нагрузки между ЭЦ в системе).

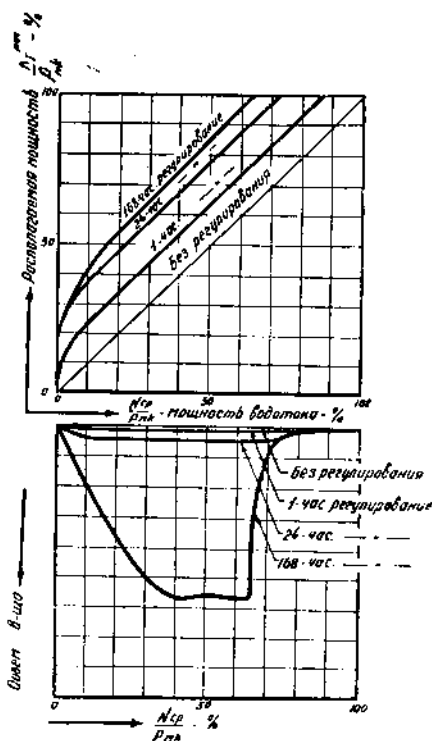
На фиг. 61 показано, как изменялась в течение одного года располагаемая мощность Волховской ГЭС.

Наиболее характерной является располагаемая мощность ГЭС в момент прохождения пика системы, ибо именно она входит, как мы увидим ниже, в баланс располагаемых мощностей системы.

Иногда пользуются понятием первичной или обеспеченной мощности (primary



Фиг. 61. Изменение располагаемой мощности Волховской ГЭС в течение года



Фиг. 62. Зависимость располагаемой в системе мощности ГЭС от регулирования (Упмарк)

power), т. е. мощностью, имеющей обеспеченность 95%. При отсутствии регулирования, если минимум мощности совпадает с максимумом нагрузки, располагаемая мощность равна обеспеченной минимальной.

Исключительное значение, естественно, играет регулирование. Для каждого конкретного случая анализ влияния регулирования должен быть проверен специально.

На фиг. 62 приводятся зависимости: $N_{\text{рас}} = f(N_{\text{ср}})$ по Упмарку (Upmark) [126] для различных случаев регулирования, причем мощности даны в процентах от максимальной нагрузки. В основу был положен график нагрузки с коэф-том суточной нагрузки $\delta_{\text{сут}} = 0.72$ и недельной $\delta_{\text{нед}} = 0.64$.

Из этого рисунка видно, что возможность аккумулировать воду хотя бы в течение часа уже повышает на 13—15% величины располагаемой мощности ГЭС. При доведении объема регулирования до 168-часового запаса, это повышение доходит до 35% от максимума. Характерно, что подъем кривых носит резкий характер в зоне 0—15% от $N_{\text{ср}}$, далее изменение идет по прямой линии почти параллельно линии $N_{\text{рас}} = N_{\text{ср}}$, т. е. для случая отсутствия регулирования, когда располагаемая мощность равна мощности по водоток. Этот факт объясняется тем, что поскольку вливание гидроэнергии

идет с пика, после некоторого опускания ГЭС переходит в зону нагрузки с постоянным использованием.

Наглядное объяснение этому явлению можно получить из фиг. 31, приведенной ранее, где показано условие изменения $N_{рас}$ в функции от положения ГЭС в зоне графика.

Естественно, с увеличением коэф-та нагрузки графика потребный объем водохранилища уменьшается, что показано в табл. 26.

Таблица 26

Объем водохранилища в зависимости от коэффициента нагрузки

(Упмарк)

Коэф-т нагрузки в %	50	—	60	—	70	—	80
Объем в-ща в % от $q_{ср} \times 24$	16	—	11	—	7	—	4
Коэф-т нагрузки недельный							
в %	50	—	60	—	70	—	80
Объем в-ща в % от $q_{ср} \times 24$	74	—	65	—	55	—	43

В табл. 27 показано изменение с ростом максимума располагаемой мощности Днепровской ГЭС в системе при средней суточной мощности по воде 186 мгвт. Помещение части мощности в базе (участие в минимуме) объясняется требованием водного транспорта обеспечить зимой постоянный расход в нижнем бьефе не менее 250 м³/сек.

Таблица 27

Участие Днепровской ГЭС в работе системы

(Адрес)

Максимальная нагрузка, мгвт	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
Минимальная нагрузка, мгвт	722	780	858	936	1014	1092	1170
Участие ГЭС в минимуме мгвт	105	96	87	78	69	60	51
Участие ГЭС в максимуме мгвт	303	316	329	342	355	368	381

Располагаемая мощность системы получается вычитанием из установленной величины снижения мощности на ТЭС и ГЭС.

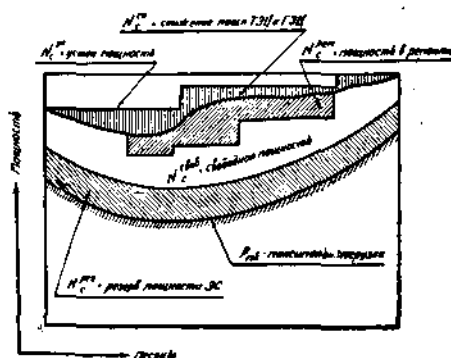
Это снижение, вызванное особенностями ЭЦ, некоторые авторы называют „связанной“ или „замороженной“ мощностью. Поскольку часть из этой мощности может находиться в ремонте (плановом, либо аварийном), то окончательно располагаемая мощность системы есть величина:

$$N_{рас} = N_{с} - N_{сн} - N_{рем} \quad (73)$$

Располагаемая мощность должна обеспечить покрытие нагрузки так, чтобы оставалась некоторая резервная мощность, необходимая для обеспечения бесперебойности электроснабжения, т. е. имеет место условие:

$$N_{рез} = N_{рас} - P_{мк} \quad (74)$$

Фиг. 63. Схематический баланс мощностей системы



Все эти составляющие мощности меняются в течение года. Установленная мощность в связи с ростом максимума также растет. На фиг. 63 показан схематизированно баланс мощностей системы в годовом разрезе.

Если величину резерва ограничивать (например 10% от $\Sigma N_{рас}$), то на плане может быть выведена свободная мощность. Необходимо отметить, что

снижение мощности может увеличиться за счет аварии в том случае, когда поврежденное оборудование не поставлено в аварийный ремонт.

Помимо баланса мощностей, должен быть обеспечен баланс энергии.

Если баланс мощностей составляется по максимуму нагрузки, то баланс энергии составляется по средним значениям мощностей.

Три основные требования предъявляются к электроснабжению: сохранение постоянства качества энергии (напряжение, частота), бесперебойность и максимальная экономичность.

Анализ экономических показателей ГЭС в системе приведен в главе VI. Переходим к рассмотрению эксплуатационных особенностей ГЭС при работе в системе в свете указанных основных требований.

16. Маневренная способность ГЭС

Маневренная способность ГЭС является одной из главных особенностей*, определяющих технические условия использования установки в системе. В то время как для тепловых станций пуск из нерабочего состояния требует продолжительного времени (от 30 минут до 2—3 часов), для ГЭС пуск при ручном управлении для крупных агрегатов не превышает 2—3 минут, а при автоматизации может быть сокращен до 1—1.5 минут. Для примера можно указать Волховскую ГЭС, которая при 8 агрегатах имела в течение одного года 13 456 пусков и остановок. В отдельные месяцы доходило до 2500 пусков и остановок, т. е. в среднем в сутки более 5 раз включение и выключение каждого агрегата.

Второй особенностью ГЭС является исключительная легкость и быстрота, с которой она принимает резкие изменения нагрузки (это связано с уменьшением коэффициента неравномерности регулятора), в то время как для тепловых ЭЦ при некоторых типах котлов быстрое повышение нагрузки невозможно.

Для ускорения включения агрегатов ГЭС практикуется вместо остановки использование их в качестве синхронных компенсаторов (см. § 23); в этом случае переход на нагрузку занимает лишь несколько секунд.

Надо отметить случаи, когда маневренная возможность ГЭС ограничивается. Это бывает, когда суточное регулирование отсутствует, либо по водохозяйственным требованиям (например, сохранение глубин в нижнем бьефе для навигации) в данный период не допускается. Иногда сработка водохранилища вызывает большие потери напора, что ограничивает возможность суточного регулирования. Мы видели в табл. 25, что для Волховской ГЭС потери суточного регулирования составляют в среднем 5% от выработки. Иногда сама схема использования не позволяет легко маневрировать нагрузкой ГЭС. Такое положение имеет место на ГЭС с длинной безнапорной деривацией. Для повышения маневренности в таких случаях применяется устройство специального бассейна поближе к зданию станции, как например на Рионской ГЭС и Баксанской ГЭС.

Дальность ГЭС от центра потребления также ограничивает использование ее в качестве пиковой. Сильно колеблющийся режим работы длинной линии передачи может быть и технически и экономически нецелесообразным.

Исключительно высокие маневренные качества ГЭС, естественно, делают рациональным поручение ей роли „ведущей“ ЭЦ в системе, т. е. если все ЭЦ системы работают по заданному графику нагрузки, на „ведущую“ ГЭС возлагается принятие всех толчков нагрузки с сохранением при этом постоянства частоты в системе. Важно указать на возможность длительной перегрузки гидроагрегатов, особенно турбин Френсиса и Каплана. Так, на Земо-Авчалской ГЭС, при установленной мощности 12.8 мвт, нагрузка доводится до 15 мвт, на Волховской с 50 до 75 мвт и на Нижне-Свирской с 96 до 120 мвт.

Возложение на ГЭС обязанностей „ведущей“ ЭС возможно в том случае, если мощность ГЭС по величине не менее 20—25% от суммарной мощности системы и обязательно имеет место наличие свободной мощности.

Волховская ГЭС при регулировании от руки обеспечивала как „ведущая“ ЭС в Ленинградской системе колебания частоты меньше 0.1 герца. Интересно указать, что электросистема Лос-Анжелос в США, снабжающая энергией центр американской кинопромышленности Холливуд, только благодаря большому удельному весу ГЭС смогла обеспечить почти абсолютную неизменность частоты, необходимую для звуковых съемок. Особенно удобно как „ведущие“ использовать агрегаты низконапорных ГЭС с короткой деривацией.

Положительным эксплуатационным качеством ГЭС также являются короткие сроки ремонта агрегатов. В отношении гидроагрегатов можно различать малый и большой ремонты.

В малый ремонт входит: смена масла в подпятнике и направляющем подшипнике, смена контрольных болтов, набивка сальников, чистка всей электрической части и осмотр всех остальных элементов.

Большой ремонт предусматривает дополнительно разборку и чистку всех ответственных элементов турбины, подшипников, элементов регулирующего устройства, чистку и окраску подъемных щитов, решеток и прочую чистку и осмотр подъемников.

Из практики советских ГЭС можно считать нормальным проведение ремонта раз в год, чередуя большой и малый.

Стахановское движение позволило значительно сократить сроки ремонта. Так, большой ремонт агрегата Днепровской ГЭС (мощностью 62 мвт) вместо 30 дней доведен до 14 дней. Малый ремонт укладывается в шестидневку.

17. ГЭС как резерв в системе

Бесперебойность обеспечения энергией осуществляется наличием в системе необходимого резерва мощности и резерва энергии. Последнее понятие (Болотов) [83] предполагает длительное замещение аварийно выключенной мощности, для чего необходимо резервирование энергии в виде энергоресурса.

Практически резерв в системе разделяется на эксплуатационный и ремонтный. Эксплуатационный резерв, помимо компенсации аварийного выключения мощности, должен обеспечить, с одной стороны, возможное возрастание нагрузки против намеченного плана, с другой — уменьшение мощности ЭС системы, вызванное рядом причин.

Из практики эксплуатации систем следует, что непредусмотренное повышение нагрузки не велико, достигая в пределе 5—7% от максимума. Поскольку оно обычно кратковременно, покрытие его возможно за счет перегрузки работающих ЭС.

Сложнее обстоит вопрос с определением возможного снижения мощности ЭС системы.

Для тепловых ЭС оказывают влияние, подчас весьма значительное, такие факторы, как ухудшение качества топлива, повышение его зольности или влажности (при повышении влажности торфа с 30 до 60% сьем пара снижается со 100% до 4.5%), ухудшение вакуума, высокая температура охлаждающей воды, перебои в доставке топлива и т. д.

Для ГЭС также имеет место ряд явлений, приводящих к снижению мощности.

Сюда относится непредусмотренное снижение расхода воды в реке, в отдельных случаях связанное с катастрофическим маловодием. Последнее требует резервирования энергии.

Значительная сработка водохранилища в низконапорных ГЭС также может привести к снижению мощности.

Большое влияние могут оказать климатические факторы, особенно в зимний период. В первые годы эксплуатации ряда советских ГЭС шуга и дождевой лед причиняли много затруднений. Отдельные ГЭС (Левинаканская, Ереванская и другие) даже останавливались. Освоение эксплуатации позволило рядом предупредительных мер (обогрев и др.) обеспечить бесперебойность работы ГЭС. Все же некоторое снижение мощности в катастрофические годы возможно.

Образование ледового покрова вызывает уменьшение напора, что приводит к уменьшению мощности. Для северных низконапорных ГЭС это снижение мощности доходит до 20%.

Также надо отметить снижение мощности низконапорных ГЭС в период паводка, связанное с резким повышением нижнего бьефа. Но это явление обычно можно учесть в планировании работы ГЭС.

К резерву мощности системы предъявляются требования мгновенного включения, быстрого приема нагрузки, возможности перегрузки при сохранении благоприятных экономических показателей.

Рассмотренные ранее высокие маневренные качества ГЭС безусловно позволяют ее использовать как исключительно удобный резерв.

ГЭС в период остановки не расходует энергоресурсов, при наличии достаточного в-ща и малых потерь при регулировании является наиболее технически и экономически совершенным резервом в системе.

Особенно надо подчеркнуть значение ГЭС, главным образом обладающих сезонным и большим регулированием, для обороны. Независимость от транспорта и топливдобычи делает их исключительно важными и ценными объектами энергетического оборонного резерва.

Для ремонтного резерва, в соответствующего масштаба системах, может быть использована сезонная энергия ГЭС, так что и этот „минус“ в результате может дать экономию топлива. Основы расчетов по использованию сезонной энергии ГЭС для планового ремонта приведены в работе Кукель-Крзевского [91].

18. Надежность работы ГЭС

ГЭС представляет собой сложный комплекс разнообразных гидротехнических сооружений и электромеханического оборудования. К сожалению, опыт эксплуатации ГЭС СССР до сих пор должным образом не обобщен, если не считать работ исследовательских институтов (ЗакНИГИ, НИГИ), посвященных отдельным темам: вопросам заилиния, фильтрации и т. д.

В части гидротехнических сооружений в эксплуатации, в первую очередь, сказываются дефекты конструкции и строительства. Приходится на ходу эти дефекты исправлять. Так, для борьбы с фильтрацией приходилось проводить цементацию (Волховская ГЭС), либо искусственно заплывать канал (Земо-Авчальская ГЭС). Недостаточное внимание к лабораторным предварительным испытаниям привело на Волховской ГЭС к размыву флютбета. В отдельных случаях имело место выщелачивание бетона, засорение дренажной системы и т. д.

На ряду с этим имеется опыт строительства весьма сложных и ответственных гидротехнических сооружений, работающих без всяких ненормальностей с момента вступления в эксплуатацию. Достаточно указать на Беломорско-Балтийский канал имени Сталина и канал Волга — Москва.

Особые затруднения могут создаваться самими условиями эксплуатации. Прохождение паводков, особенно на горных реках, иногда сопровождается интенсивным заилинием и может выводить из строя водоприемник. Так, небольшая Нухинская ГЭС в Азербайджане каждый раз после ливня останавливалась, так как ее головные сооружения, расположенные в русле силевого потока, забивались камнями и песком и требовали каждый раз специальной очистки. Мусор, забивая решетки, также может вызвать остановку станции; такой случай имел место на Земо-Авчальской ГЭС. Борьба с этими явлениями может

быть предусмотрена в плане эксплуатации, и тогда нарушение работы ГЭЦ сведется к минимуму.

Специальное внимание должно быть уделено зимнему режиму, особенно периоду ледостава. Борьба с ледовыми осложнениями ведется различными путями: электрообогрев решеток, увеличение скоростей в деривации, изменение режима нагрузок ГЭЦ и механическая очистка. Все эти методы широко применяются на наших ГЭЦ. Большой интерес представляют работы на Волховской ГЭЦ по проведению прогнозирования ледового режима на основании специальных микротермических наблюдений.

В части электромеханического оборудования неполадки, как правило, связаны с конструкцией или неправильным монтажом. Такие случаи, как обрыв всасывающей трубы у турбины Рионской ГЭЦ, являются исключением. Интересно отметить, что турбина работала более года без всасывающей трубы с пониженной мощностью.

В общем, несмотря на отмеченную сложность, ГЭЦ в целом представляет собою очень надежную установку. Аварийность на ГЭЦ ничтожна. В табл. 28 показаны условия использования оборудования Волховской и Земо-Авчальской ГЭЦ.

Таблица 28

Использование оборудования на ГЭЦ

(в часах)

Г о д ы	1930	1931	1932	1933	1934
Волховская ГЭЦ					
Работа	5613	5495	6105	6901	5042
Простой	2609	3070	2386	1709	3495
Ремонт	538	195	229	150	223
в том числе аварийный	23	21	0	1	0
Использование в % (работа и простой)	93,9	97,8	97,4	98,3	97,5
Земо-Авчальская ГЭЦ					
Работа	5520	6497	7318	7902	7517
Простой	3020	2131	1366	331	798
Ремонт	214	131	76	527	445
в том числе аварийный	1	4	2	1	0
Использование в % (работа и простой)	97,6	98,5	99,1	94,0	94,9

Из этой таблицы видно, что в отдельные годы ГЭЦ вообще не имели простоев из-за аварий. Таково положение на большинстве ГЭЦ СССР. Земо-Авчальская ГЭЦ за 8 лет работы останавливалась всего шесть раз: раз из-за забивки решеток мусором, а остальные — из-за аварий в электрической части. Аварийный недоотпуск энергии на Дисновской ГЭЦ за 4 года эксплуатации (1933—1936 гг.) составлял от 0,0074 до 0,011% от выработки. Нижне-Свирская ГЭЦ работала совершенно без аварий.

Для анализа причин аварий в табл. 29 приведено количество аварийных выключений Волховской ГЭЦ по месту аварии.

Таблица показывает, что большинство аварий приходится на систему и электрическую часть ГЭЦ. На гидротехнические сооружения и силовую часть ГЭЦ из общего числа 115 аварий за 8 лет работы пришлось всего 10 аварий.

С точки зрения характеристики надежности работы ГЭЦ показательными являются материалы доклада Энергетического комитета NELE в США 1930 г.

Таблица 29

Аварийные выключения Волховской ГЭЦ

Г о д ы	1927	1928	1929	1930	1931	1932	1933	1934
ГЭЦ								
Ледовые осложнения	—	1	—	—	—	—	—	—
Силовое оборудование	5	1	2	—	—	—	1	—
Электрическая часть	4	—	1	—	—	2	—	1
Всего	9	2	3	—	—	2	1	1
Система								
Линия передачи	5	7	9	7	13	5	1	6
Система	8	2	4	4	6	1	3	16
Всего вне ГЭЦ	13	9	13	11	19	6	4	22

[108], в котором обработана статистика простоев 230 гидравлических турбин, установленных на 113 ГЭЦ, мощностью от 7,5 до 70 тыс. л. с. (средняя мощность около 25 тыс. л. с.); большинство ГЭЦ мощностью от 10 до 40 тыс. л. с.

Изученные агрегаты разделяются на 186 вертикальных Френсиса (средней мощностью 26 тыс. л. с.), 5 горизонтальных Френсиса (15,6 тыс. л. с.), 26 Пельтона (25,7 тыс. л. с.), 13 пропеллерных (24,3 тыс. л. с.). Число оборотов агрегатов от 75 до 600 в минуту.

За период наблюдения в 11 лет из 113 ГЭЦ на 66 не было простоя в рабочий период, а на 4 вообще не было ни одного часа простоя. В табл. 30 приведены соответствующие данные по видам турбин. Турбины Френсиса дают наибольшее время бесперебойной работы. Наименьшая аварийность характерна для горизонтальных турбин Френсиса и пропеллерных.

Таблица 30

(Доклад NELA)

Т и п	Пропеллерный	Пельтон	Френсис		Всего
Число	13	26	горизонтальный 5	вертикальный 186	230
Суммарный простой в % от всего времени	10.58	3.77	2.03	3.46	3.87
Простой, совпадающий с нагрузкой (аварии)	0.03	0.37	0.03	0.33	0.31
Максимальное время возможной работы в %	89.42	96.23	97.96	96.25	95.89
Фактический коэф-т эксплуатации	99.796	99.78	99.97	99.48	99.55

По данным того же комитета, в табл. 31 приведен анализ причин простоев. Все приведенные материалы как по советским, так и по иностранным ГЭЦ подтверждают высокую надежность ГЭЦ как генерирующего элемента системы.

Таблица 31

(Доклад NELA)

Т и п ы	Пропел- лерный	Пельтон	Френсис		Всего
Ч и с л о	13	26	горизон- тальный 5	верти- кальный 186	230
ПРИЧИНЫ ПРОСТОЯ					
Гидротехнические сооружения					
Лед или засорение	1.4	—	—	0.4	0.5
Напорный трубопровод или канал	0.1	16.1	45.5	1.9	3.7
Головные щиты или водоприемник	0.4	0.2	—	2.1	1.6
Другие сооружения	—	—	—	0.3	0.3
Всего	1.9	16.3	44.5	4.7	6.1
Гидротурбины и вспомогательное оборудование					
Колеса	5.9	36.4	—	19.3	18.8
Запорная задвижка	—	1.5	—	0.9	0.8
Затворы и сопло с иглой	—	4.6	—	1.8	1.8
Направляющий аппарат и коренной подшипник	14.7	1.4	—	3.9	5.3
Упорный подшипник	—	—	—	2.1	1.5
Регулирование	2.3	0.8	5.2	4.0	3.4
Регулятор давления или дефлектор	—	1.2	—	0.6	0.6
Всасывающая труба	13.4	—	—	3.8	4.8
Смазочная система	0.5	—	4.2	1.3	1.5
Вибрация	—	—	—	0.1	0.1
Уплотнение колец	—	—	1.1	—	0.1
Осмотр	0.9	5.6	2.1	6.0	5.1
Капитальный ремонт и замена	55.3	8.7	15.2	10.3	17.2
Другие причины	0.2	0.9	—	2.3	1.8
Всего	93.2	61.1	27.8	56.4	62.3
Генератор					
Вибрация	—	0.5	—	0.5	0.4
Смазочная система	—	—	—	1.0	0.7
Ротор или электромагнитная система	0.6	12.2	8.5	5.1	5.3
Арматура или обмотка	—	2.1	—	9.3	6.9
Система возбуждения	0.5	0.9	1.1	2.3	1.8
Система вентиляции	—	—	—	1.0	0.7
Чистка	1.5	2.8	12.7	9.7	7.7
Инспекция	1.9	2.8	1.2	4.2	3.7
Другие причины	0.4	1.3	3.2	5.8	4.4
Всего	4.9	22.6	26.7	38.9	31.6
Итого	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

19. Автоматизация ГЭЦ

Исключительные возможности открываются при проведении автоматизации ГЭЦ. В части улучшения энергетических показателей автоматизация позволяет увеличить к. п. д. агрегатов и ГЭЦ в целом обеспечением работы агрегатов в наивыгоднейшей зоне нагрузки и правильным распределением нагрузки внутри ГЭЦ между агрегатами. Применение автоматизации приводит к снижению потерь энергии, а следовательно, к увеличению выработки электроэнергии.

Для улучшения баланса реактивной мощности и энергии автоматизируется переключение ненагруженных агрегатов на режим синхронных компенсаторов, а в период нормальной нагрузки регулируется безваттная нагрузка.

Водный режим ГЭЦ улучшается благодаря автоматизации регулирования сработки водохранилища в целях лучшего его использования и поддержания максимально возможного значения напора.

Автоматизация позволяет регулировать нагрузку, сглаживая пики, и обеспечивает оптимальную эксплуатацию при пиковой ж.-д. нагрузке.

Увеличивая быстроту пуска и синхронизации агрегатов, автоматизация улучшает маневренные возможности ГЭЦ.

Вместе с тем надежность эксплуатации повышается, так как уменьшается аварийность, возможная при ручном обслуживании. Облегчается восстановление работы после аварии и предупреждаются возможные остановки или снижения мощности (например, уменьшение образования донного льда автоматическим включением электрообогрева при определенных температурных условиях и т. п.), в общем обеспечивая в самой ГЭЦ надежный резерв.

В целом автоматизированная ГЭЦ, включенная в систему, улучшает эксплуатационные показатели последней, позволяя обеспечить оптимальный режим работы отдельных ЭЦ системы и обеспечивая возможность четкого планирования эксплуатации.

Экономические показатели ГЭЦ при автоматизации улучшаются не только благодаря отмеченному повышению ее эксплуатационных качеств, но и непосредственно. Так, проведение автоматизации сокращает объем сооружений ГЭЦ и объем подсобных и бытовых сооружений, что приводит к уменьшению необходимых капиталовложений. Это уменьшение вложений может значительно снизить затраты, связанные с проведением автоматизации.

Значительное сокращение обслуживающего персонала положительно сказывается на издержках ГЭЦ.

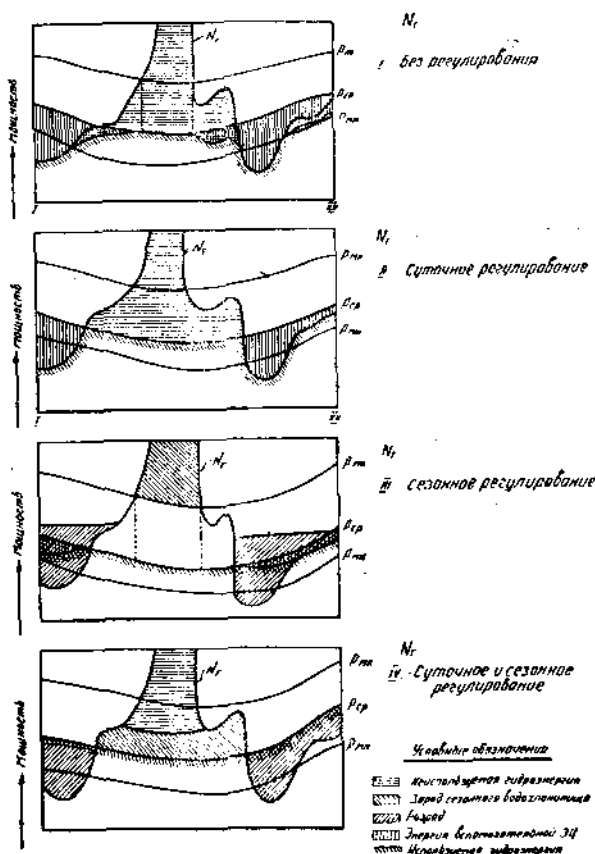
Все изложенное показывает исключительное значение автоматизации ГЭЦ. Автоматизированная ГЭЦ является действительным представителем самой передовой энергетической техники.

В СССР развитие автоматизации ГЭЦ шло недопустимо медленно. Были автоматизированы две небольшие ГЭЦ: Ереванская II (2000 квт) в Армении и Рублевская (600 квт) под Москвой.

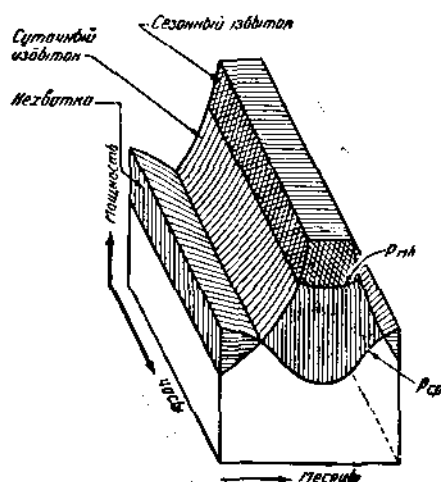
Только строительство канала Волга — Москва сразу сдвинуло с места автоматизацию, показав на примере автоматизации сложного комплекса установок (11 шлюзов, 7 ГЭЦ, 5 насосных) всю ее рациональность, с одной стороны, и возможности советской техники, с другой.

По проектным расчетам б. Гидроэнергетического ин-та (ныне ВИГМ) автоматизация канала Волга — Москва привела к ежегодной экономии на зарплате в 812 тыс. руб. и на дополнительной энергии для насосных 508 тыс. руб. Штат сократился на 136 чел., вследствие чего необходимая жилплощадь уменьшилась на 2890 кв. м. Дополнительная выработка энергии на ГЭЦ ежегодно составляет до 360 тыс. квтч. Пропускная способность шлюзов увеличилась на 15—20%. Надежность выросла в виду почти полного исключения простоев и аварий.

Учитывая охарактеризованные ранее эксплуатационные качества ГЭС, при автоматизации доводимые до технического предела, можно определить автоматизированную ГЭС как наиболее совершенный источник энергии в системе.



Фиг. 64. Использование гидроэнергии в системе в зависимости от условий регулирования



Фиг. 65. Определение суточного и сезонного избытка энергии при работе ГЭС в системе

20. Влияние регулирования на место работы ГЭС в графике нагрузки

Несоответствие мощности ГЭС по водотоку и нагрузке — явление обычное.

Если построить годовой график хода минимальных, средних и максимальных нагрузок и нанести на него кривую мощности ГЭС по водотоку, ограничив ее принятой установленной мощностью ГЭС, то можно сразу определить зоны нехватки и избытка энергии для разных случаев регулирования (фиг. 64).

I. ГЭС регулирования не имеет. В период $N_r < P_{\min}$ использование идет по водотоку, в период $N_r > P_{\max}$ (зона ограничена вертикальными пунктирными линиями) использование идет по $P_{\text{ср}}$, т. е. покрывается вся потребность. Для других

значений мощности ГЭС по воде: $P_{\min} < N_r < P_{\max}$ использование будет между $P_{\min}$ и $P_{\text{ср}}$. Большое количество гидроэнергии не используется, в то же время график нагрузки не покрывается полностью.

II. Суточное регулирование. Отличие от предыдущего в том, что как только N_r становится больше $P_{\text{ср}}$, покрытие нагрузки обеспечивается полностью. Также благодаря суточному регулированию и в период $P_{\min} < N_r < < P_{\text{ср}}$ гидроэнергия используется полностью.

III. Сезонное регулирование. Изменяя лишь гидрограф, регулирование повышает количество используемой энергии по тому же закону, как для нерегулируемой ГЭС.

IV. Суточное и сезонное регулирование. В этом случае, как видно из чертежа, гидроэнергия используется наиболее полно, покрывая всю нагрузку. Неподходящая энергия является сезонной и может быть использована лишь при многолетнем регулировании.

На фиг. 65 определение суточного и сезонного избытка энергии показано на объемном годовом графике.

Беря в основу критерии максимального использования гидроэнергии ГЭС при заданной установленной мощности, т. е. повышение показателя использования энергии ГЭС ϕ , положение ГЭС в графике нагрузки системы придется изменять соответственно ее регулирующим возможностям и наличной мощности ГЭС по водотоку.

Еще в § 5 главы I были предложены методы для определения зоны работы ГЭС в графике нагрузки системы. Приведенный анализ показывает, что поскольку в течение года возможная суточная выработка ГЭС меняется, роль последней в системе также должна меняться.

Наиболее просто решается вопрос с нерегулируемой ГЭС, которая при всех условиях должна использоваться в базе графика.

При небольшом регулировании возможны два варианта работы: один, ориентированный на наибольшую отдачу энергии, для чего сработка верхнего бьефа должна быть сведена к минимуму и к. п. д. ГЭС сохранен на возможно высоком значении. Другой вариант работы может ставить задачей максимальное использование мощности. Практически для ГЭС с суточным регулированием намечаются два режима: в многоводный период — в базе (работа на выработку), в маловодный период — в пике (работа на мощность).

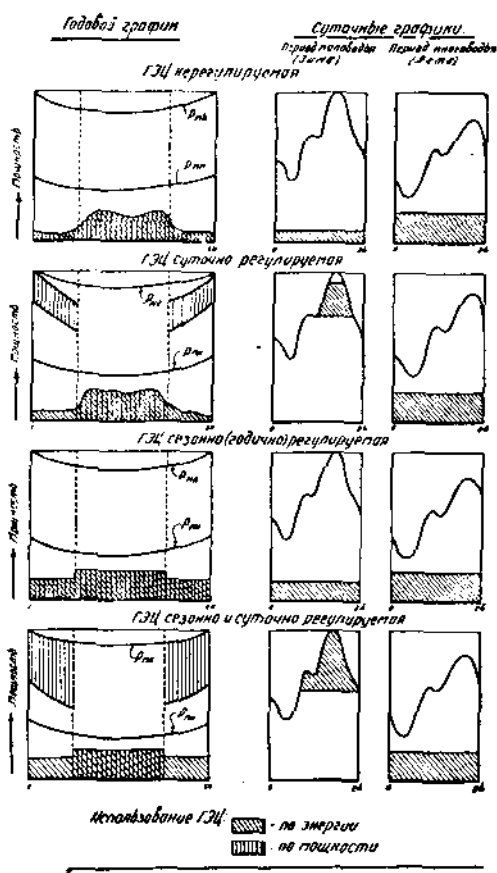
Большую роль играет расположение в-ца. В случае если оно расположено вдали от ГЭС (например у плотины при длинной безнапорной деривации), как мы уже отмечали в § 17, ГЭС может рассматриваться как нерегулируемая и должна использоваться в базе графика.

При наличии одного сезонного регулирования ГЭС используется в базе. Такое же положение имеет место при годичном, либо многолетнем регулировании. Только добавление суточного регулирования позволяет увеличивать установленную мощность ГЭС и покрывать полупиковую либо пиковую часть графика.

Может иметь место и специальный случай годичного и многолетнего регулирования с работой только зимой — так называемые зимние ГЭС. В этом случае может покрываться любая часть зимнего графика нагрузки.

На фиг. 66 схематически обобщены все эти случаи работы ГЭС в системе.

Для нерегулируемой ГЭС, поскольку использование идет по воде, использование по энергии и мощности совпадает.



Фиг. 66. Расположение ГЭС в графике нагрузки в зависимости от характеристики регулирования

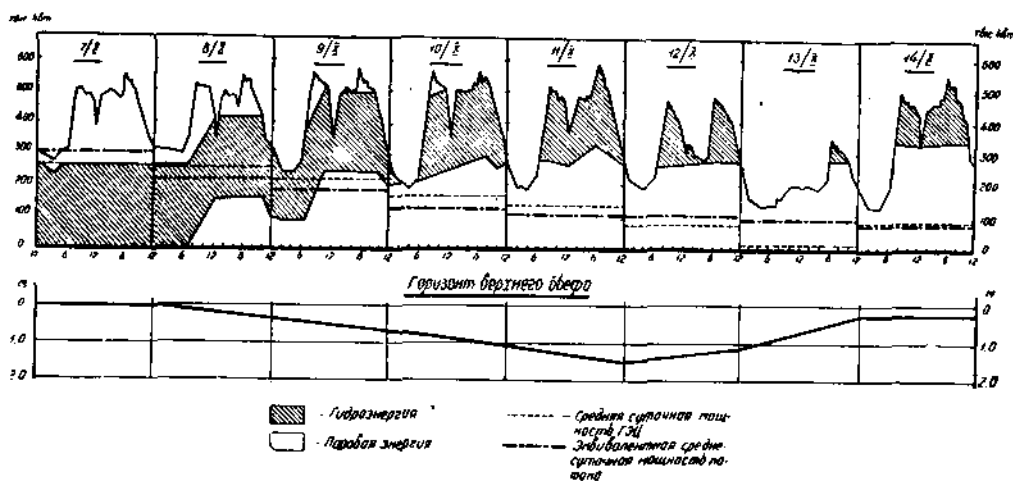
При наличии одного суточного регулирования в период маловодья положение остается прежним; в период маловодья для использования мощности ГЭС зона ее покрываемая при благоприятных условиях движется по графику, поднимаясь вверх по мере уменьшения мощности водотока и, наоборот, спускаясь при увеличении. Эти перемещения условно изображены на годовом графике.

Для одного сезонного (или большого) регулирования положение подобно нерегулируемой ГЭС, но в виду выравнивания годового стока использование гидроэнергии увеличивается.

Наиболее совершенным является сочетание малого (суточного) и большого (сезонного или годового) регулирования. В этом случае не только увеличивается использование по энергии, но увеличение установленной мощности позволяет в период маловодья покрывать значительную часть пика.

21. Опыт использования ГЭС для покрытия активной нагрузки

Как пример использования ГЭС, имеющей суточное регулирование, можно привести наиболее полно освещенную в литературе американскую ГЭС Коновинго (Copolingo) по Функу [106].



Фиг. 67. Работа ГЭС Коновинго (США) в системе (Функ) [см. таблицу]

За сутки	Нагрузка	Покрытие ГЭС	Мощность по воде	Мощность использования
	в тысячах киловатт-часов		в % от средней	
7/X	10 124	6 306	116.0	91.5
8/X	10 260	6 136	83.0	94.8
9/X	10 157	5 234	69.5	80.8
10/X	9 924	3 956	46.9	61.6
11/X	9 573	3 268	38.8	51.8
12/X	8 049	1 792	38.8	28.5
13/X	5 054	179	35.0	2.8
14/X	8 831	1 932	29.2	29.4

ГЭС Коновинго обладает незначительным регулированием. На фиг. 67 показан режим ее в течение одной недели с 7 по 14 октября 1929 г.

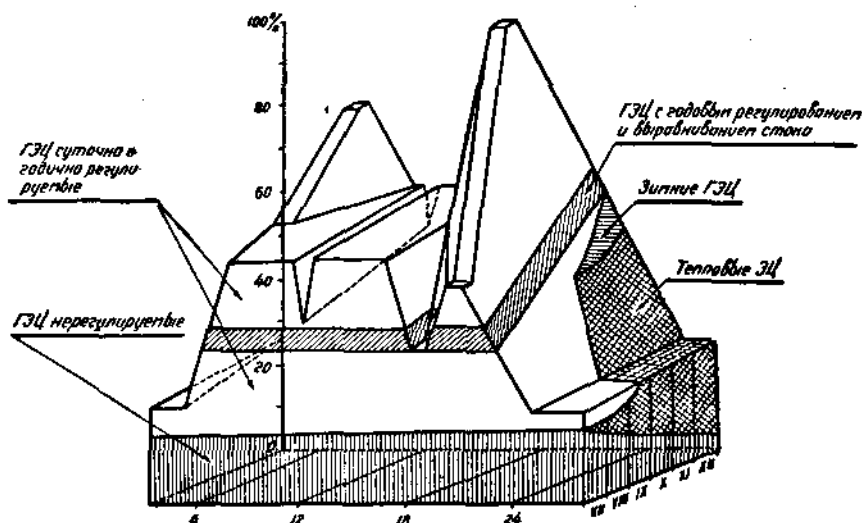
Под рисунком приведены цифровые данные: нагрузка и величина покрытия за счет ГЭС в тыс. квтч, мощность ГЭС по воде и используемая в процентах от средней мощности ГЭС.

Из рисунка видно, что в понедельник 7 октября энергия притока превышала использование. Сработки в-ща не было. ГЭС покрывает базу нагрузки.

Во вторник 8 октября: использование гидроэнергии немного превышает приток, начинается сработка в-ща. Это было следствием небольшой ошибки в прогнозе величины притока.

В среду 9 октября: приток еще более снизился, и для полного использования установленной мощности ГЭС Коновинго пришлось поднять ее верхнюю часть графика. Превышение отдачи над притоком привело к дальнейшей сработке в-ща.

В пятницу 11 октября: ГЭС полностью переведена в пик. Использование все еще превышает приток. Суммарное снижение уровня в-ща достигло 1,6 м.



Фиг. 68. Покрытие нагрузки в системе альпийских ГЭС (Краусс)

В субботу 12 октября: приток такой же, как был накануне, но уменьшение нагрузки системы при работе ГЭС в пике привело к уменьшению использования; в результате за счет накопления воды уровень в-ща повысился на 0,3 м.

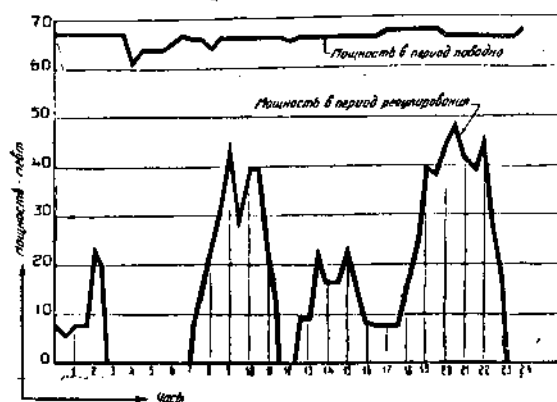
В воскресенье 13 октября: ГЭС почти не работает, и весь приток собирается в в-ще (повышение уровня на 1,0 м) с расчетом к началу новой недели иметь наполнение в-ща.

В понедельник 14 октября: так как прогноз притока показывал на незначительную его величину (29.2% от среднего), ГЭС использована в пике и водохранилище почти не тронуто.

Крауссом [111] была разработана интересная схема совместной работы 24 альпийских ГЭС. На фиг. 68 дан объемный график нагрузки для половины года с показанием участия различных ГЭС.

Как видно из этого графика, наибольшую долю максимума нагрузки (60%) должны покрывать суточно и сезонно регулируемые ГЭС. Нерегулируемые ГЭС обеспечивают в базе 30% мощности. Незначительная роль отводится ГЭС с выравненным годовым стоком, но без суточного регулирования (7%) и специальным зимним ГЭС и годовым ГАУ (3%).

Характерное распределение энергии по ее обеспеченности для альпийских ГЭС, по данным Омодео [15], приведено в табл. 32.



Фиг. 69. Характерные режимы работы Волховской ГЭС

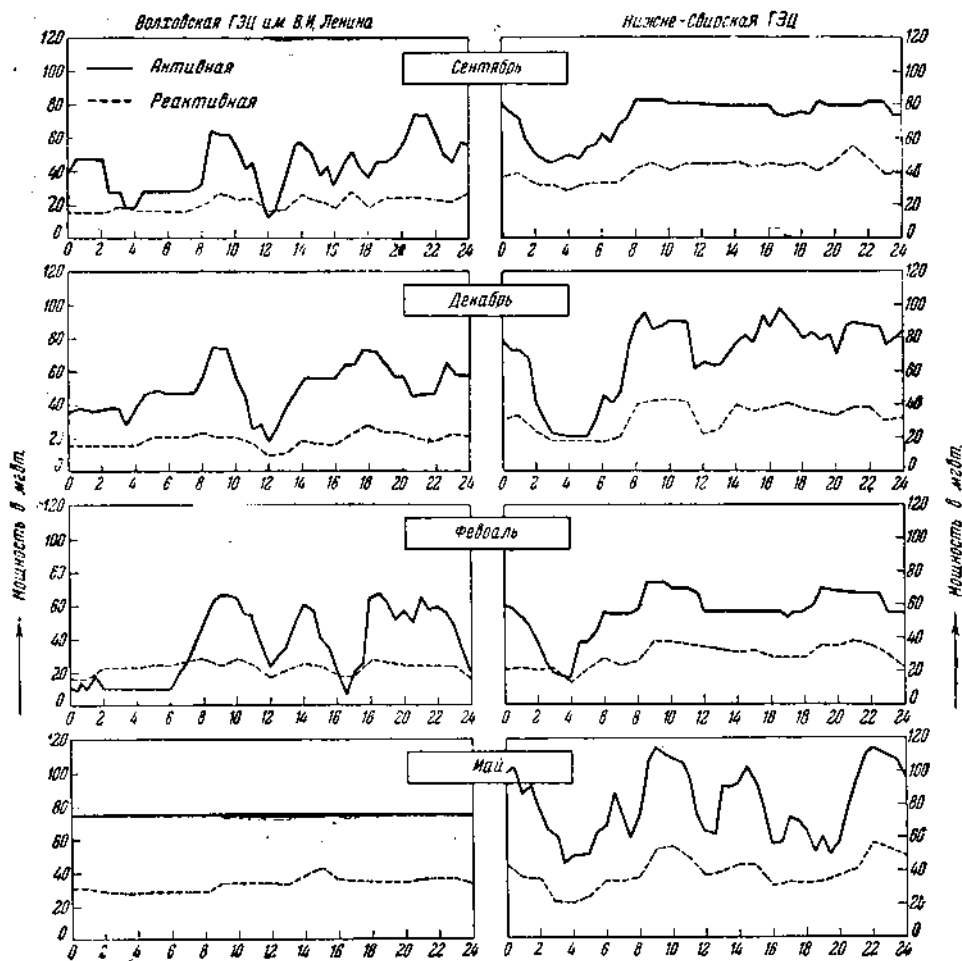
Таблица 32

Распределение энергии между сезонной и постоянной в альпийских ГЭС

(Омодео)

	Сезонная %	Постоян- ная %	Регулируе- мая энер- гия в % от суммы
Австрия .	11.4	88.6	5.8
Швейцария	12.0	88.0	9.0
Италия . .	14.0	86.0	10.0

Для советских ГЭС показательным является использование Волховской ГЭС, обладающей достаточным суточным регулированием. На фиг. 69 показан режим ее работы в периоды паводка и регулирования.

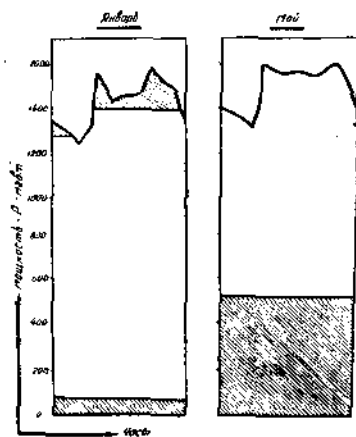


Фиг. 70. Работа ГЭС в Ленинградской электросистеме

С включением в Ленинградскую систему еще Нижне-Свирской ГЭЦ, соединенной с Ленинградом длинной линией электропередачи, основная пиковая нагрузка стала распределяться между этими двумя ГЭЦ. На фиг. 70 приводятся графики активной и реактивной нагрузки Волховской и Нижне-Свирской ГЭЦ за четыре характерных периода года: сентябрь, декабрь, февраль и май.

По этим графикам весьма четко видно, как роль „ведущей“ в период маловодья несла Волховская ГЭЦ, а в мае она перешла к Нижне-Свирской, Волховская же работала по ровному графику. Соответственно для рассмотренных четырех суток доля гидроэнергии в балансе Ленинградской системы составляла: 42.5; 32.4; 25.6 и 48.3%.

Мощная Днепровская ГЭЦ, имеющая только суточное и незначительное сезонное регулирование, после соединения ее с Донбассом также будет использоваться в системе — зимой как регулирующая, весной как базовая. В связи с требованиями водного транспорта зимой мощность 75 мвт должна независимо от условий использования ГЭЦ быть в базе. На фиг. 71 приводится предполагаемый график работы Днепровской ГЭЦ в Южной системе.



Фиг. 71. Работа Днепровской ГЭЦ в Южной системе (Кукель-Краевский)

22. Методика расчетов по определению мощности ГЭЦ по условиям ее использования в системе

При распределении нагрузок системы между ЭЦ ставится ряд требований: наиболее полное использование гидроэнергии и экономия топлива на тепловых ЭЦ. Непременным условием нормальной эксплуатации является обеспечение в системе достаточного количественного и качественного резерва как аварийного, так и ремонтного.

Вопросы нахождения оптимального решения по распределению нагрузки между ЭЦ системы далеко выходят за пределы настоящего исследования; здесь мы ограничиваемся расчетами по определению условий использования одной лишь ГЭЦ.

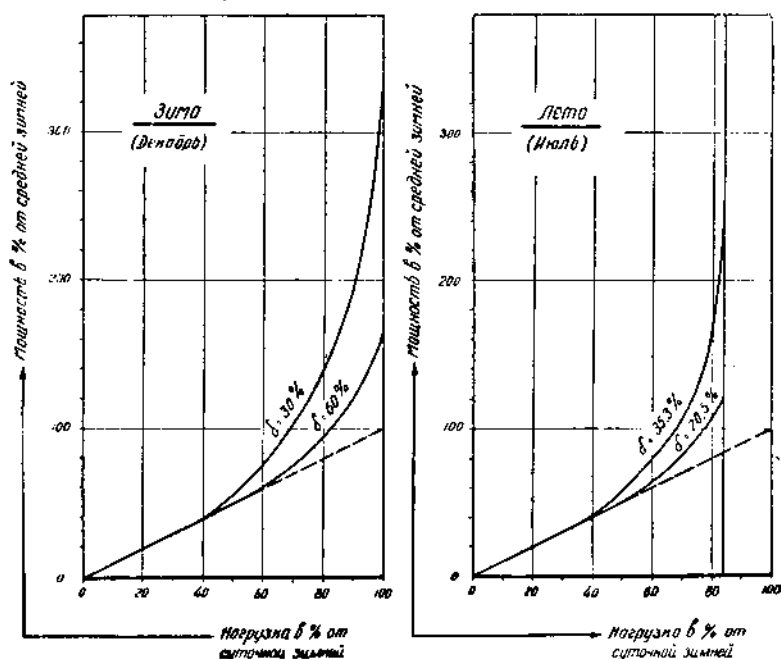
В Америке для анализа условий использования ГЭЦ в ЭЭС применяется ИКН, построенная в относительных координатах (Функ) [106].

В первом приближении для планирования работы ГЭЦ система задается типовыми графиками нагрузки. На фиг. 72 представлены примеры ИКН для зимнего и летнего типовых графиков; условно каждый график имеет место по 4380 часов в году. Для масштаба мощностей за 100% принята средняя мощность зимнего (декабрьского) графика $P_{ср}^{зим}$, для масштаба выработок на 100% принята нагрузка зимних суток — $W_{ср}^{зим}$.

ИКН приведены для двух вариантов коэф-та нагрузки системы: 30% и 60%. Так как летняя нагрузка составляет 84% от зимней, соответственные коэф-ты будут: 35.3 и 70.5%. Полная потребность в энергии составляет: $1.0 \cdot 4380 + 0.84 \cdot 4380 = 8059$ квтч.

ГЭЦ задается сезонными кривыми обеспеченности. В графах 2 и 3 табл. 33 приводятся такие данные для рассматриваемого конкретного примера. Мощность по воде ГЭЦ также выражается в % от средней зимней.

По минимальным мощностям ГЭЦ (5% зимой и 10% летом) при помощи ИКН легко определяется используемая мощность ГЭЦ. Для этого, полагая, что



Фиг. 72. Типовые ИКН для системы (Функ)

Таблица 33

Характеристика использования ГЭС в ЭЭС

Период	Обеспеченность ГЭС, часы	Средняя мощность ГЭС % от P	Мощность ГЭС % от $P_{\text{ср}}^{\text{зим}}$		Используемая энергия ГЭС квтч на 1 квт $P_{\text{ср}}^{\text{зим}}$ в % от $W_{\text{ср}}^{\text{зим}}$			
			коэф-т нагрузки		коэф-т нагрузки		коэф-т нагрузки	
			30%	60%	30%	60%	30%	60%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Зима	1 200	100			66.5	28.0	798	336
	1 200	50			50.0	28.0	600	336
	1 980	5	90.0	23.0	5.0	5.0	99	99
Лето	780	50			50.0	28.0	390	213
	3 600	10	118.0	27.0	10.0	10.0	360	360
Всего:							2247	1349

ГЭС работает в пике, известным построением (фиг. 73) определяется мощность ГЭС. Эти величины приведены в 4 и 5 графах табл. 33.

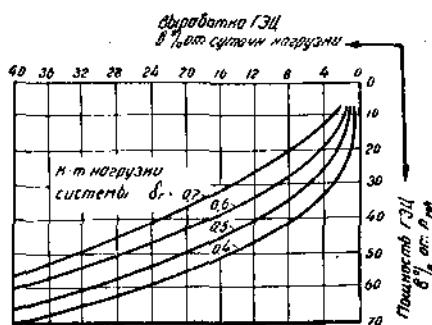
Интересно отметить, что в рассматриваемом примере при коэф-те нагрузки 30.0% лимитирует летняя мощность, а при коэф-те нагрузки 60.0% — зимняя. Эти пиковые мощности, очевидно, дают величину располагаемой мощности ГЭС.

Пользуясь теми же ИКН (рис. 72), для каждого из периодов обеспеченности мощности ГЭС определяется величина используемой выработки ГЭС.

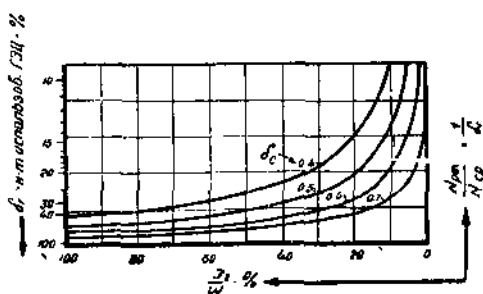
зует, во сколько раз располагаемая мощность превышает среднюю, обеспеченную по воде.

На фиг. 75 для той же серии кривых ИКН (отличие от рис. 74 расположением) показано в зависимости от $\frac{\Delta_r}{W}$, что то же $N_{ср}$, изменение величины

$$\frac{N_{рас}}{N_{ср}} \text{ и обратной ей } \delta_r.$$



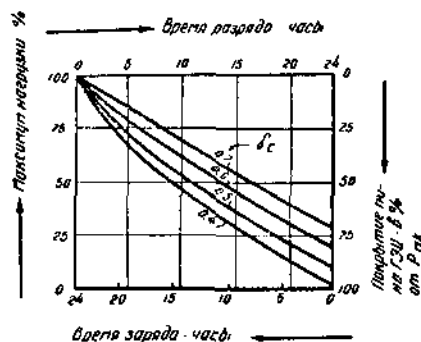
Фиг. 74. ИКН для пика при разных значениях коэф-та нагрузки системы (Берроуз)



Фиг. 75. Анализ использования ГЭС в пике нагрузки системы (Берроуз)

Для определения необходимого суточного регулирования можно следовать такой расчетной схеме.

Для определения времени заряда $t_{зар}$ бассейна суточного регулирования (и времени разряда $t_{раз} = 24 - t_{зар}$) строится на основе рассмотренного суточного графика нагрузки кривая, показывающая зависимость этих величин от покрываемого пика. Семейство таких кривых при различных значениях $\delta_{ст}$ приведено на фиг. 76.



Фиг. 76. Влияние суточного регулирования на использование ГЭС в пике системы (Берроуз)

Так, для конкретных данных примера, приведенного на фиг. 74, получаются значения, помещенные в табл. 35.

Таблица 35

Энергия ГЭС в % от суточной потребности	$\frac{\Delta_r}{W}$	%	2	—	4	—	6	—	8	—	10	—	15
Объем бассейна в % от суточного стока	$\frac{V}{Q_{24}}$	%	0.85	—	0.78	—	0.74	—	0.71	—	0.68	—	0.61

В общем расчет сводится к составлению вариантов баланса мощностей и энергии для системы. Поскольку, видимо, распределение выработки между тремя составляющими системы постоянно, то оптимальным экономическим решением будет такое, при котором будет соблюдено условие: отсутствие

дублирования мощностей в системе. Это не всегда возможно и зависит от ряда факторов (тип теплофикационных турбин, форма графика нагрузки и пр.).

По заданным характерным графикам нагрузки строятся кривые изменения максимальной, средней и минимальной нагрузок в течение года. Если к максимальной нагрузке добавить необходимую величину резерва аварийного и ремонтного, то получится расходная часть электробаланса.

При покрытии, исходя из требований использовать электроэнергию, вырабатываемую ТЭЦ по тепловому графику, и гидроэнергию, в первую очередь включают ТЭЦ и ГЭЦ и только увязку баланса проводят за счет КЭЦ.

Обычный метод расчета предполагает составление баланса по мощности, с последующей проверкой по балансу энергии.

Общий анализ роли ГЭЦ в электробалансе может быть проведен путем анализа отдельно баланса мощностей и баланса энергии.

Для облегчения расчетов необходимо разбить год на характерные сезоны, для которых можно принять постоянным график суточной нагрузки и график мощности ТЭЦ по тепловому графику $N_{ТТ}$. Необходимая степень детализации определяется условиями задания и требованиями расчета.

Для перспективных расчетов год может быть разделен на 4—5 сезонов. Последовательность операций для каждого сезона следующая.

1. Строится кривая продолжительности мощности ГЭЦ по водотоку.

2. По суточному графику нагрузки строится ИКН и методом, описанным в § 5 главы I, определяется зона работы ГЭЦ, исходя из условий регулирования и обеспечиваемой мощности по водотоку.

3. По балансу мощности и энергии системы, помещая в базу ТЭЦ по тепловому графику, определяется необходимая мощность КЭЦ и «конденсационных хвостов» ТЭЦ ($N_{ТК}$).

4. График свободной мощности $N_{св}$, $N_{ТК}$ и, если есть, и $N_{Т}$ (разность между полной располагаемой и используемой располагаемой) должен обеспечить аварийный и ремонтный резерв.

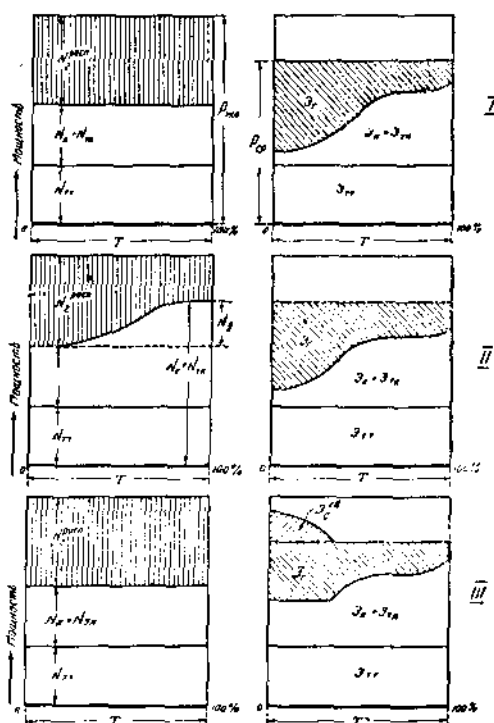
5. По составленным балансам определяется окончательно участие ГЭЦ в балансе системы по мощности и энергии для данного сезона.

Проведая подобные вычисления для всех сезонов, можно получить показатели использования ГЭЦ для всего года при заданных ее расчетных параметрах.

Не приходится специально указывать на то, что все расчеты должны быть приведены к одинаковым условиям, — отнесены, например, к шинам потребителя, т. е. учтены потери в линиях передачи и т. д.

Для анализа возможного участия ГЭЦ в балансе мощности и энергии системы рассмотрим три варианта работы (фиг. 77).

1. ГЭЦ суточно регулируемая, когда ограничения в регулировании нет и в графике нагрузки может быть найдена зона, в которой используется полностью $N_{уэ} \approx N_{рао}$ при возможной в эти сутки выработке — $\mathcal{E}_r$.



Фиг. 77. Варианты участия ГЭЦ в балансе мощности и энергии

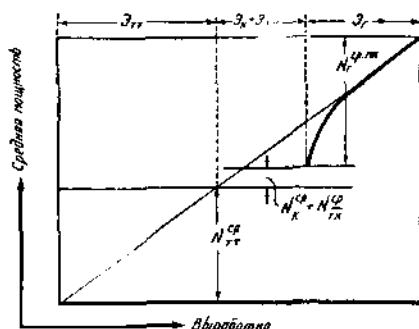
В этом случае, как видно из рисунка, располагаемая мощность ГЭС в течение всего сезона неизменна и использование гидроэнергии полное. Последнее показано на чертеже баланса средних мощностей, т. е. энергии.

Для определения распределения выработки между ЭЦ системы можно воспользоваться планиметрированием либо графическим вычитанием ИКВ для ГЭС из соответствующей суммарной нагрузки (фиг. 78).

II. ГЭС суточно регулируемая с ограниченным объемом водохранилища, что не позволяет обеспечить в течение всего сезона и использовать $N_{уо}$ как располагаемую. В этом случае $N_{рас}$ в течение сезона изменяется. Энергия ГЭС используется полностью. Неизбежно дублирование некоторой части мощности ГЭС, эта величина $N_{дуб}$ показана на фиг. 77.

III. ГЭС имеет суточное регулирование и занимает постоянное место в графике нагрузки, при котором $N_{уо} = N_{рас}$. При этом часть гидроэнергии может быть недоиспользована (на фиг. 77 показана $\mathcal{E}_r^n$), но дублирования мощности ГЭС не будет.

Другие комбинации дублирования сводятся к приведенным трем, отражаясь лишь на форме кривой продолжительности мощности ГЭС по водотoku.



Фиг. 78. Распределение выработки между ЭЦ в системе

Выбор мощности ГЭС, работающей в системе, окончательно определяется экономическим расчетом. Условия использования ГЭС должны быть отражены в этом расчете. Показательна в отношении выбора установленной мощности ее обеспеченность по среднему расчетному году.

По сводке Берроуза [101] для ряда американских ГЭС имеет место следующая обеспеченность установленной мощности:

от 100 до 500%: Оак-Гров (Oak Grove) — 100%; Грейт Фоллс (Great Falls) — 75%; Холтер (Holter) — 70%; Бертлеттс Фреппи (Bartlett's Freppu) — 53%;

от 50 до 25%: Гарвинс Фоллс (Garvins Falls) — 35%; Шерман Айленд (Sherman Island) — 29%; Сейф Харбор (Safe Harbor) — 25%; Вернон (Vernon) — 21%; Нью Ингленд (New England) — 21%; Пит № 3 (Pit № 3) — 17%.

Ниже 15%: Харриман (Harriman) — 5%, Таллула Фолс (Tallula Falls) — 15%, Фифтин Майль Фолс (Fefteen Mile Falls) — 2%.

Чем ниже обеспеченность установленной мощности, тем больше возможность суточного регулирования. Установки с обеспеченностью ниже 20—15% в основном используются для пиковой нагрузки.

Более характерным является отношение установленной мощности к средней (т. е. величина, обратная показателю использования), которое иногда заменяется отношением расчетного расхода к среднему годовому.

По Орнигу, последнее отношение имеет значение по табл. 36. Это же отношение расходов в табл. 37 приводится для ряда конкретных советских и зарубежных ГЭС.

Для полноты анализа данных табл. 37 необходимо учесть регулирующие возможности установок. Характерно, что более низкие значения отношения расходов получаются у приплотинных установок, более высокие — у деривационных.

Безусловно более интересным является указанное отношение мощностей. В табл. 38 приводятся соответствующие данные по ряду установок СССР по нашим данным [51] и по альпийским установкам европейских стран по данным Омодео [15].

Таблица 36

(Орнат)

Тип установки	Отношение: $\frac{\text{расчетн. расход}}{\text{средн. год. расход}}$
Нерегулируемые	1.2 . . . 1.5
Пиковые низконапорные	1.5 . . . 2.0
Пиковые высоконапорные	3.0
С большим регулированием	3.0 . . . 9.0
Специальное для электрификации ж. д.	3.0 . . . 8.0

Таблица 37

Название ГЭС	Расход		Отношение: $\frac{\text{расчетн. расход}}{\text{средн. год. расход}}$
	Расчетный м³/сек.	Среднего- довой м³/сек	
Днепровская	1800	1600	1.13
Дзержинская	28	15	1.87
Земо-Авчалская I и II	230	192	1.20
Кахлет	700	643	1.09
Рибург — Швер- штадт	1200	1000	1.20
Оппонц	10	7.4	1.35
Средний Изар	125	116	1.08
Иллер	75	60.3	1.24
Мейтлинген (Лех)	125	100	1.25

Таблица 38

Отношение установленной мощности ГЭС к среднегодовой

	Характер регулирования			
	нерегули- руемые	регулируе- мые суточ- ные, недель- ные, месяч- ные	регулируе- мые сезонно- годовые	зимнее регулируе- вание
СССР — 20 ГЭС, находящихся в эксплуатации	1.2...1.4	1.7	1.7	—
СССР — 60 ГЭС, строящихся и в проекте	1.7...2.0	1.7...2.5	1.4...2.5	—
Италия	1.0...1.5	2.0...3.0	3.0...5.0	6.0... 8.0
Швейцария	1.6	—	2.0...5.0	8.0...10.0
Австрия	1.2...1.4	2.0	2.0...8.0	8.0
Германия	1.2...1.4	2.0	2.0...8.0	8.0

Хотя приведенные показатели весьма общи и не могут отражать всего многообразия факторов, определяющих условия использования ГЭС в системе, все же некоторое представление о масштабах они дают и тем самым позволяют предварительно наметить зону для расчетов по балансу.

23. Использование ГЭС для покрытия реактивной нагрузки системы

Распределение нагрузок между ЭЦ системы обуславливается требованием обеспечить потребителя электроэнергией в необходимом количестве и соответствующего качества при наилучших экономических показателях эксплуатации. Проблема регулирования напряжения может рассматриваться как задача выработки и распределения реактивной энергии. Весьма интересно поэтому рассмотреть ГЭС как генераторы реактивной энергии.

Завод „Электросила“ дает в табл. 39 данные по средним кривым располагаемой реактивной мощности для нормальных гидрогенераторов, имеющих обычно характеристику холостого хода, близкую к стандартной.

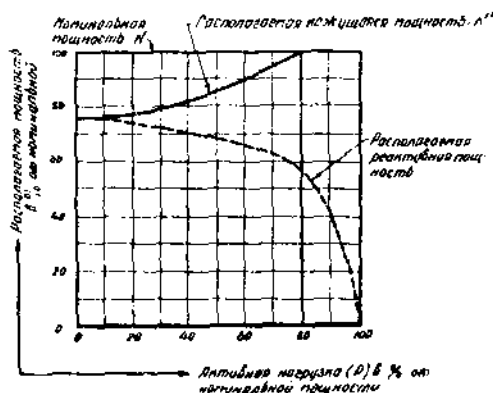
Таблица 39

Характеристика гидрогенераторов

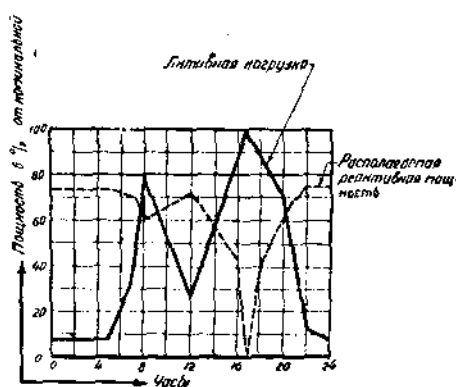
(Завод „Электросила“)

Полные ква в % от номинальных ква	100.0	89.5	81.5	76.5	75.0
Реактивные ква в % от номинальных ква	60.0	66.5	71.0	74.0	75.0
Активные ква в % от номинальных ква	80.0	60.0	40.0	20.0	0
То же в % от активных ква при $\cos \varphi = 0.8$	100.0	75.0	50.0	25.0	0
$\cos \varphi$	0.80	0.67	0.49	0.96	0

Эти данные приведены в графическом виде на фиг. 79, на которой показаны зависимости располагаемой кажущейся (N') и располагаемой реактивной (Q) мощности от активной нагрузки (P). Все мощности даны в процентах от номинальной (N).



Фиг. 79. Характеристика нормального гидрогенератора по данным завода „Электросила“



Фиг. 80. Выработка реактивной энергии при пиковом режиме работы агрегата ГЭС

Располагаемая кажущаяся мощность N' снижается с уменьшением активной нагрузки от $0.8 N$ до нуля. В пределах $0.8 N \leq P \leq N$, $N' = 100\%$.

Изменение располагаемой реактивной мощности (Q) обратное.

Пользуясь этой средней характеристикой, можно по режиму активной нагрузки ГЭС определить ее возможную реактивную отдачу. На фиг. 80 показан примерный график работы ГЭС, имеющей суточное регулирование и снимающей в зимние сутки пиковую часть нагрузки системы. График построен

в предположении, что располагаемая кажущаяся мощность генератора полностью используется и имеет место превышение номинальной активной мощности над 0,8 N. Кривая изменения располагаемой реактивной мощности имеет резкий провал только в области превышения активной мощности против номинального значения.

Еще более резко это явление видно на фиг 81, где рассмотрен случай особо пикового режима работы ГЭЦ при трех вариантах максимального значения активной мощности. Несмотря на резкие колебания активной нагрузки, располагаемая реактивная мощность изменяется достаточно равномерно.

На приведенной ранее (фиг. 70) диаграмме—работы Волховской и Нижне-Свирской ГЭЦ—этот факт находит свое подтверждение.

Изложенные общие соображения показывают, что использование ГЭЦ для покрытия потребностей в реактивной энергии целесообразно. Это, между прочим, совпадает и с требованиями устойчивости.

Основным ограничивающим условием является то, что реактивная энергия нужна в центре потребления, от которого ГЭЦ обычно удалена. В таком случае передача реактивной мощности вызывает особые потери в сети, что может оказаться не всегда экономически оправданным.

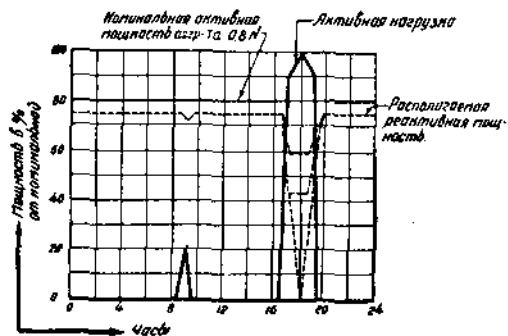
Оливер (Oliver) [116] описывает энергосистему юго-восточных штатов США с общей генерирующей мощностью в ГЭЦ—920 мвт и КЭЦ—400 мвт. В этой системе для выработки реактивной энергии было установлено 14 синхронных компенсаторов суммарной мощностью 140 мвт. Остальная часть реактивной нагрузки покрывалась ГЭЦ, бездействующие агрегаты которых специально запускались как синхронные компенсаторы. По мнению Оливера, дополнительные потери при передаче в этом случае покрываются увеличением надежности энергоснабжения в случаях аварий и снижением капиталовложений в специальные компенсаторы.

На ряде новостроящихся ГЭЦ специально предусматривается запас в системе возбуждения, что позволяет повышать их располагаемую реактивную мощность.

И в советских системах имеется подобный опыт. Так, в периоды проведения суточного регулирования генераторы Волховской ГЭЦ используются в качестве синхронных компенсаторов. Потребление энергии при этом незначительно — всего около 3—4% от полной мощности агрегата.

Для уменьшения потерь в американской практике применяется использование специального компрессорного устройства, быстро освобождающего от воды рабочее колесо турбины.

Применение автоматизации пуска и синхронизации позволяет производить переход с режима синхронного компенсатора на нагрузку в несколько секунд.



Фиг. 81. Выработка реактивной энергии в зависимости от режима работы агрегата ГЭЦ

24. Взаимовлияния ГЭЦ и ЭЭС

Для использования гидроэнергии исключительное значение имеет соединение систем (интерконнекция). Помимо улучшения общих показателей эксплуатации систем в части уменьшения смещенного пика нагрузки по сравнению с арифметической суммой пиков соединяемых систем и связанного с этим

уменьшения капиталовложений и издержек, для ГЭС, включаемых в такую объединенную систему, условия работы улучшаются.

В виду увеличения графика нагрузки значительно расширяются возможности помещения ГЭС в такую зону графика, при котором ее располагаемая мощность будет наибольшей.

В межрайонной системе больше возможностей использовать сезонную гидроэнергию.

Наконец, в виду охвата системами территорий с ГЭС, имеющими различные гидрологические характеристики, возникает возможность взаимного регулирования. Как пример, можно указать на резкое отличие режима рек Большого и Малого Кавказских хребтов. Кустование в будущем Рионского и Ингурского каскадов с Храмским и Севанским скажется положительно.

Все это приводит, с одной стороны, к повышению коэф-та использования энергии ГЭС (по данным Джестина [109], для ряда американских ГЭС этот коэф-т с 35—60% вырос после интерконнекции до 100%), с другой стороны, делает рациональным повышение установленной мощности ГЭС. Так, если для изолированно работающей ГЭС $N_{ус} \approx N_{ср}$, то для ГЭС в работающей системе $N_{ус} > N_{ср}$, а при интерконнекции систем $N_{ус} \rightarrow N_{мк}$. Благодаря этому растет и коэф-т использования энергии реки φ .

Только соединение районных систем позволяет рационально использовать такие гиганты, как Куйбышевская ГЭС. С другой стороны, секционирование систем должно, если благоприятствует расположению, проводиться именно на крупных ГЭС, которые своими благоприятными эксплуатационными качествами могут в самой лучшей степени обеспечить переброску энергии в необходимом направлении, превращаясь в межрайонный резерв энергии и мощности.

Если развитие использования гидроэнергии по существу определялось решением проблемы передачи электроэнергии на расстоянии, то имеет место и обратное влияние. Использование благоприятных гидроэнергетических ресурсов, отдаленных от мест потребления, двигало технику передачи электроэнергии.

У нас в СССР это особенно наглядно. Волховская ГЭС вызвала к жизни первую 110-кв линию передачи и 35-кв кабельную сеть, Днепровская ГЭС — линию 160-кв, Нижне-Свирская — 220-кв, и, наконец, строящаяся Куйбышевская ГЭС ставит проблему освоения напряжения 300—400 кв.

Особое значение принимает проблема регулирования ГЭС, работающих в каскаде и входящих в системы, соединения между собой. Помимо установки на сработку в-щ, обеспечивающую максимальную выработку энергии, могут встать вопросы об использовании в-щ для аккумуляции энергии в тех пунктах системы, которые являются для всего объединения наиболее удобными.

Передача электрической энергии заменяется аккумулярованием энергоресурса в благоприятном месте, чем может быть достигнута оптимальная схема работы системы в целом.

С интерконнекцией больших систем неизмеримо возрастает важность автоматического контроля нагрузки и частоты. Только при автоматическом контроле может быть получено наилучшее распределение нагрузок между ЭЦ системы. Для ГЭС этот вопрос приобретает особое значение, позволяя их загружать с наибольшим к.п.д.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

25. ГЭС в народном хозяйстве

Энергетическое использование водных ресурсов является, как известно, лишь одним из возможных направлений их использования.

Ряд сооружений, воздвигаемых при строительстве ГЭС, — плотина, каналы и пр., — могут быть использованы комплексно. С другой стороны, к водотоку могут предъявляться требования рядом других водопользователей. Таким образом, ГЭС связывается с народным хозяйством не только через энергетику, но другим путем — через водное хозяйство. Эта особенность всех водохозяйственных сооружений — двойная связь с народным хозяйством иногда очень сильно влияет на параметры строительства. Повышение эффективности гидротехнического строительства должно идти по линии нахождения оптимального соотношения между компонентами водохозяйственного комплекса.

Водопользователи, помимо гидроэнергетики, могут быть разделены на две группы. В первую группу входят такие водопотребители, которые к водотоку предъявляют, в основном, режимные требования. К таким водопользователям относятся: водный транспорт, лесосплав и др.

В другую группу входят водопользователи, которые, помимо режимных требований, еще непосредственно потребляют воду, например, водоснабжение и орошение.

Необходимо рассмотреть взаимосвязи этих возможных водопользователей с гидроэнергетикой, особенно в разрезе положительного и отрицательного влияния последней на другие отрасли водного хозяйства.

а) *Водный транспорт.* Положительным фактором здесь является сооружение плотины, которая или улучшает существующие судоходные условия, или соединяет судоходные участки перекрытием порогов, или же вообще создает новый водный путь. Перевод судов между бьефами осуществляется обычно плузами, которые лимитируют пропускную способность участка реки.

Увеличение глубин в верхнем бьефе, спрямление судового хода, уменьшение скорости течения, а отсюда — снижение мощности буксиров безусловно сказывается положительно на экономике водного транспорта.

Отрицательными моментами являются возможное ухудшение условий плавания в некоторой части в-ща вследствие заиливания, а также некоторое укорочение срока навигации из-за увеличения ледового покрова и замедления наступления ледохода.

Основным противоречием является требование водного транспорта к режиму реки, сводящееся к необходимости обеспечения в период межени достаточной глубины. Таким образом, водный транспорт требует сработки в-ща летом в то время, как для энергетики желательно производить сработку зимой.

б) *Лесосплав.* Лесосплав получает ряд выгод, связанных с увеличением протяжения сплавной части в верховьях, удлинением сплавного периода. С другой стороны, уменьшение скорости течения в верхнем бьефе может полностью исключить самосплав и потребовать применения тяги.

Пропуск леса через плотину может быть произведен через судоходные шлюзы. Может оказаться экономичным сооружение специального плотохода или ступенчатого канала и т. п.

По части режима требования подобны водному транспорту.

в) Рыбное хозяйство. По существу только реконструкция рек путем сооружения, в первую очередь, плотин ставит во всей ее полноте проблему воспроизводства и мелиорации рыбного стада.

Создание в-ща, увеличивая водное зеркало, обеспечивает благоприятные условия для рыбного заселения. Попутно в верхнем бьефе увеличивается бензомасса.

С другой стороны, сооружение плотины вызывает ряд отрицательных явлений и может, если не предусматриваются необходимые мероприятия, привести к значительному расстройству всего рыбного хозяйства.

Плотины, особенно высокие, являются серьезным препятствием для движения мигрирующих пород рыб. Для таких рек, как Волга, Дон и др., где мигрируют самые ценные породы — лососевые, осетровые и пр., — эта проблема весьма актуальна.

Практика сооружений рыбоходов в начале была неудачна (Волховская, Жемо-Авчальская ГЭС), но теперь, после достаточного изучения этого вопроса, уже имеется хорошо действующий рыбоход (Нижне-Туломская ГЭС).

Гигантское строительство рыбоходов при Боневильской плотине в США также свидетельствует о действительности таких сооружений.

Основное противоречие с гидроэнергетикой у рыбного хозяйства имеется также в части режима. Энергетическое регулирование водотока может привести к сглаживанию паводка на реке и в ее дельте. Это вызывает засоление теперь уже непромываемых паводками крайних и ильменных рукавов дельты, что отрицательно сказывается на нересте и откармливании рыбы и может повлечь за собой, — если учесть, что задержка воды в водохранилище приводит к уменьшению выноса органического вещества в дельту, — также неблагоприятное изменение состава промысловых рыб.

Помимо увязки вопросов регулирования (обеспечение паводковых полусок), активным мероприятием также может явиться устройство заводов по искусственному разведению рыбы. Уже небольшой советский опыт подтвердил эффективность этого мероприятия.

г) Санитарные мероприятия. Они должны учитываться при сооружении водохранилища (борьба с малярией, затопления и пр.) и налагают дополнительные ограничения на регулирование (предельная глубина сработки и т. д.).

д) Борьба с паводками. Она связана с регулированием водотока.

е) Водоснабжение. Водоснабжение может получить при сооружении ГЭС ряд выгод. Это относится в первую очередь к верхнему бьефу, где подъем горизонта воды может уменьшить высоту качания, а подъем уровня грунтовых вод — улучшить водоснабжение вообще.

С другой стороны, то же водохранилище может ухудшить условия водоснабжения конкретных объектов вследствие затопления некоторых участков, изменения условий водозабора и т. д.

Водоснабжение предъявляет относительно равномерный спрос на воду. Эта вода, если она берется из верхнего бьефа, в работе ГЭС не участвует.

ж) Орошение. Благодаря повышению оросительной способности реки получают природо возможной к орошению площади. С одной стороны, может быть улучшено орошение уже мелиорируемых земель, с другой — возможно освоение новых.

Отрицательные явления могут быть вызваны в верхнем бьефе в результате затопления, заболачивания и подтопления.

Вода на орошение должна браться из нижнего бьефа, в противном случае она уменьшает энергоресурсы реки. Режимные требования орошения также расходятся с интересами гидроэнергетики.

Необходимо отметить одну особенность водоснабжения и орошения. Требуя иногда значительного подъема воды, они могут быть крупными потребителями энергии, вырабатываемой ГЭС. При наличии благоприятных условий, позволяющих создать специальные водохранилища для нужд водоснабжения или орошения, они превращаются в очень удобные для системы потребители-регуляторы. Для примера можно указать на насосные установки для ирригации Заволжья.

При проектировании водохозяйственного комплекса, каким по существу является в той или иной степени каждое гидротехническое сооружение, ставится в первую очередь вопрос о доминанте — ведущем направлении использования.

Эта задача может быть решена, понятно, только на основании глубокого изучения и технико-экономического анализа и является элементом обоснования плана водного хозяйства.

Проводя условное деление территории Союза на водохозяйственные районы, можно примерно указать обязательные составляющие комплексов.

В табл. 40 приводятся такие сильно схематизированные характеристики.

Таблица 40

Схематическая характеристика главных водохозяйственных районов СССР по составу комплексов

(Караулов)

	Гидроэнергетика	Водный транспорт	Лесослав	Орошение и обводнение	Осушение	Водоснабжение	Борьба с наводнениями	Борьба с эрозией почв	Предотвращение засухи рек	Охрана рыболовства	Борьба с малярией	Повышение низких вод
Карело-Мурманский край . . .	+	+	+	•	•	•	•	•	+	+	•	•
Западный сток	+	+	•	+	+	•	•	•	+	+	•	•
Юго-запад Советской равнины	+	+	•	+	+	•	•	•	+	+	•	•
Восток и север Советской равнины	+	+	•	+	•	+	•	•	+	+	•	•
Северный Кавказ	+	•	•	+	•	+	•	•	+	•	+	•
Закавказье	•	(каналы)	•	+	+	+	+	+	+	+	+	•
		(Кура, Аракс)										
Азиатский внутренний сток	+	•	•	+	•	+	+	+	+	+	•	•
Бассейн р. Оби	+	+	+	+	•	+	+	•	+	+	•	•
Бассейн р. Енисея	+	+	•	•	•	•	•	•	+	•	•	•
Север Восточной Сибири	+	+	+	•	•	•	•	•	+	•	•	•
Север ДВК	+	+	+	+	•	•	•	•	+	•	•	•
Юг ДВК	+	+	+	+	•	•	•	•	+	•	•	•

При выборе ведущего направления использования, помимо анализа народнохозяйственных требований, необходимо также учесть влияние динамики самого народного хозяйства. ГЭС, связанная с водохозяйственным комплексом, может значительно изменять свою роль во времени. Это определяется рядом факторов.

Первая группа факторов — это факторы народнохозяйственные, влияющие на ГЭС через водохозяйственный комплекс. Так, со временем может развиваться такой водопользователь, как орошение, который определяется требованиями народного хозяйства и изменит условия работы ГЭС. (Пример: Мингичаурская ГЭС на р. Кура в Азербайджане.)

Вторая группа факторов связана с развитием использования водотока. Сооружение новых ступеней каскада, дополнительное питание и прочее естественно влияют на работу ГЭС. (Пример — изменение роли Рыбинской ГЭС после сооружения Куйбышевского узла.)

Влияние развития и изменения структуры электроэнергетической системы может быть отнесено к третьей группе факторов.

Наконец, последняя — четвертая группа факторов — связана непосредственно с эксплуатацией водохранилища, с его заилием, неизбежно ухудшающим показатели работы ГЭС.

Полностью удовлетворить всех водопользователей не всегда возможно; для оптимального решения этих сложных вопросов есть универсальное средство — регулирование стока. Оно не везде осуществимо в необходимых масштабах, но оно всегда сказывается положительно, увеличивая полезное использование водных ресурсов.

В случае расхождения режимов, например, у гидроэнергетики и орошения, проблема может быть решена сооружением специальных трансформаторных водохранилищ, преобразующих энергетический режим стока после первого водохранилища в ирригационный режим.

Одной из основных проблем водного хозяйства в целом и гидроэнергетики в частности являются проблема определения рациональных пределов и способов регулирования стока и увязка требований народного хозяйства с работой ГЭС.

26. Основы технико-экономических расчетов

В своем докладе об итогах первой пятилетки тов. Сталин указал на то, как надо подходить к анализу рентабельности в условиях социалистической системы хозяйства:

„На рентабельность нельзя смотреть торгашески, с точки зрения данной минуты. Рентабельность надо брать с точки зрения общенародного хозяйства в разрезе нескольких лет. Только такая точка зрения может быть названа действительно ленинской, действительно марксистской.“¹

С этой точки зрения основным показателем эффективности является *рост производительности труда*.

Ленин придавал этому исключительное значение:

„Производительность труда, это, в последнем счете, самое важное, самое главное для победы нового общественного строя... Капитализм может быть окончательно побежден и будет окончательно побежден тем, что социализм создаст новую, гораздо более высокую производительность труда.“²

В своей исторической речи на XVIII съезде ВКП(б) тов. Сталин еще раз обратил внимание на этот показатель, как на ведущий:

„Стало быть, требуется время, и не малое, для того, чтобы перегнать экономически главные капиталистические страны. И чем выше будет у нас производительность труда, чем более совершенствоваться будет у нас техника производства, тем скорее можно будет выполнять эту важнейшую экономическую задачу, тем больше можно будет сократить сроки выполнения этой задачи.“³

¹ Вопросы ленинизма, изд. 10-е, стр. 498. — Курсив наш — Т. З.

² Собр. соч., т. XXIV, стр. 342.

³ Доклад тов. Сталина на XVIII съезде ВКП(б) („Спутник агитатора“, 1939, № 5, стр. 14).

Из всех доступных для расчета технико-экономических показателей себестоимость продукции и структура себестоимости наиболее полно отражают движение и уровень производительности общественного труда.

Вопрос заключается в правильном исчислении себестоимости, которая должна, во-первых, отражать действительные общественные издержки, во-вторых, правильно отражать тенденцию развития отдельных элементов затрат.

Рост производительности труда должен сопровождаться снижением издержек производства во всем комплексе и увеличением на этой основе размеров производства. Это положение определяет, как ведущий принцип при экономическом анализе вариантов ГЭЦ и отдельных сооружений, условие достижения минимума народнохозяйственных издержек производства.

Сами издержки производства должны быть рассмотрены с точки зрения их структуры. Варианты должны быть сравнены по показателю энергетического использования (к. п. д.) и непосредственно по достигаемой производительности труда.

Важное значение имеет группа показателей, характеризующая единовременные затраты. Сюда относятся капиталовложения и материальный баланс. Последний рассматривается по ведущим материалам, в первую очередь по дефицитным в период строительства.

Принципиально при сопоставлении двух вариантов возможны между исчисленными для них издержками производства (I) и капиталовложениями (K) три комбинации соотношений:

$$\left. \begin{array}{ll} 1. & I_2 > I_1 \quad K_2 > K_1 \\ 2. & I_2 < I_1 \quad K_2 < K_1 \\ 3. & I_2 > I_1 \quad K_2 < K_1 \end{array} \right\} \quad (75)$$

Первая и вторая комбинации не требуют дополнительного анализа, поскольку явное преимущество по издержкам и вложениям определяет выбор первого или второго варианта.

Для третьего случая вопрос осложняется. Этот случай как раз имеет место при сопоставлении ГЭЦ и КЭЦ (ТЭЦ), поскольку экономия в издержках на ГЭЦ требует увеличения единовременных капиталовложений.

До сего времени проблема сведения капитальных затрат и издержек производства не решена. Важное вспомогательное значение может играть производный показатель, условно называемый „удельным показателем экономичности дополнительных капиталовложений“.

Этот показатель конструируется как отношение экономии в издержках к дополнительным капиталовложениям:

$$\varepsilon = \frac{I_2 - I_1}{K_1 - K_2} \quad (76)$$

Такой показатель может относиться как к двум отдельным вариантам, так и, в пределах варианта, к отдельным комбинациям параметров и должен дать некоторую меру сокращения издержек производства, зависящих от данной ГЭЦ, на единицу вкладываемого в строительство народно-хозяйственного накопления.

Показатель ε меняется во времени. Он служит только для сопоставления вариантов в конкретных условиях (данный уровень развития техники, уровень развития производительных сил и данное территориальное размещение) и не может обобщивать вообще необходимость данного сооружения.

Необходимо предупредить, что никакой показатель, в том числе и ε , не может претендовать на единственное обобщенное выражение эффективности капитальных затрат.

При пользовании этим показателем (или обратным: $\frac{1}{\varepsilon}$) были попытки считать его ведущим критерием расчета, причем одни предлагали добиваться

его минимального значения, другие назначали его величину по самым общим соображениям, ставя даже вопрос о том, что Госплан должен периодически утверждать нормативы для ϵ или $\frac{1}{\epsilon}$.

Не говоря о несоответствии подобных методов сущности и форме социалистической экономики, надо особо подчеркнуть недопустимость позиций, когда контрольный показатель становится самодовлеющим и подменяет собой технико-экономический анализ в целом.

Не приходится подчеркивать необходимость в каждом расчете учитывать тяжесть капиталовложений, но нельзя экономический анализ сводить единственно к вычислению подобных показателей.

Историческая задача догнать и перегнать передовые в экономическом отношении главные капиталистические страны „требуется, прежде всего, серьезное и неукротимое желание идти вперед и готовность пойти на жертвы, пойти на серьезные капитальные вложения для всемерного расширения нашей социалистической промышленности“.¹

Отсюда становится понятным твердый курс, принятый в третьем пятилетнем плане, на „усиление строительства гидроэлектростанций“.²

Отступление в каждом конкретном расчете от условий, при которых обеспечивается минимум народнохозяйственных издержек производства, должно быть специально обосновано.

Для этого может служить анализ капиталовложений и комплекса технических и экономических факторов, как то: сроки строительства, организация работ, связи с водохозяйственным комплексом и др., а также анализ показателя ϵ .

Можно рекомендовать, как правило, определять не расчетную точку, соответствующую максимальной экономии в издержках ($I_{\text{эк}}^{\text{мк}}$), а зону в пределах, примерно, от $\pm 5\%$ до $\pm 10\%$ от величины $I_{\text{эк}}^{\text{мк}}$, в зависимости от возможной по характеру исходных данных точности результата.

27. Особенности технико-экономических расчетов по гидроэнергетике

Проектирование ГЭС коренным образом отличается от проектирования других видов ЭЦ.

Главное различие — это глубокая зависимость ГЭС от естественных природных факторов: гидрологии, топографии и геологии, и тесная связь их с водохозяйственным и народнохозяйственным комплексом.

Единственно правильным путем проектирования конкретной ГЭС является комплексный подход к использованию водных ресурсов, исходящий от общей схемы использования бассейна, связанной в генеральном плане с единой водохозяйственной схемой СССР.

Необходимость предварительного составления гипотезы использования по бассейну в целом требует решения энергетической части проблемы данной ГЭС не только в связи с электроэнергетическим балансом микрорайона, но и с определенной увязкой (хотя бы в общих чертах во времени и пространстве) с электроэнергетическим балансом макрорайона. Отсюда особенная сложность экономического обоснования выбора первоочередного объекта строительства.

В межбассейновых схемах основные ограничения, помимо общих экономических, накладываются водным балансом, в побассейновых схемах — водопользователями, геологическими и топографическими условиями.

В виду многообразия факторов, определяющих оптимальное решение задачи, единственно возможным методом расчета является метод вариантов.

¹ Доклад тов. Сталина на XVIII съезде ВКП(б). („Спутник агитатора“, 1939, № 5, стр. 13).

² Резолюция XVIII съезда ВКП(б) по докладу тов. В. Молотова.

В случае фиксации определенных точек створов (по геологическим, топографическим или специальным хозяйственным условиям) вариантность значительно уменьшается.

Внутри схемы использования определенной ГЭС также возможны различные варианты. Если считать, как обычно, параметрами ГЭС напор, расход и мощность, то при наличии различных типов регулирования, эти параметры связываются между собой и с экономическими показателями весьма сложной зависимостью.

Все это приводит в итоге экономическое обоснование проекта к сопоставлению запроектированных вариантов ГЭС по целому ряду технических и технико-экономических показателей.

В свою очередь, показатели схемы использования по бассейну в целом должны опираться на какую-то, хотя бы эскизную, проработку проекта в целом. Таким образом уже для составления схемы должны быть запроектированы варианты отдельных ГЭС бассейна, последние же зависят от расчетных параметров, и, таким образом, нахождение оптимального решения весьма усложняется.

Предел необходимого уточнения расчетов ставится достижимой точностью исходных расчетных данных. В технико-экономических расчетах по ГЭС этот предел исходит, с одной стороны, от электроэнергетического баланса, с другой стороны, от экономических показателей. Большой срок прогноза условий работы проектируемой ГЭС (10—15 лет, а для больших ГЭС к этому еще прибавляется строительный период в 4—6 лет) делает в этой части все построения довольно условными, тем более, что электроэнергетический баланс, особенно для крупных ГЭС, должен опираться на план развития производительных сил всего Союза ССР. Тут вообще нельзя гарантировать точности исходных данных выше 20—30%. Подчас они имеют еще меньшую достоверность. Экономические показатели, сводимые в экономическую характеристику благодаря экстраполяции во времени, естественно отличаются неизбежной условностью.

Все это позволяет сделать ряд методических выводов:

а) Всю вычислительную часть необходимо вести с точностью, соответствующей точности исходных данных.

б) Техничко-экономические расчеты отдельных вариантов должны, по возможности, давать характер взаимосвязей между расчетными параметрами и экономическими показателями для динамического анализа данного проекта. Вместо точки (одно решение) давать кривую (серия решений), — только тогда произведенный расчет получает значение варианта в широком смысле этого слова.

в) В части выбора параметров, проводимого на основании сопоставления технико-экономических вариантов, в виду особой динамичности всех условий необходимо избегать представления решения только для каких-то постулированных данных (себестоимость энергии в системе, на тепловой ЭЦ и т. п.), а оформлять эту часть расчета в виде характеристик (группы кривых), по которым можно было бы определять решения при различных значениях данных.

Все технико-экономические расчеты, связанные с проектированием ГЭС, могут быть разбиты на четыре группы:

1) выбор схемы использования — разработка схемы использования всего бассейна реки;

2) выбор энергоснабжения — общее обоснование выбора гидроэнергии, как основы электроснабжения;

3) определение параметров ГЭС — выбор расчетных величин установленной мощности, расхода, напора;

4) определение параметров и типов отдельных сооружений и оборудования ГЭС.

Предметом настоящего исследования является анализ третьей и четвертой групп расчетов. В качестве основной идеи исследования взято положение, что, поскольку ГЭС, с одной стороны, связаны с энергосистемой, с другой, —

через водохозяйственный комплекс, — с рядом отраслей народного хозяйства, в основе технико-экономических расчетов должно лежать определение оптимальных значений параметров ГЭС, с учетом *всех* ее взаимосвязей.

Включение ГЭС в ЭЭС, как известно, может значительно изменить не только экономические, но и технические показатели системы в целом. В главе IV было показано, как большая маневренность при наличии регулирования, возможность полной автоматизации, возможность использования для регулирования системы определяют высокую ценность ГЭС при работе ее в системе.

К сожалению, не всегда те или иные преимущества использования именно ГЭС в системе могут быть доведены до количественных экономических расчетов. Особенно усложняются расчеты, когда ГЭС связана с водохозяйственным комплексом, который своими требованиями к трансформации режима водотока обычно противоречит интересам энергетики. Если нет возможности разделения этих требований путем устройства специального трансформаторного водохранилища, то выбор оптимального режима регулирования и эксплуатации комплекса связывается с весьма сложным экономическим анализом.

Настоящее исследование, поскольку оно касается случая, когда вопрос о сооружении данной конкретной ГЭС уже решен, дает лишь анализ определения оптимального значения параметров ГЭС.

В общем виде задача может быть представлена так: задаются потребности энергии (в пространстве и во времени) и параметры возможной ЭЭС, в которую должна включиться проектируемая ГЭС; требуется определить оптимальные условия использования ГЭС в этой системе.

Поскольку ГЭС может, очевидно, сооружаться при разных энергетических показателях (мощность и выработка по величине и качеству — режиму), предполагается, что потребность в энергии будет покрыта за счет ЭЭС системы.

Таким образом, по существу, весь технико-экономический расчет сводится к какому-то сопоставлению ГЭС с могущей ее заменить одной или несколькими ЭЭС системы. Это сопоставление имеет два этапа: первый — это сопоставление технических показателей, понимая их в самом широком смысле, и второй — после установления технической эквивалентности сопоставление экономических показателей.

Первой задачей является составление универсальной энерго-экономической характеристики ГЭС, которая позволила бы вариантно решать вопрос: как будут изменяться экономические показатели ГЭС при изменении технических параметров, отсюда — условий использования в ЭЭС.

Эта проблема была рассмотрена в первых трех главах исследования. В результате, предложенная методика позволяет построить комплексную энерго-экономическую характеристику ГЭС.

Следующей задачей является обоснование и выбор методов технико-экономических расчетов. Далее — специальный вопрос о приведении характеристики ЭЭС и ГЭС в сопоставимый вид и, наконец, самая техника расчета.

Все эти вопросы освещены в отношении параметров ГЭС и отдельных сооружений в последующих главах работы.

Определяя принципы использования ГЭС в СССР, нужно исходить из двух основных положений:

А) В СССР мы имеем единое энергетическое хозяйство, результатом рационализации которого должна быть, во-первых, экономия топлива, особенно в тех районах, где оно дефицитно, уменьшение эксплуатационных расходов во всем энергоснабжении Союза в целом и повышение степени использования основных фондов, вложенных в энергоснабжение. Это последнее требование особенно относится к оптимальному повышению числа часов использования оборудования всех тепловых и конденсационных станций с учетом достаточного государственного резерва.

С точки зрения единого энергохозяйства Союза, всякое решение частной энергетической проблемы, приводящее к получению где-нибудь хотя бы

и исключительно дешевой энергии за счет ухудшения общих условий энергоснабжения, является неверным.

Б) Единая система энергоснабжения Союза получает свое техническое оформление в создании крупных энергосистем. Можно предполагать, что в 4-й пятилетке основные энергосистемы Европейской части Союза будут связаны в две крупные сверхсистемы: во-первых, центральная система Европейской части Союза, связывающая центральнопромышленный район, Поволжье и Урал, и, во-вторых, южная система, связывающая Киев, Днепровэнерго, Донбасс, Харьков, Азово-Черноморский край и Сталинград. Кроме того, мы будем иметь крупные энергосистемы к этому времени в Закавказье и Северном Кавказе, Западной Сибири, Средней Азии, Северо-Ленинградской области и Карелии. Это обстоятельство определяет рассмотрение ГЭС преимущественно включенными в энергосистемы.

Исходя из ранее рассмотренных особенностей гидростанций и особенностей системы энергоснабжения нашего социалистического государства, можно сформулировать следующие общие принципы строительства и использования ГЭС.

а) Ведущими показателями при решении вопроса о строительстве и использовании ГЭС должны быть особенности режима работы ГЭС и характер ее регулирования. Все ГЭС, не имеющие достаточного регулирования, не могут быть в большинстве случаев использованы как самостоятельные источники энергоснабжения вне энергосистем.

Компенсация недостаточно регулируемых ГЭС сооружением так называемого теплового резерва является не всегда экономически оправданным решением. Тепловой резерв, т. е. тепловая ЭЦ, в этом случае ставится в наименее благоприятные условия эксплуатации благодаря малому использованию и неравномерной работе. Себестоимость энергии такой ЭЦ всегда высока и чувствительно повышается комбинированную себестоимость энергии обеих ЭЦ. Тепловой резерв неизбежно дублирует установленную мощность, а отсюда соответствующие капиталовложения. При решении вопроса о сооружении нерегулируемых ГЭС этот момент должен быть учтен со всеми его последствиями.

б) Характер регулирования стока должен являться решающим при выборе очередности строительства и параметров ГЭС каскада.

В первую очередь должны сооружаться регулирующие ГЭС, т. е. обладающие значительным водохранилищем и расположенные или в верховьях рек, или непосредственно ниже впадения крупных притоков. Особое значение имеет суточное регулирование.

в) Использование уже построенных или строящихся ГЭС, с недостаточным регулированием, но работающих в системе, может быть улучшено сооружением, если это возможно, новых ГЭС, которые должны зарегулировать уже работающие ГЭС, имеющие неудовлетворительный режим работы. Подобное положение имеет место на Днепре, Чирныке и других реках, где работают ГЭС недостаточно или вовсе не зарегулированные.

Другой путь, улучшающий использование ГЭС, — это расширение системы. При известном соотношении выработки ГЭС и нагрузки системы создается возможность использовать достаточно полно энергию и незарегулированных ГЭС. Так будет с Днепровской ГЭС после включения ее в южную систему.

г) ГЭС, обладающие достаточным регулированием, должны использоваться в системе на пиковой работе для регулирования переменной части графика нагрузок в суточном и годовом разрезе.

При таких условиях использования ГЭС дают максимум снижения эксплуатационных расходов в системе и максимальную экономию топлива.

Надо только исследовать потери регулирования и условия работы линий перелач. В отдельных неблагоприятных случаях они могут сильно ограничить целесообразность задания пикового режима для ГЭС.

Включение ГЭС в систему должно иметь целью поставить все тепловые ЭЦ в такие условия эксплуатации, чтобы они работали равномерно, с максимальным числом часов использования установленной мощности и при минимальных удельных расходах топлива на вырабатываемый квтч.

Такие условия использования ГЭС имеют место на Волховской и Нижне-Свирской ГЭС, будут иметь место на Угличской, Рыбинской и Куйбышевской ГЭС.

Необходимо иметь в виду, что при использовании ГЭС в качестве регулятора системы они не могут, за исключением систем с высоким удельным весом гидроэнергии, служить одновременно с этим источником энергоснабжения электроемких производств. В этом случае электроемкие производства должны базироваться на тепловых станциях, для которых рациональным условием работы как раз является равномерность нагрузки.

Из приведенных принципов вытекает ряд важных следствий.

1. ГЭС, не имеющие естественного зарегулирования и не обеспеченные достаточным регулированием, могут строиться только при условии включения их в достаточно крупные энергосистемы.

2. ГЭС суточно-регулируемые в энергосистемах в первую очередь должны быть использованы для покрытия пиковой части графика нагрузок.

3. Удельный вес ГЭС в системах, если не допускать дублирования мощностей,¹ будет расти с увеличением степени зарегулирования водотока. Так, по мере осуществления каскадов ГЭС на реках, например, на Волге или Днепре, что увеличивает степень зарегулирования ГЭС каскада, удельный вес гидроэнергии в этих системах будет расти.

4. Исключительное значение суточного регулирования при работе ГЭС в системе ставит это качество как главное при характеристике ГЭС. Для обеспечения суточного регулирования в каскаде ГЭС должны подпирать друг друга хвостовыми частями своих водохранилищ.

5. В энергосистемах, в которых благодаря характеру естественных энергетических ресурсов гидроэнергия играет решающую роль (например районы Средней Азии, Закавказья и др.), в качестве регулятора систем также должны быть использованы ГЭС, либо имеющие естественное зарегулирование стока (оз. Севан), либо при которых могут быть созданы искусственные водохранилища достаточной емкости (Мингечаурская и др.).

28. Аналитическое и графическое представление экономических расчетов

Применяемые в проектной практике технико-экономические расчеты сводятся, как мы уже отмечали, к сопоставлению экономических показателей ГЭС и заменяющей ЭЦ системы, при равенстве технических условий.

Все используемые методы расчетов могут быть математически сведены к четырем. В нашей работе [132] было проведено такое сведение всех расчетных формул для группы расчетов по определению параметров сооружений и оборудования ГЭС. Выводы этого исследования могут быть полностью распространены и на более общие расчеты группы по определению параметров ГЭС.

В этом случае параметром удобнее всего брать выработку ГЭС и представлять все экономические показатели в функции от этой выработки. Техника графических построений этих зависимостей изложена в последующих главах.

На фиг. 82 представлены графически все возможные методы экономических расчетов. В самом нижнем квадранте дано сопоставление себестоимостей дополнительных, в следующем — себестоимостей средних, далее — издержек, капиталовложений и в самом верхнем квадранте показан характер изменения показателя удельной экономичности дополнительных капиталовложений.

¹ Здесь особое значение имеет суточное регулирование.

Рассмотрим отдельно каждое из условий, определяющих методы экономического расчета.

0 — условие минимума капиталовложений характеризует момент, с которого ГЭЦ по экономическим показателям может быть включена в ЭЭС. Это условие может быть выражено:

$$s_c^3 = s_r^1, \quad (77)$$

или

$$I_c^3 = I_r. \quad (78)$$

Графически значение Θ_0 определяется пересечением соответствующих кривых в квадрантах II и III.

Использование гидроэнергии при этом будет наименьшее.

1 — условие минимума себестоимости энергии ГЭЦ характеризует оптимальное использование для изолированной работы ГЭЦ:

$$s_r = \text{мн.} \quad (79)$$

Определение значения Θ_1 можно сделать по кривой $s_r = \varphi_4(\Theta_r)$ (квадрант II), проведя к ней касательную, параллельную оси абсцисс.

Для этих же целей может быть использована кривая $I_r = \varphi_3(\Theta_r)$ (квадрант III), к которой необходимо провести касательную из начала координаты. Может быть также использована кривая $\Delta s_r = \varphi_5(\Theta_r)$, пересечение которой с кривой $s_r = \varphi_4(\Theta_r)$ также определяет значение Θ_1 , при котором $s_r = \text{мн.}$

2 — условие минимума себестоимости энергии в системе тождественно с условием „минимум издержек в системе“ и максимальная абсолютная экономия.

Аналитически эти условия могут быть записаны:

$$I_c^3 - I_r = \text{мк}, \quad (80)$$

откуда получается $\frac{dI_c^3}{d\Theta_r} - \frac{dI_r}{d\Theta_r} = 0$, или

$$|\Delta s_c^3 = \Delta s_r|. \quad (81)$$

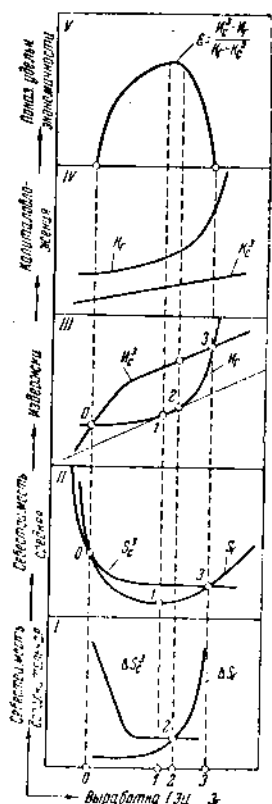
Графически выражение (80) в квадранте III может быть определено по максимальной разности ординат кривых I_c^3 и I_r . Условие (81), выражающее равенство себестоимости дополнительной энергии, легко решается по пересечению экономических характеристик в квадранте I.

3 — условие равенства издержек записывается, подобно условиям точки 0, выражениями:

$$s_r = s_c^3 \quad (82)$$

$$I_r = I_c^3. \quad (83)$$

Это значение Θ_3 определяет границу экономического обоснования расширения ГЭЦ, поскольку дальнейшее увеличение выработки ГЭЦ дает более



Фиг. 82. Сопоставление условий технико-экономических расчетов при

$$S_c^3 = \text{var}$$

¹ Под s_c^3 и I_c^3 понимаются себестоимость и издержки производства той (или тех) ЭЦ, которые заменяются включаемой в систему ГЭЦ. Ни в коем случае не следует смешивать их с показателями системы в целом, включающей в себя ГЭЦ и заменяющую ЭЦ в каком-то сочетании.

дорогую энергию, чем ЭЭС, и может быть обосновано лишь специальными соображениями, например, в связи с водохозяйственным комплексом и т. п.

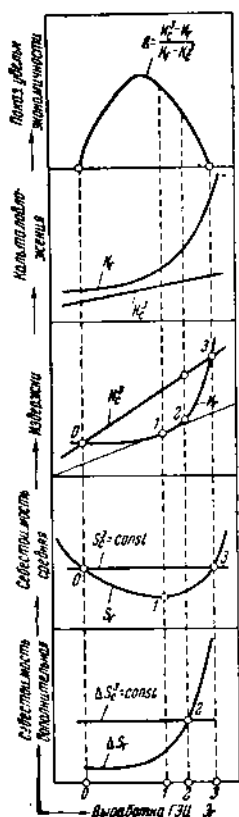
Графически эти условия соответствуют пересечению кривых себестоимости и издержек в квадрантах II и III.

Эти расчетные условия сведены в табл. 41.

Таблица 41

Сопоставление условий технико-экономических расчетов

Индекс	Условия	Кривые себестоимости дополнительной	себестоимости средней	издержек	капиталовложений
0	Минимум капиталовложений	—	$s_c^3 = s_r$	$I_c^3 = I_r$	—
1	Минимум себестоимости энергии ГЭС	$\Delta s_r = s_r$	$s_r = \text{min}$	—	—
2	Минимум себестоимости энергии в системе	$\Delta s = \Delta s_c^3$	—	$I_c^3 - I_r = \text{mk}$	—
3	Равенство издержек ГЭС и ЭЭС	—	$s_r = s_c^3$	$I_r = I_c^3$	—



Фиг. 83. Сопоставление условий технико-экономических расчетов при

$$s_c^3 = \text{const.}$$

Особо в квадранте V фиг. 82 построена кривая для показателя ϵ . Ранее было указано на его значение при расчетах; методы его использования демонстрируются ниже при рассмотрении отдельных конкретных примеров расчета.

В ряде случаев может быть допущено расчетное предположение постоянства себестоимости заменяющей энергии: $s_c^3 = \text{const}$. В этом случае построения упрощаются.

На фиг. 83 приведены кривые для такого варианта расчета. Поскольку $s_c^3 = \text{const}$, то и $\Delta s_c^3 = \text{const}$ и условие минимума издержек может быть представлено условием:

$$\Delta s_r = \Delta s_c^3 = s_c^3, \quad (84)$$

а отсюда определяться пересечением кривой дополнительной себестоимости ГЭС с прямой себестоимости заменяющей энергии.

Могут быть предложены в этом случае и другие графические методы расчета. Для определения характерных экономических точек достаточно на энергетической характеристике (фиг. 84) $\mathcal{E}_r = \varphi(N)$ нанести зависимость

$$I_c = F_3(N).$$

Поскольку $s_c^3 = \text{const}$, кривая $\mathcal{E}_r = \varphi(N)$ тождественна с кривой $I_c^3 = s_c^3 \cdot \mathcal{E}_r$, разница только в масштабах.

И таким образом максимальное расхождение по абсциссе между кривыми I_c^3 и I_r определяет искомые значения $\mathcal{E}_2$ и N_2 , для которых имеет место условие

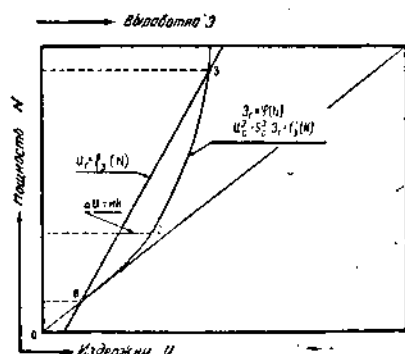
$$I_c^3 - I_r = \text{mk}.$$

При пользовании кривой себестоимости энергии: $s_r = \varphi_4(\mathcal{E}_r)$, при $s_c^3 = \text{const}$, очевидно, площадь $(s_c^3 - s_r) \cdot \mathcal{E}_r$ будет графически выражать разность $(I_c^3 - I_r)$. Пользуясь этим положением, применив графическое деление (фиг. 85), можно легко построить кривую $(I_c^3 - I_r) = F(\mathcal{E}_r)$ и найти ее максимум, т. е. искомую точку 2.

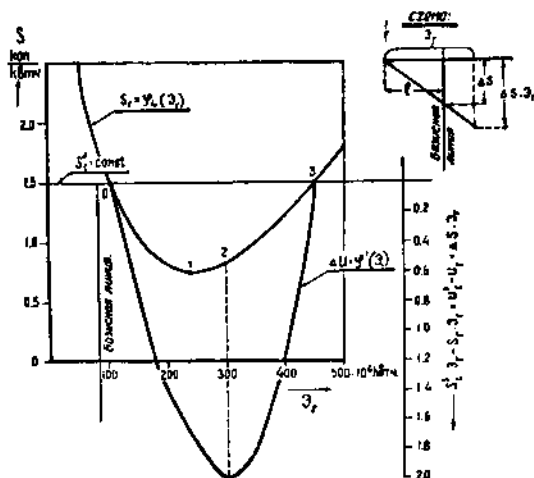
Из четырех приведенных условий *ведущим* является, как это было показано раньше, условие, по которому задачей ставится *получение минимума народнохозяйственных издержек*. Этому соответствует при работе ГЭС в системе точка 2 на фиг. 82.

Выше было отмечено, что технико-экономический расчет должен быть подчинен всестороннему экономическому анализу, а из этого следует, что точку 2 нельзя рассматривать как твердо установленную, *единственно определяющую оптимальное решение*.

Правильно ее представлять как некоторую границу оптимальной зоны. Отступ-



Фиг. 84. Определение характерных экономических точек при $s_c^3 = \text{const}$.



Фиг. 85. Графический метод определения экономического значения выработки ГЭС по условию минимума издержек в ЭЭС при $s_c^3 = \text{const}$.

ление от этой границы должно обосновываться другими экономическими показателями, в первую очередь показателем z . С другой стороны, точность исходных данных, а отсюда и возможная точность результата также определяет некоторую расчетную зону, в которой и должно находиться оптимальное значение параметра.

Необходимо отбросить представление о технико-экономическом расчете, как о расчете, решающем *всю задачу* экономического обоснования. Такое неверное представление укоренилось и в проектной практике. Способствовала этому, главным образом, подмена экономического анализа математическим оформлением расчетов. Последнее, особенно в глазах техников, делало технико-экономические расчеты идентичными с любыми техническими расчетами на прочность, гидравлическими и т. п. В результате важные и решающие *качественные особенности* экономических расчетов не только не принимались во внимание, но вообще исключались из проектных обоснований. Лишь в последние годы, в связи с разработкой сложных комплексных водохозяйственных проблем, подобно Большой Волге, в техническую среду начали проникать установки об особенностях экономических расчетов в системе обоснования проектных параметров. Этому свидетельствует ряд работ, появившихся в нашей специальной технической литературе, часть из которых указана в ссылках и источниках к настоящему исследованию.

Математизация технико-экономических расчетов должна облегчить их проведение, но сама математика как инструментарий не может быть довлеющей. С этими обязательными условиями надо принимать все предлагаемые ниже приемы технико-экономических расчетов.

Динамичность, вариантность, наглядность определили предпочтение графическим и графо-аналитическим методам перед чисто аналитическими. В ряде случаев вообще аналитическое решение затруднено, а подчас и вовсе невозможно; тогда графическое решение помимо указанных преимуществ приобретает значение вообще единственного метода расчета.

Когда мы в дальнейшем излагаем методику определения экономического значения параметра, то мы всегда подразумеваем, что *определяется не точка, не одно единственное значение параметра, а некоторая расчетная зона.*

На конкретных примерах показано, как подходить к уточнению расчетных величин внутри этой зоны.

Обычно полученная в таких случаях зона достаточно широка и позволяет решить вопрос о выборе варианта с удовлетворением всем техническим требованиям. Примеры, приведенные в последующих главах, наглядно это подтверждают.

Глава VI

ПРИВЕДЕНИЕ ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

29. Задачи приведения характеристик

Технико-экономические расчеты по обоснованию выбора величины установленной мощности ГЭЦ сводятся к развернутому сопоставлению показателей ЭЦ. Под заменяющей ЭЦ мы понимаем конкретную ЭЦ или группу их, или, наконец, просто ЭЭС, которую вытесняет проектируемая ГЭЦ.

В конечном итоге самый расчет ведется по экономическим показателям при соблюдении основного условия: *равенства технических показателей*.

Это условие предполагает не только количественное совпадение величины мощности и выработки, но и обязательное подобие их качественных характеристик: обеспеченность, условия покрытия графика нагрузки и т. п.

При включении ГЭЦ в ЭЭС, очевидно, на ГЭЦ, в зависимости от ее регулировочной и энерго-экономической характеристик, будет возложено покрытие нагрузки в определенной части графика.

Включение гидроэнергии $\mathcal{E}_r$ будет вытеснять из подлежащей покрытию энергии $\mathcal{W}$ равное (учитывая отнесение всех расчетов к определенной точке системы, например, к потребителю, центру нагрузки и т. п.) количество энергии заменяющих тепловых или гидравлических ЭЦ.

Отсюда возникает задача такого преобразования энергоэкономической характеристики ГЭЦ, чтобы оно, с одной стороны, учитывало конкретные особенности ЭЭС, в которую включается проектируемая ГЭЦ, и, с другой стороны, отражало условия использования ГЭЦ.

Такое преобразование характеристик можно назвать *приведением*. В проектах эта операция обычно производится вариантными расчетами.

Основным показателем, определяющим условия и степень использования ГЭЦ в ЭЭС, помимо ее энергетической характеристики, являются ее регулировочные возможности. Практически вопрос значительно усложняется. С одной стороны, требования ЭЭС, выражаемые графиками нагрузки (типичными — сезонными, суточными и годовыми), изменяются с ростом системы. С другой стороны, энергетическая характеристика ГЭЦ также зависит от водности года и ряда других условий (например, от связей с другими компонентами водохозяйственного комплекса).

Наложение „возможностей“ (ГЭЦ) на „требования“ (ЭЭС) приводит к тому, что в ряде случаев, когда мощность ЭЭС недостаточно велика по сравнению с ГЭЦ, т. е. гидроэлектрическая характеристика системы $X_r = \frac{\mathcal{E}_r}{\mathcal{E}_c}$ мала, или имеет место преобладание ТЭЦ, или, наконец, неблагоприятная форма графика (сглаженная) — использование всей возможной к выработке ГЭЦ гидроэнергии невозможно.

Это конкретное наложение и является приведением. Измененные таким образом характеристики мы будем называть *приведенными*.

Впервые этот вопрос был обобщен в 1924 г. Егизаровым [139], который называл преобразованную кривую продолжительности мощности ГЭЦ „комбинированным графиком“.

В самом общем виде задача может быть сформулирована так: задается энергетическая и регулировочная характеристика ГЭС и график нагрузки ЭЭС; требуется определить степень возможного использования гидроэнергии.

Здесь принципиально возможны два случая:

- 1) ГЭС вливается в базу графика;
- 2) ГЭС вливается в пик графика.

Всякое другое расположение ГЭС в графике системы может быть представлено как сочетание этих двух крайних случаев.

Задание энергетической характеристики ГЭС представляется комплексом кривых: хронологической продолжительности и интегральной. Эти кривые могут быть даны как для расчетного года, так и для сезона.

Хронологический график нагрузки ЭЭС — суточный, и построенный по нему график продолжительности целесообразно задавать для ряда характерных периодов года. Можно считать, что для подобных расчетов разбивка на 2—3 сезона является пределом не только необходимой, но и возможной точности. По типовому хронологическому графику нагрузки строится кривая продолжительности нагрузки $P=f(t)$ — для *всего* периода и ИКН $W=\varphi(P)$.

При анализе использования ГЭС для покрытия заданной нагрузки рассматриваются следующие характерные мощности:

$N_{ус}$ — установленная (без учета ремонта и резерва) мощность ГЭС;

N_v — мощность водотока, обеспеченная по воде;

$N_{ср}$ — средняя *полезно используемая* мощность.

Соответственно гидроэнергии обозначается:

$\mathcal{E}_{бр}$ — возможная выработка по воде — брутто;

$\mathcal{E}_{ис}$ — используемая часть выработки ГЭС по условиям графика нагрузки;

$\mathcal{E}_д$ — потерянная часть выработки ГЭС, т. е. не могущая быть использованной по условиям графика нагрузки и за отсутствием регулирования;

$\mathcal{E}_{ак}$ — аккумулируемая водохранилищем часть выработки ГЭС.

Очевидно, должны иметь место соотношения:

$$\mathcal{E}_{ис} = \mathcal{E}_{бр} - \mathcal{E}_д,$$

$$N_{ср} = \frac{\mathcal{E}_{ис}}{T} = \frac{\mathcal{E}_{бр} - \mathcal{E}_д}{T}.$$

30. Графические методы энергетического приведения нерегулируемой ГЭС

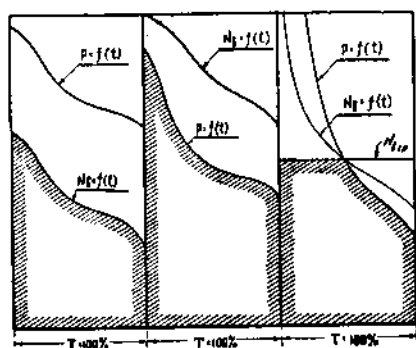
Приведение может быть произведено по кривым продолжительности мощности ГЭС, либо по ИКВ. Первым по времени, как мы уже отмечали, было предложение Егiazарова. В основу предлагаемого графического метода преобразования кривой $N_v=f(t)$ в кривую $N_{ср}=f(t)$ по заданной кривой нагрузки $P=f(t)$ Егiazаровым берется следующее положение (фиг. 86). Если кривая продолжительности нагрузки лежит целиком выше кривой водотока и всегда $P > N_v$, то будет использована вся гидроэнергия (на фиг. 86 случай А) и $N_{ср} = N_v$, и, наоборот, если кривая нагрузки находится ниже кривой водотока: $P < N_v$ (случай В), то использование идет по графику нагрузки, т. е. $N_{ср} = P$.

Для периодов же, когда кривые нагрузки (P) и водотока (N_v) пересекаются (случай С), заменив на рассматриваемом интервале кривую водотока $N_v=f(t)$ ступенькой с ординатой $N_{в,ср}$ и применяя предыдущие рассуждения, устанавливается, что, пока $N_{п,ср} < P$, использование идет по прямой $N_{в,ср}$, а затем при $P < N_{в,ср}$ следует по кривой $P=f(t)$.

Эта методика ярко представлена на фиг. 87, приводимой в работе Егiazарова [6]: для месяцев VIII, IX и X, где хотя и нет пересечения кривых P и N_v , использование идет по линии $N_{в,ср}$, поскольку нагрузка P колеблется

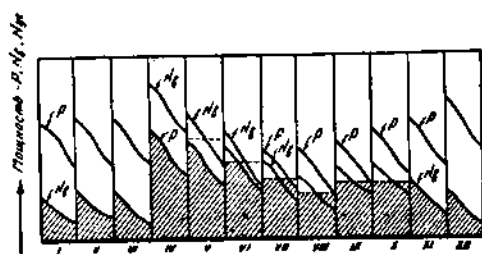
от максимума до минимума P ежесуточно; за месяц $V N_{в.ср} > P$, и используемую выработку определяет график нагрузок; наоборот, за месяцы VIII, IX и X $N_{в.ср} < P$, и она сама определяет возможную полезную отдачу.

При наличии суточного регулирования приходится для анализа условий покрытия прибегать к планиметрированию.



Фиг. 86. Приведение кривых продолжительности мощности ГЭЦ по методу проф. Егiazарова.

Горевым [137] в 1928 г. был предложен графо-аналитический метод приведения кривых продолжительности при



Фиг. 87. Приведение кривой продолжительности мощности водотока, разбитой хронологически по месяцам (Егiazаров).

помощи ИКВ. Для случая наличия суточного регулирования Горев разбивает сезонную кривую продолжительности нагрузки на три ступени (фиг. 88) с мощностями $P_{мк}$, $P_{ср}$ и $P_{мн}$, имеющими соответственно длительность: τ_1 , τ_2 и τ_3 . Очевидно:

$$\tau_1 + \tau_2 + \tau_3 = T = 1.0$$

и

$$P_{мк} \cdot \tau_1 + P_{ср} \cdot \tau_2 + P_{мн} \cdot \tau_3 = P_{ср} \cdot 1,$$

откуда

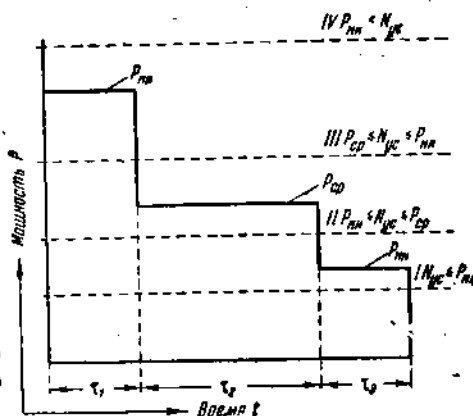
$$P_{ср} = \frac{P_{мк} \cdot \tau_1 + P_{мн} \cdot \tau_3}{\tau_1 + \tau_3}.$$

Задается ИКВ и установленная мощность ГЭЦ — $N_{ус}$. Возможны четыре случая для $N_{ус}$; каждому из них соответствует, как это видно из фиг. 102, свое значение $N_{в.ср}$, т. е. величина используемой мощности:

Вариант	Условие	Значение $N_{ср}$
I	$N_{ус} \leq P_{мн}$	$N_{ус}$
II	$P_{мк} \leq N_{ус} \leq P_{ср}$	$N_{ус} - (N_{ус} - P_{мн}) \tau_3$
III	$P_{ср} \leq N_{ус} \leq P_{мк}$	$P_{ср} - (P_{мк} - N_{ус}) \tau_1$
IV	$P_{мк} \leq N_{ус}$	$P_{ср}$

Пользуясь этими соотношениями, при заданном графике нагрузки ($P_{мк}$, $P_{ср}$, $P_{мн}$, τ_1 , τ_2 и τ_3) и величине $N_{ус}$, определяется $N_{ср}$. По ИКВ $\mathcal{E}_r = \varphi(N_{в})$ определяется возможная к использованию выработка.

В 1932 г. Людиным [27] был опубликован графический метод приведения, заключающийся в наложении (совмещении) универсальных графиков (проекции объемного графика) нагрузки и покрытия (Bedarf und Dargebot). В практику этот метод не внедрился, повиди-



Фиг. 88. Схема к приведению кривых продолжительности (Горев).

тому, из-за необходимости значительной детализации исходных данных, что в большинстве случаев нецелесообразно.

Для случаев же, когда можно условия упрощать, этот метод достаточно сложен.

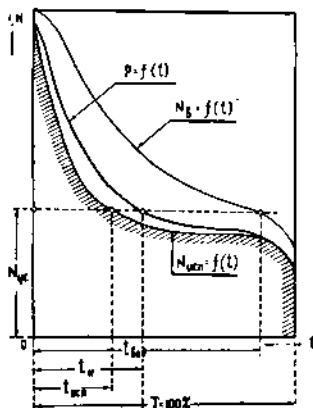
Весьма простой и удобный метод приведения кривой продолжительности имеется у Зайднера (Seidner) [157].

Он базируется на следующем положении (фиг. 89). Пусть какой-либо установленной мощности N_{yc} обеспеченность по водотоку t_b , а нагрузка $P = N_{yc}$ имеет обеспеченность t_n , причем сезонная кривая продолжительности нагрузок есть повторение суточной кривой нагрузок.

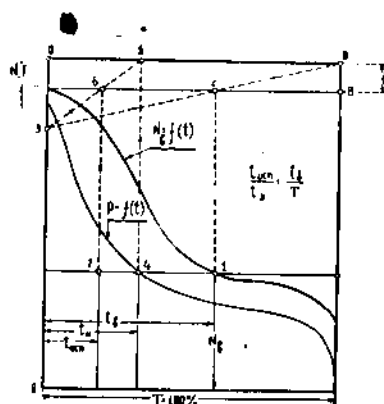
Элементарные соображения приводят к выводу, что фактическое использование (во времени) будет составлять не t_n , а только $\left[\frac{t_b}{T}\right] \cdot t_n$, т. е.

$$t_{ис} = \left[\frac{t_b}{T}\right] \cdot t_n. \quad (83)$$

Таким образом, если $t_b = T$, то $t_{ис} = t_n$; если же $t_n = T$, то $t_{ис} = t_b$.



Фиг. 89. Принцип приведения кривой продолжительности мощности нерегулируемой ГЭС.



Фиг. 89а. Графическое приведение кривой продолжительности мощности нерегулируемой ГЭС.

Отсюда, в части кривой ГЭС, где имеется 100%-я обеспеченность, использование идет по кривой продолжительности нагрузки, в части же, где кривая нагрузки имеет 100%-ю обеспеченность, идет по кривой водотока.

Построение по этому методу приведено на фиг. 88. Вместо вычисления по формуле (83) можно применить графическое построение.

Для этого на любом (по удобству масштабов) расстоянии l от максимального значения P или N_b проводится линия, параллельная оси абсцисс (фиг. 89а) $0-0$.

Для какого-нибудь значения N_b , которому соответствует t_b (точка 1), проектируем абсциссу на верхнюю горизонталь — точка 2. Проведя из точки 0 луч: $0-2-3$, получаем на оси ординат „полюс“: 3.

Спроектировав обеспеченность нагрузки t_n (точка 4) на базовую линию $0-0$, в точку 5, соединяем последнюю с полюсом 3. Пересечение этого луча $3-5$ с горизонталью $A-B$ и определяет положение искомой используемой обеспеченности:

$t_{ис}$ — точка 7.

Доказательство следует из подобия треугольников:

$3-0-0$ и $3-A-2$.

При построении, естественно, нет необходимости проводить вспомогательные линии; приходится отмечать только полюса.

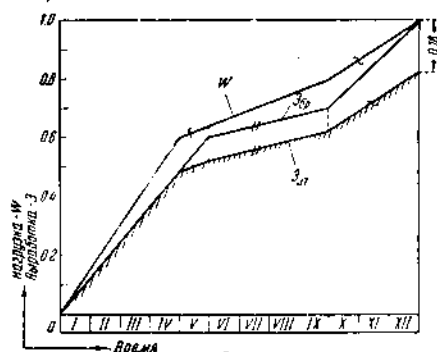
Ограничивая, в зависимости от формы кривых, 6—8 точками, построение приведенной кривой значительно упрощается.

Энергетическое приведение подробно рассмотрено в итальянской специальной литературе — см. Ганассини (Ganassini) [146].

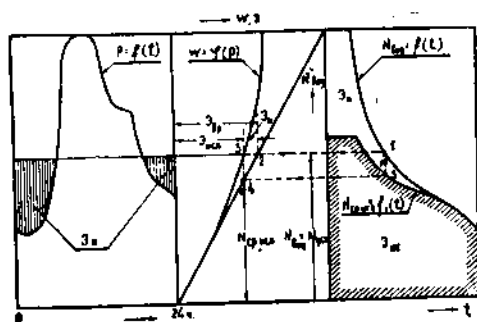
В Италии применяется метод, предложенный Де-Марки (De Marchi), основанный на использовании интегральных кривых по времени.

На фиг. 90 показано построение для конкретного примера. Анализ ведется по сопоставлению интегральных кривых нагрузки и выработки, *использование следует параллельно той интегральной линии, которая на этом участке имеет меньший угол с осью абсцисс.*

Для примера на фиг. 90 $\mathcal{E}_{бр}$ — задано: к концу месяца V — 0.6, к концу месяца IX — 0.7, к концу года — 1.0. Нагрузка к концу месяца IV — 0.6, к концу месяца IX — 0.8, к концу года — 1.0.



Фиг. 90. Приведение интегральной хронологической кривой энергии (Де-Марки).



Фиг. 91. Приведение кривой продолжительности мощности нерегулируемой ГЭЦ при помощи ИКН.

По правилу до конца месяца IV , т. е. пока угол ИК $\mathcal{W}$ больше, чем $\mathcal{E}_{бр}$, использование идет по $\mathcal{E}_{бр}$. Для месяца V проводится линия параллельно $\mathcal{W}$, поскольку угол $\mathcal{W}$ на этом участке меньше, чем у $\mathcal{E}_{бр}$. Далее на участке V — IX использование по этим же соображениям идет по линии, параллельной $\mathcal{E}_{бр}$, и с месяца X до конца года — параллельно $\mathcal{W}$. Окончательно $\mathcal{E}_{ис}$ будет, как это видно из фиг. 56, $0.82 \mathcal{E}_{бр}$.

Этот же результат может быть получен простым расчетом. Действительно, из фиг. 90 имеем:

$$\left(\frac{0.6}{5}\right) \cdot 4 + \left(\frac{0.2}{5}\right) \cdot 1 + \left(\frac{0.1}{4}\right) \cdot 4 + \left(\frac{0.2}{3}\right) \cdot 3 = 0.82$$

(в скобках даны выражения для тангенсов угла наклона соответствующей интегральной кривой).

Метод этот отличается простотой, но не дает анализа по мощности, и поэтому его применение затруднено при наличии различных условий регулирования ГЭЦ.

Более удобным, наглядным и универсальным методом приведения является графическое построение при помощи ИКН.

На фиг. 91 в левом квадранте представлен типовой суточный график нагрузки, для которого построена в среднем квадранте ИКН:

$$\mathcal{W} = \varphi(P).$$

Поскольку график нагрузки принят постоянным для всего сезона, очевидно, ИКН будет действительна для всего сезона.

В течение суток для постоянного расхода, в первом приближении, при отсутствии регулирования, мощность можно также считать постоянной и ИКВ будет выражаться прямой теоретической выработки.

Таким образом, для каких-нибудь суток, когда мощность по воде: $N_n = N_{yc}$ (точка 1), возможная выработка ГЭС за сутки составила бы $\mathcal{E}_{бр}$ (точка 2), использовать же по характеру графика нагрузки можно только $\mathcal{E}_{ис}$ (точка 3). Имеют место потери: $\mathcal{E}_л$. Средняя используемая мощность получится снесением точки 3 на линию теоретической выработки.

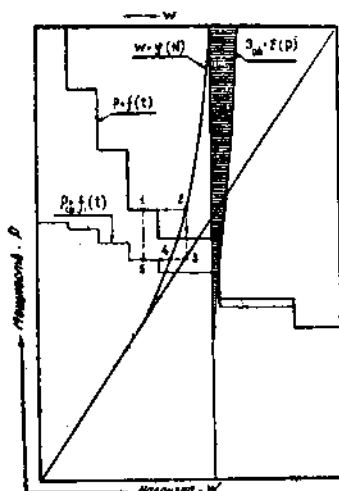
Если в квадранте, для анализируемого периода, нанести кривую продолжительности мощности, то при помощи описанных построений ее можно легко преобразовать в кривую $N_{ср.ис} = f(t)$, которая и выявляется искомой приведенной кривой продолжительности.

В итоге этот случай характеризуется условиями:

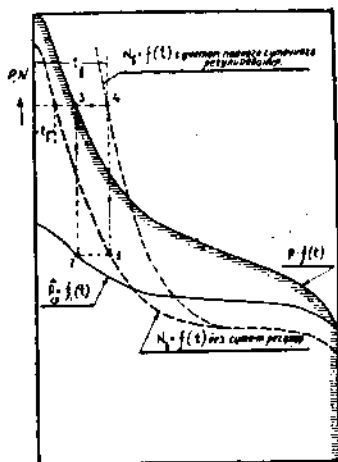
$$\left. \begin{aligned} N_{yc} &= N_n \\ N_{ср.ис} &< N_n \\ \mathcal{E}_{ис} &< \mathcal{E}_{бр} \end{aligned} \right\} \quad (84)$$

31. Энергетическое приведение суточно регулируемой ГЭС

Суточное регулирование ГЭС, позволяя перераспределять гидроэнергию в течение суток, повышает использование выработки ГЭС.



Фиг. 92. Графическое построение кривой $P_{ср} = f_1(t)$ по кривой продолжительности и интегральной кривой нагрузки.



Фиг. 93. Графическое приведение кривой продолжительности мощности суточно регулируемой ГЭС.

Если для расчетного периода T построена ИКН (фиг. 92), то, пользуясь уже известными ее свойствами, можно построить кривые:

$$P_{ср} = f_1(t) \quad \text{и} \quad \mathcal{E}_{ак} = F(P).$$

Первая кривая дает величину $N_n = f_1(t)$, если соблюдается условие, что вся выработка ГЭС должна быть использована, т. е. $\mathcal{E}_{бр} = \mathcal{E}_{ис}$ и $\mathcal{E}_л = 0$.

Вторая кривая определяет необходимые размеры регулирования, давая количество подлежащей аккумуляции энергии,

Построение этих кривых идет от любой заданной мощности P (точка 1) и ИКН (точка 2); далее известным путем: $P_{\text{ср}} = N_{\text{в}}$, последняя переносится в точку 5 на вертикаль точки 1.

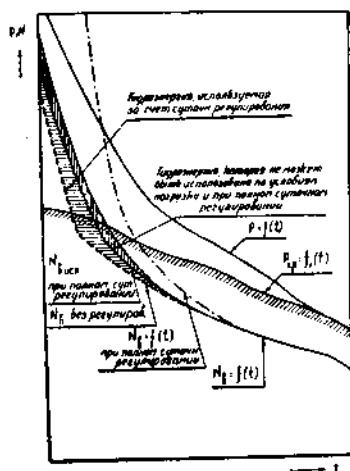
Расстояние от точки 3 до ИКН (точки 4) выражает искомую величину $\mathcal{E}_{\text{ак}}$, которая на фиг. 92 отложена от вертикали вправо на уровне 1—2.

Для учета влияния полного суточного регулирования можно предложить следующий порядок построения: пусть заданы кривая водотока $N_{\text{в}} = f(t)$ и нагрузки $P = f(t)$ с построенной по ней кривой $P_{\text{ср}} = f_1(t)$ (фиг. 93).

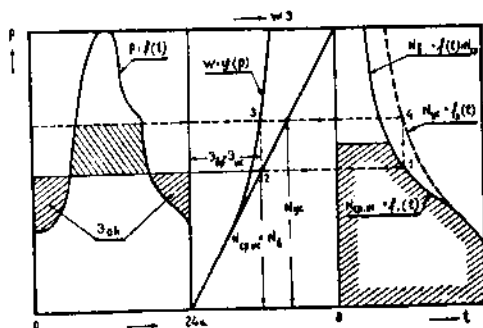
Для любой мощности $N_{\text{в}}$ по воде (точка 1), поскольку при регулировании $N_{\text{в}} = P_{\text{ср}}$, получаем в этом случае возможную к покрытию нагрузку P , соответствующую точке 3 (путь: 1—2—3).

Перенеся эту точку на ординату точки 1 в положение 4, имеем новое положение точки кривой водотока с учетом суточного регулирования, вместо обеспеченности $t_{\text{в}}$ теперь обеспеченность будет $t'_{\text{в}} > t_{\text{в}}$.

Перестроив таким путем всю кривую $N_{\text{в}} = f(t)$ в кривую $N_{\text{в}} = f'(t)$, последнюю можно привести, пользуясь описанным методом.



Фиг. 94. Анализ приведенных кривых продолжительности мощности ГЭС для разных случаев регулирования.



Фиг. 95. Приведение кривой продолжительности мощности суточно регулируемой ГЭС при помощи ИКН.

На фиг. 94 приведение проведено для случаев отсутствия и наличия суточного регулирования. Площадь, заштрихованная горизонтально, соответствует гидроэнергии, могущей быть дополнительно использованной при наличии суточного регулирования.

Площадь, заштрихованная вертикально, выражает энергию, которая для своего использования требует более длительного регулирования — месячного или даже сезонного.

Для приведения при наличии суточного регулирования может быть применен описанный метод, использующий ИКН.

В этом случае (фиг. 95), поскольку должна быть использована вся гидроэнергия $\mathcal{E}_{\text{др}} = \mathcal{E}_{\text{ис}}$, ход построения будет обратный проведенному на фиг. 91. По мощности водотока $N_{\text{в}} = N_{\text{ср. ис.}}$ (точка 2) определяется соответствующая нагрузка P (точка 3), которая равна установленной мощности: $P = N_{\text{ус}}$. Переноса величины $N_{\text{ус}}$ в квадрант продолжительности (точка 4), получаем зависимость: $N_{\text{ус}} = f(t)$.

Кривая $N_{\text{ср. ис.}}$ сливается с кривой мощности водотока $N_{\text{в}}$, ограничиваясь сверху величиной: $N_{\text{в}} = N_{\text{ср. ис. макс}} = P_{\text{ср}}$

В этом случае имеют место условия:

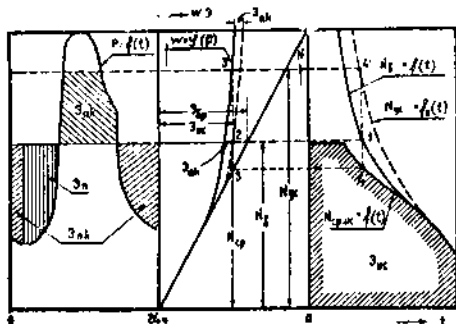
$$\left. \begin{aligned} N_{yc} &> N_n \\ N_{ср.ис} &= N_n \\ \mathcal{E}_{ис} &= \mathcal{E}_{бр} \end{aligned} \right\} \quad (85)$$

Наиболее общим случаем является неполное суточное регулирование, т. е. когда аккумулирующая емкость $\mathcal{E}_{ак}$ ограничена.

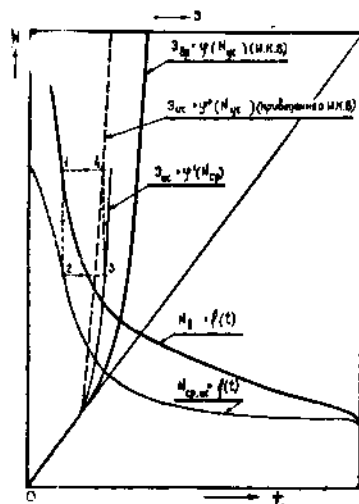
На фиг. 96 показано построение для такого случая. Построение ничем не отличается от случая отсутствия регулирования; разница в одном: вместо кривой ИКН пользуются новой кривой, полученной из ИКН смещением ее по горизонтали на величину заданной $\mathcal{E}_{ак}$.

Ход построения показан цифрами. Помимо $N_{ср.ис}$ (точка 3—4) определяется, подобно случаю с полным регулированием, величина N_{yc} (точка 3—4).

На фиг. 96 видно, что, пока заданного объема $\mathcal{E}_{ак}$ хватает для полного зарегулирования $N_{ср.ис} = N_n$ и кривые сливаются, с дальнейшим ростом нагрузки неизбежно возникают потери, энергия недоиспользуется и $N_{ср.ис}$ становится меньше N_n .



Фиг. 96. Приведение кривой продолжительности мощности ГЭЦ, имеющей неполное суточное регулирование при помощи ИКН.



Фиг. 97. Графическое построение приведенной кривой выработки.

Условия этого общего случая представляются:

$$\left. \begin{aligned} N_{yc} &> N_n \\ N_{ср.ис} &\leq N_n \\ \mathcal{E}_{ис} &\leq \mathcal{E}_{бр} \end{aligned} \right\} \quad (86)$$

Полученные в результате приведенных построений кривые $N_{ср.ис} = f(t)$ могут быть графически перестроены в приведенные интегральные кривые вида: $\mathcal{E}_{ис} = \psi'(N_{ср.ис})$, которые, в свою очередь, преобразуются в кривые: $\mathcal{E}_{ис} = \psi''(N_{yc})$.

На фиг. 97 эти операции показаны.

Кривую: $\mathcal{E}_{ис} = \psi''(N_{yc})$ будем называть *приведенной интегральной кривой выработки* (ПИКВ), в отличие от обычной ИКВ, выражающей зависимость: $\mathcal{E}_{бр} = \psi(N_{yc})$.

Пользуясь описанными методами, можно графически произвести весь анализ условий использования ГЭЦ при заданном графике нагрузки.

Такой анализ приведен на фиг. 98. Пользуясь ИКН $W = \varphi(P)$ и кривой продолжительности мощности водотока $N_n = f(t)$, строим $N_{ср} = f'(t)$ для двух крайних случаев: отсутствие регулирования и полное суточное регулирование.

Необходимый размер бассейна ($V_{1\text{нк}}$ в квтч) в последнем случае легко определяется выравниванием ИКН (фиг. 98, левый квадрант).

Интегрируя кривые продолжительности средних используемых мощностей и приводя их графически к зависимости от установленной мощности (по методу, показанному на фиг. 97), получаем окончательно ПИКВ:

$\mathcal{E}_{\text{ис.мн}} = \varphi_1(N)$ — при отсутствии регулирования и

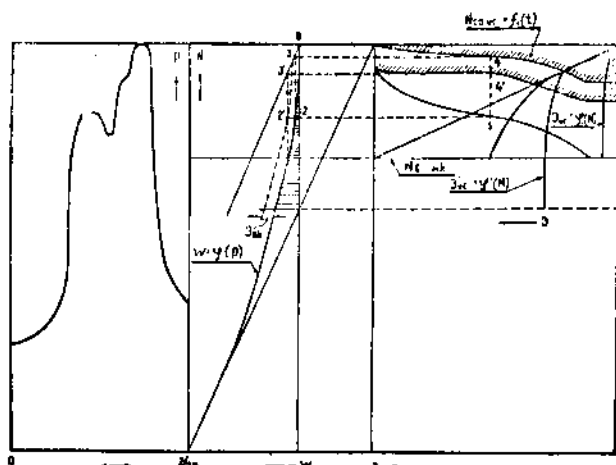
$\mathcal{E}_{\text{ис.мк}} = \varphi_2(N)$ — при полном регулировании.

Разность между этими двумя кривыми по горизонтали, наклонно заштрихованная на фиг. 98, дает величину гидроэнергии, дополнительно используемую благодаря суточному регулированию.

Разность между кривой $\mathcal{E}_{\text{ис.мк}} = \varphi_2(N)$ и $\mathcal{E}_{\text{ср}} = \varphi(N)$ (заштрихована горизонтально) — часть выработки, которая не может быть использована без удлинения периода регулирования. Соответственно заштрихованы площади между кривыми продолжительности.

Откладывая величину $\mathcal{E}_{\text{ак}}$ в зависимости от $N_{\text{в}}$ от крайней вертикали (правый квадрант), получим характеристику, связывающую дополнительно используемую энергию с мощностью, при наличии бассейна объемом $V_{1\text{нк}}$.

Очевидно, задаваясь меньшими размерами бассейна суточного регулирования, можно получить соответствующие кривые для $V_2, V_3, V_4 \dots$ до $V=0$.

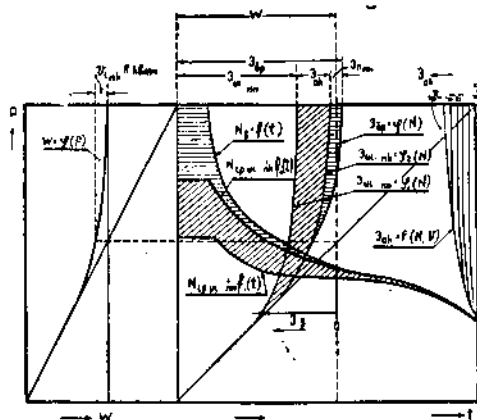


Фиг. 99. Приведение энергетической характеристики ГЭЦ при вливании гидроэнергии в пик нагрузки.

не затемнять ход построения комплексной приведенной интегральной кривой.

Таким образом, пользование ИКВ дает возможность получить полное приведение энергетической характеристики ГЭЦ в зависимости от нагрузки ЭЭС и характера суточного регулирования ГЭЦ.

Возможны случаи, когда включаемая в ЭЭС ГЭЦ относительно невелика по мощности (например Рыбинская ГЭЦ по отношению к Центральной ЭЭС)



Фиг. 98. Комплексная приведенная энергетическая характеристика ГЭЦ для различных случаев суточного регулирования.

Эти кривые: $\mathcal{E}_{\text{ак}} = F(N, V)$ условно показаны на фиг. 98. Пользуясь ПИКВ, можно определить общую потребность в энергии W , проведя соответствующую вертикаль и отсчитывая влево до ПИКВ, в масштабе ИКВ. Для любого значения и любой степени суточного регулирования определяется $\mathcal{E}_{\text{вэц}}$, т. е. выработка вспомогательной ЭЦ.

Отсчитывая вниз от $P_{\text{мк}}$, можно получить значение $N_{\text{вэц}}$, т. е. построить кривые: $\mathcal{E}_{\text{вэц}} = \Phi(N_{\text{вэц}})$ и $N_{\text{вэц}} = F(N_{\text{вэц}}, V)$.

На фиг. 98 эти кривые не приведены, чтобы

или имеет суточное регулирование, которое желательно использовать возможно полнее, и энергия ГЭС вливается сверху в пик графика.

В этом случае производится те же построения, с той лишь разницей, что после построения ИКН чертеж поворачивается на 180° и энергетическую характеристику ГЭС пристраивают слева (фиг. 99).

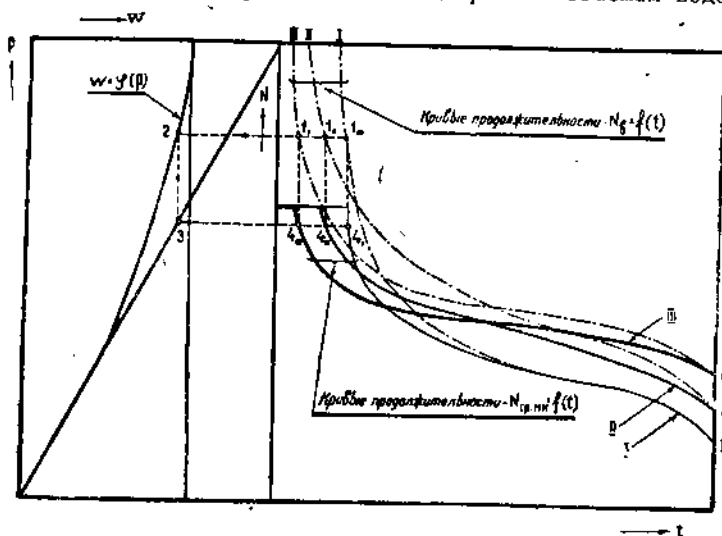
Роль ИКВ будет играть построенная ИКН, но с отсчетом от вертикали соответственно $W_{\text{мк}}$. Все остальные построения подобны описанию.

На фиг. 99 показаны предельные случаи: отсутствие суточного регулирования и полное суточное регулирование (объем $\mathcal{E}_{\text{ак}}$). В последнем случае, как это видно из чертежа, установленная мощность ГЭС должна быть выше $N_{\text{в.мк}}$.

При ограничении суточного регулирования водохозяйственными компонентами комплекса: водным транспортом, лесосплавом и т. д., необходимо предварительно перестроить кривую продолжительности мощности ГЭС: $N_g = f(t)$ в зависимости от этих ограничений, затем уже по перестроенной кривой вести расчет обычным порядком.

32. Энергетическое приведение сезонно регулируемой ГЭС

Наличие сезонного регулирования изменяет энергетическую характеристику ГЭС в первую очередь в части кривой продолжительности. На фиг. 100 нанесены три кривых продолжительности $N_g = f(t)$: I, II и III, соответствующие разным случаям сезонного регулирования, а отсюда разным объемам водохранилища.



Фиг. 100. Приведение кривых продолжительности мощности ГЭС при различных случаях сезонного регулирования

Анализ и приведение энергетической характеристики после построения кривой продолжительности для данного варианта сезонного регулирования идет по описанному стандарту.

Если кроме сезонного регулирования имеется и суточное, то это учитывается известным методом.

В сопоставлении приведенных энергетических характеристик при разных вариантах сезонного регулирования (на фиг. 100) даны только кривые $N_{\text{ср}} = f(t)$. По различным показателям может быть определен оптимальный вариант регулирования.

Эти показатели удобнее всего приводить к серии кривых:

$$\mathcal{E}_{\text{ис}} = f(N, V_{\text{сз}}),$$

$$\mathcal{E}_{\text{н}} = f_1(N, V_{\text{сз}}),$$

$$N_{\text{н}} = f_2(N, V_{\text{сз}});$$

в случаях применения и суточного регулирования вводится еще параметр $V_{ст}$ — объем бассейна суточного регулирования, и характеристики представляются бинарным полем.

33. Аналитические методы энергетического приведения

Аналитическое приведение энергетических характеристик не может дать динамики наглядного расчета, подобно графическим методам. С другой стороны, точность их меньше.

Основное их достоинство — легкость расчета, позволяющая быстро по показателям энергетических характеристик ЭЭС и ГЭС определять величину коэф-та использования энергии ГЭС:

$$\psi = \frac{\mathcal{E}_{ис}}{\mathcal{E}_{ор}}. \quad (87)$$

Подобные расчеты впервые были предложены в 1925 г. Крауссом (Krauss) [150] и в советской литературе рассмотрены Егизаровым [6].

Использование гидроэнергии при полном отсутствии регулирования определяется коэф-том:

$$\alpha = \frac{N_{им}}{N_{ср}}. \quad (88)$$

Суточный график нагрузки может быть охарактеризован показателем использования за сутки:

$$\delta_{ст} = \frac{P_{ср}^{ст}}{P_{мк}^{ст}}. \quad (89)$$

Как известно, суммирование суточных графиков во времени выражается переходом от характерных мощностей показателей (обычно средней) суточного графика к таковым для шестидневки, месяца и для всего года.

Такой переход производится при помощи показателей, которые конструируются следующим образом [140]:

$$\text{для шестидневки } \sigma_{6дн} = \frac{P_{ср}^{6дн}}{P_{ср}^{ст}}, \quad (90)$$

$$\text{за год } \sigma_{год} = \frac{P_{ср}^{зим} + P_{ср}^{лет}}{2P_{ср}^{зим}}. \quad (91)$$

Эти показатели, характеризующие устойчивость средней нагрузки в период шестидневки или года (зима — лето), могут быть названы показателями стабильности. Возможно, полагая, что в шестидневном графике отличен лишь для выходного дня, представить:

$$\sigma_{6дн} = \frac{5P_{ср}^{раб} + P_{ср}^{вых}}{6P_{ср}^{раб}} = 0.833 + 0.167 \frac{P_{ср}^{вых}}{P_{ср}^{раб}}, \quad (92)$$

где: $P_{ср}^{раб}$ — средняя нагрузка за рабочий день;

$P_{ср}^{вых}$ — средняя нагрузка за выходной день.

Для годового показателя стабильности можно записать:

$$\sigma_{год} = 0.5 + 0.5 \frac{P_{ср}^{лет}}{P_{ср}^{зим}}, \quad (93)$$

где: $P_{ср}^{лет}$ — средняя летняя нагрузка;

$P_{ср}^{зим}$ — средняя зимняя нагрузка.

Эти показатели не исчерпывают характеристики графика; неосвещенным остается вопрос о неравномерности графика.

Рядом авторов предложено пользоваться в качестве показателей неравномерности известными показателями:

$$\alpha = \frac{P_{\text{мн}}}{P_{\text{ср}}}, \quad \beta = \frac{P_{\text{мн}}}{P_{\text{мк}}} \quad \text{и} \quad \delta = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{мк}}}.$$

Есть предложения составлять показатели неравномерности в виде:

$$\mu_1 = \frac{P_{\text{мк}} - P_{\text{мн}}}{P_{\text{ср}}}.$$

Краусс предлагает составлять показатель неравномерности следующим образом:

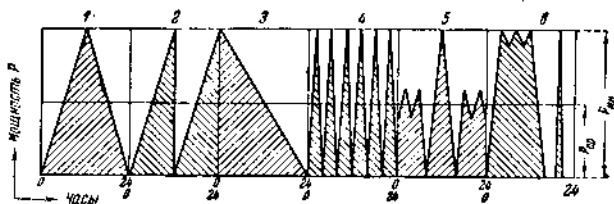
$$\mu_2 = \frac{\text{площадь графика ниже средней линии}}{\text{площадь всего графика}}.$$

Наконец, есть ряд формул, в которых учитывается „пиковость“ графика — количество пиков.

Приведем одну из них:

$$\mu_3 = \frac{\text{средняя мощность}}{\text{сумма пиков больших}} = \frac{P_{\text{ср}}}{\sum P_{\text{пик}}}.$$

Для сравнения чувствительности этих показателей на фиг. 101 приведено шесть различных суточных графиков нагрузки элементарной формы, подобранных



Фиг. 101. Суточные графики нагрузок для вычисления показателя неравномерности.

таким образом, что для них величины: $P_{\text{мк}}$, $P_{\text{мн}}$, $P_{\text{ср}}$ и W равны, т. е. для всех графиков применение как показателей неравномерности коэф-тов α , β и δ невозможно, так как для всех графиков они равны: $\alpha = \beta = 0$ и $\delta = 0.5$.

Так же и коэф-т μ_1 постоянен и равен 2.

Некоторое реагирование на форму графика показывают, как это видно из табл. 42, показатели μ_2 и μ_3 .

Таблица 42

Номера графика	1	2	3	4	5	6
μ_2	0.73	0.75	0.75	0.75	0.88	0.63
μ_3	0.50	0.25	0.50	0.03	0.15	0.13

Для расчетов по своей структуре все же эти показатели использованы быть не могут. Таким образом, по существу, при аналитическом расчете выпадает очень важный качественный показатель неравномерности формы графика.

Пользуясь приведенными показателями, можно записать:

$$\begin{aligned} P_{\text{ср}} &= \delta' \cdot P_{\text{мк}}^{\text{ср}}, \\ P_{\text{ср}}^{\text{бдн}} &= \sigma_{\text{бдн}} \cdot P_{\text{ср}}^{\text{ср}}, \\ P_{\text{ср}}^{\text{год}} &= \sigma_{\text{год}} P_{\text{ср}}^{\text{бдн, зим.}}; \end{aligned}$$

откуда

$$P_{\text{ср}}^{\text{год}} = \gamma' \cdot \sigma^{\text{бдн}} \cdot \sigma^{\text{год}} \cdot P_{\text{мк}}^{\text{ст.зим}} = \gamma^{\text{год}} \cdot P_{\text{мк}}^{\text{ст.зим}},$$

т. е. произведение этих трех показателей даст годовой коэф-т использования:

$$\gamma^{\text{год}} = \frac{P_{\text{ср}}^{\text{год}}}{P_{\text{мк}}^{\text{ст.зим}}} = \gamma' \cdot \sigma^{\text{бдн}} \cdot \sigma^{\text{год}}. \quad (94)$$

Пользуясь выведенными показателями, окончательно можно записать:

$$\mathcal{E}_{\text{ис}} = \alpha \cdot \gamma^{\text{год}} \cdot \mathcal{E}_{\text{бр}} = \alpha \cdot \gamma' \cdot \sigma^{\text{бдн}} \cdot \sigma^{\text{год}} \cdot \mathcal{E}_{\text{бр}} = \varphi \cdot \mathcal{E}_{\text{бр}}. \quad (95-96)$$

При наличии полного суточного регулирования:

$$\gamma' = 1 \quad \text{и} \quad \varphi = \sigma^{\text{бдн}} \cdot \sigma^{\text{год}} \cdot \alpha. \quad (97)$$

Добавление малого сезонного регулирования:

$$\sigma^{\text{бдн}} = 1 \quad \varphi = \sigma^{\text{год}} \cdot \alpha. \quad (98)$$

При полном годовом регулировании:

$$\alpha = 1 \quad \varphi = \sigma^{\text{год}}. \quad (99)$$

При полном годовом и многолетнем регулировании может быть получено:

$$\sigma^{\text{год}} = 1 \quad \text{и} \quad \varphi = 1. \quad (100)$$

34. Приведение экономической характеристики ЭЭС

После приведения энергетической характеристики ГЭС второй задачей является приведение экономической характеристики.

Под приведенной экономической характеристикой мы будем понимать кривые зависимостей:

$$s_c^j = \phi_4(\mathcal{E}_r) \quad \text{и} \quad \Delta s_c^j = \phi_5(\mathcal{E}_r).$$

Эти зависимости, необходимые для экономического расчета, должны характеризовать конкретные условия, в которых проектируется использование энергии ГЭС.

В самом общем случае ЭЭС может состоять из теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), конденсационных электроцентралей (КЭЦ) и гидроэлектроцентралей (ГЭС). В общем виде для себестоимости энергии, вырабатываемой на этих ЭЦ, можно записать:

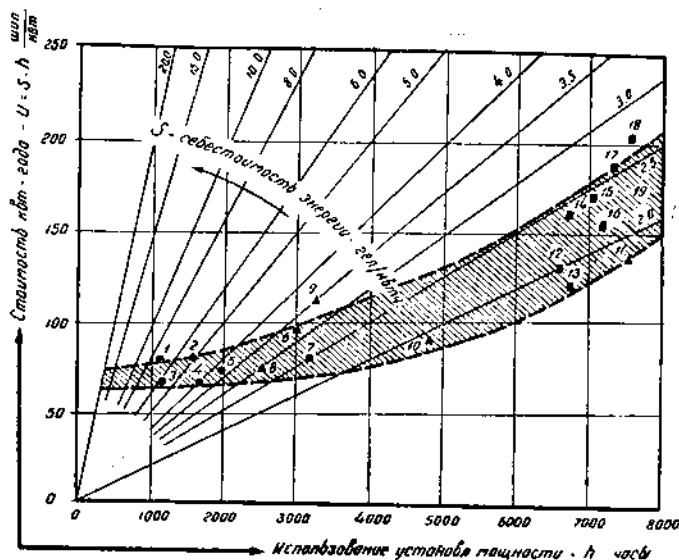
$$\left. \begin{aligned} s_r &= a_r + \frac{b_r}{h_r}, \\ s_k &= a_k + \frac{b_k}{h_k}, \\ s_r &= \frac{b_r}{h_r}. \end{aligned} \right\} \quad (101)$$

Здесь a и b — постоянные коэф-ты, определяемые обычным путем. Из этих выражений следует, что себестоимость может быть представлена в функции от числа часов использования h , которое является самым общим показателем конкретной ЭЦ.

Поскольку эти зависимости гиперболического вида, они удобно выпрямляются в логарифмической анаморфозе (см., например, Верле (Wöhrlé) [161], Оррок (Orrok) [118] и др.)

Развернутый анализ зависимостей $s_r = \phi_4(h)$ для ГЭС дан в работе Орнига (Ornig) [153]. На фиг. 102 даются энергоэкономические показатели швейцарских ГЭС. Ясно видно влияние на экономические показатели условий использования, определяемых регулировочными возможностями ГЭС.

Подробно разбирают аналитические приемы составления зависимостей $s = \varphi_4(h)$ в своей работе Холмгрен и Торстен (Holmgren, Torsten) [194]. Но их методика имеет целью анализ вопросов тарификации, почему не может быть использована в общих целях.



Фиг. 102. Энергэкономические показатели швейцарских ГЭС (Орниг).

- — ГЭС с годовым регулированием
1. Waggital
 2. Oberhasli
 3. Ritom
 4. Etzel
 5. Löntsch
 6. Barberine
 7. Klosters-Küblis
 8. Hühleberg
 9. Brac
- — ГЭС нерегулируемые
10. Amsleg
 11. Albulal
 12. Schwöstadt
 13. Biaschina
 14. Gösgen
 15. Augst
 16. Klingnau
 17. Eglisau
 18. Beznau
 19. Laufenburg
- ▲ — ГЭС пиковые

Ван-Гейс (Van Heys) [159] дает обобщенную характеристику для тепловых ЭЦ по характеру использования, показанную в табл. 43.

(Ван Гейс)

Таблица 43

Тип станции	Число часов использования	Стоимость энергии руб./квтч
Базовые	8760	2.1
То же	7000	2.5
Летние пиковые . .	5730	3.2
Зимне-пиковые . .	2200	4.5
То же	600	10.0

Интересный анализ этого вопроса специально для ГЭС имеется в работе Маргерра (Marguerre) [152].

Фриден (Frieden) [148] дает в табл. 44 изменение стоимости кВт мощности и кВт часа энергии для разной обеспеченности в процентах при условии, что 100% соответствует полной обеспеченности.

(Фриден)

Таблица 44

Обеспеченность в месяцах	Стоимость кВт в %	Стоимость кВтч в %
0	0	18
1	2	24
2	5	30
3	9	36
4	14	42
5	20	48
6	27	54
7	35	60
8	44	66
9	54	72
10	65	78
11	77	84
12	90	90
Полностью обеспеченная . .	100	100

Очень ясно зависимость себестоимости энергии от мощности и коэф-та нагрузки представлена объемной диаграммой, предложенной Левиным (Lewin) [151] и показанной на фиг. 103.

Для советских условий проведено при составлении ряда проектов много подобных разработок. На фиг. 104 приводятся характеристики тепловых ЭЦ для конкретных условий системы центрального района.

Идя от ЭЭС в общем виде, можно комбинированную себестоимость энергии в системе представить:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_r + \mathcal{E}_k + \mathcal{E}_t,$$

можно комбинированную себестоимость энергии в системе представить:

$$s_c = \frac{s_r \mathcal{E}_r + s_k \mathcal{E}_k + s_t \mathcal{E}_t}{\mathcal{E}}.$$

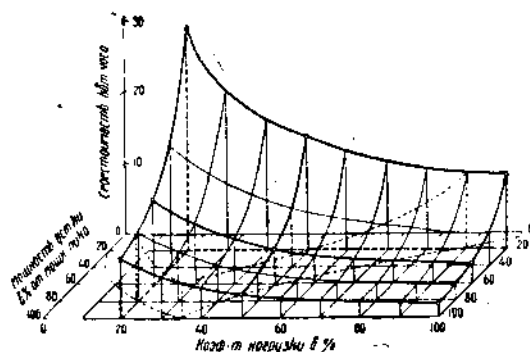
Представляя $\mathcal{E} = N \cdot h$, это выражение может быть приведено к виду:

$$s_c = [(a_k h_k + b_k) X_k + (a_r h_r + b_r) X_r + b_r X_r] \cdot \frac{1}{h}, \quad (102)$$

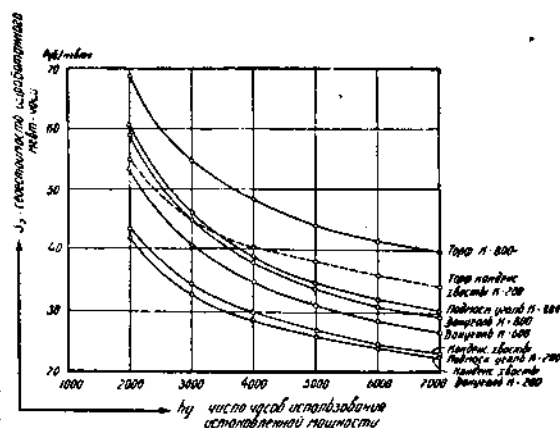
где

$$X_k = \frac{N_k}{N_c}, \quad X_r = \frac{N_r}{N_c} \quad \text{и} \quad X_t = \frac{N_t}{N_c}$$

являются конденсационной, теплофикационной и гидроэлектрической характеристиками системы по мощности.



Фиг. 103. Объемная диаграмма связи между стоимостью энергии, нагрузкой ЭЦ и коэф-том нагрузки (Левин).



Фиг. 104. Экономические характеристики типовых электростанций ЦПР.

Пользуясь обычными формулами для s_r и s_k , можно построить кривые зависимости $s_c = \varphi(h, X)$, т. е. учесть также структуру системы.

Мостков [142] предлагает для экономического приведения пользоваться общей формулой:

$$s = \lambda \cdot s_0, \quad (103)$$

здесь:

s_0 — себестоимость энергии обеспеченностью 8760 часов в году;

λ — коэф-т пересчета по формуле:

$$\lambda = \left(\frac{h}{8760} \right)^\gamma, \quad (104)$$

где γ — постоянная, в большинстве случаев близка к единице.

Имея зависимость (104), легко графически провести экономическое приведение. Мостков предлагает его делать не для кривой $s_c^* = \varphi(\mathcal{E}_r)$, а для ПИКВ. Холмгрен и Торстен [149] предлагают для λ выражение:

$$\lambda = \sqrt{\frac{T}{\gamma}}, \quad (105)$$

где

$$\gamma = \frac{\text{обеспеченная (минимальная) мощность}}{\text{установленная мощность}}.$$

35. Графические методы экономического приведения

Приведение экономической характеристики, т. е. преобразование кривой $s_c = \varphi(h)$ в кривую $s_c^* = \varphi_4(\mathcal{E}_r)$, предполагает задание зависимостей: $s_c = \varphi(h)$, ПИКВ для ГЭЦ и ИКН.

Для случая вливания энергии ГЭЦ в базу графика может быть принят следующий метод: в нижнем квадранте фиг. 105 нанесена ИКН и $h = F(P)$ и в тех же масштабах ПИКВ. В верхнем квадранте нанесена экономическая характеристика системы $s_c = \varphi(h)$.

Для какого-то значения мощности $N_r = N_1$ (точка 1) возможная использованная гидроэнергия будет s_{r1} (точка 2). Этой мощности, по графику системы ИКН, соответствует определенная величина использования заменяемой мощности h_1 (точка 3), для которой себестоимость энергии в системе по кривой $s_c = \varphi(h)$ равна $s_{c1}(4)$.

Перенеся точку 4 на ординату $\mathcal{E}_r$ (точка 5), мы получаем точку искомой зависимости $s_c^* = \varphi_4(\mathcal{E}_r)$.

Эта кривая, как видно из фиг. 105, показывает, что кривая, после относительно слабого подъема, начинает резко загигаться вверх. Это понятно, ибо с увеличением выработки ГЭЦ вытесняется все более дорогая энергия, это связано с улучшением регулировочных возможностей ГЭЦ.

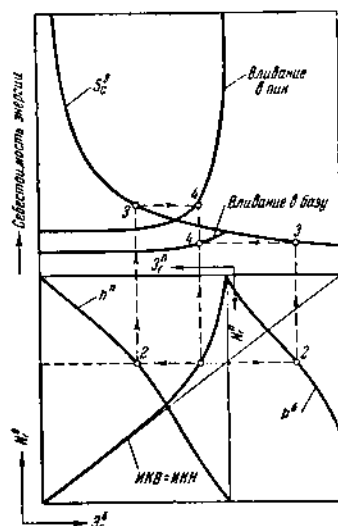
Для случая вливания энергии ГЭЦ в пик принципиальный ход построения остается тем же. Отличие от предыдущей схемы, с одной стороны, в том, что ПИКВ помещается в пике ИКП (фиг. 106) и для анализа берется кривая зависимости числа часов использования пиковой мощности: $h^p = F(P)$, которая строится приемами, описанными в главе I настоящего исследования.

Ход построения обозначен на фиг. 107 цифрами. Полученная в результате кривая $s_c^* = \varphi(\mathcal{E}_r^p)$ отличается резким падением по мере увеличения вливаемого количества энергии. Это следует из того, что, по мере опускания из пика графика вниз, вытесняется энергия все более дешевая.

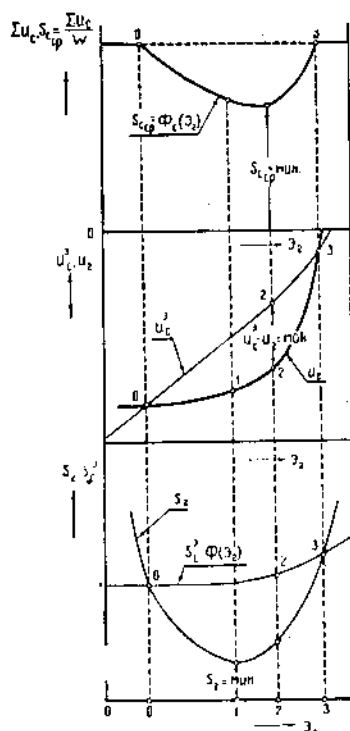
гии ($I_c^2 - I_r$), то получится кривая, которая представит искомую зависимость $\Sigma I_c = \Phi_s(\mathcal{Z}_r)$ и будет иметь минимум при $\mathcal{Z}_r$, которому соответствовало:

$$I_c^2 - I_r = \text{м.к.}$$

Поскольку потребность W принята постоянной, эта же кривая, но в масштабе в W раз меньшем, выражает изменение комбинированной средней себестоимости энергии в системе уже с учетом вливаемой ГЭС гидроэнергии:



Фиг. 107. Приведение экономической характеристики при полном пользовании энергией ГЭС.



Фиг. 108. Экономические характеристики ЭЭС в зависимости от количества вливаемой гидроэнергии.

$$s_{с.ср} = \frac{\Sigma I_c}{W} = \Phi_s(\mathcal{Z}_r).$$

Окончательно суммируя все изложенное, можно предложить следующий порядок расчета:

1. Построение энергоэкономической характеристики ГЭС.
2. Построение энергоэкономической характеристики ЭЭС (кривые нагрузки и их производные и кривая $s_c = \varphi(h)$).
3. Приведение энергоэкономической характеристики ГЭС.
4. Приведение экономической характеристики ЭЭС, построение кривой

$$s_c = \Phi_s(\mathcal{Z}_r).$$

5. Определение оптимальной величины используемой выработки ГЭС, а отсюда и всех параметров $\mathcal{Z}_{6p}$, N и т. д.

Глава VII

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ, РАБОТАЮЩЕЙ В СИСТЕМЕ

36. Работа ГЭЦ с любой электроцентралью

Все случаи расчетов по выбору мощности ГЭЦ, включаемой в ЭЭС, могут быть обобщены. Пусть предельно возможная выработка ГЭЦ $= \underline{\mathcal{E}}_0$ и соответственно мощность $= \underline{N}_0$.

Тогда можно рассматривать экономические показатели по распределению выработки $\underline{\mathcal{E}}_0$ и мощности $\underline{N}_0$ между проектируемой ГЭЦ и заменяющей ЭЦ системы, т. е. имеют место условия:

$$\underline{N}_r + \underline{N}_c^3 = \underline{N}_0, \quad (106)$$

$$\underline{\mathcal{E}}_r + \underline{\mathcal{E}}_c^3 = \underline{\mathcal{E}}_0. \quad (107)$$

Это распределение должно быть выбрано таким, чтобы получить наименьшие суммарные издержки:

$$\underline{I}_c = \underline{I}_r + \underline{I}_c^3 = \text{мн.} \quad (108)$$

Это условие в дифференциальной форме приводится к виду:

$$\frac{d\underline{I}_c}{d\underline{\mathcal{E}}_c} = \frac{d\underline{I}_r}{d\underline{\mathcal{E}}_r} - \frac{d\underline{U}_c^3}{d\underline{\mathcal{E}}_r} = 0.$$

Мы получаем известное соотношение равенства себестоимости дополнительной энергии:

$$\frac{d\underline{I}_r}{d\underline{\mathcal{E}}_r} = \frac{d\underline{I}_c^3}{d\underline{\mathcal{E}}_r}, \quad (109)$$

$$\underline{\Delta s}_r = \underline{\Delta s}_c^3. \quad (110)$$

Это уравнение и является самым общим для всех расчетов. Для ГЭЦ, учитывая специальные вложения в суточное, сезонное и многолетнее регулирование, издержки могут быть представлены в следующем виде:

$$\underline{I}_r = \underline{I}_0 + u \underline{N}_r + u_{ст} \cdot f(V_{ст}) + u_{св} \cdot f(V_{св}) + u_{мг} \cdot f(V_{мг}) \quad (111)$$

и выражение для себестоимости дополнительной энергии будет:

$$\underline{\Delta s}_r = \frac{d\underline{I}_r}{d\underline{\mathcal{E}}_r} = u \frac{d\underline{N}_r}{d\underline{\mathcal{E}}_r} + u_{ст} \cdot \frac{d[f(V_{ст})]}{d\underline{\mathcal{E}}_r} + u_{св} \cdot \frac{d[f(V_{св})]}{d\underline{\mathcal{E}}_r} + u_{мг} \cdot \frac{d[f(V_{мг})]}{d\underline{\mathcal{E}}_r}. \quad (112)$$

В главе, рассматривающей экономическую характеристику ГЭЦ, были показаны методы построения зависимости

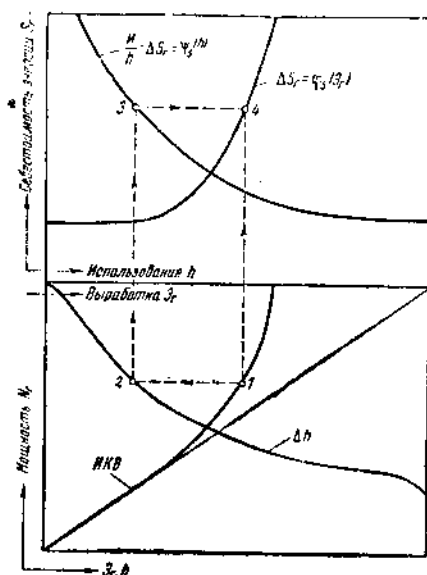
$$\underline{\Delta s}_r = \varphi_s(\underline{\mathcal{E}}_r).$$

Практически бывает заданной величина издержек на квт дополнительной мощности, т. е.

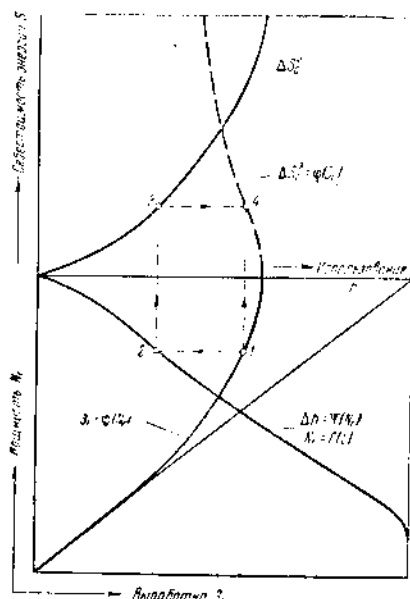
$$u = p_r a_r.$$

Пользуясь этой величиной, можно (при отсутствии регулирования) построить кривую зависимости:

$$\Delta s_r = \varphi_s(h) = \frac{u}{h}. \quad (113)$$



Фиг. 109. Графическое построение кривой $\Delta s_r = \varphi_s(\Delta r)$.



Фиг. 110. Графическое построение зависимости $\Delta s^3 = \varphi(\Delta r_c)$.

Простыми, ранее описанными построениями (фиг. 109), по ИКВ строится кривая Δh , или, что то же, восстанавливается кривая продолжительности и графически строится зависимость $\Delta s_r = \varphi_s(\Delta r)$.

Издержки заменяющей ЭЦ могут быть записаны так:

$$I_c^3 = I_0 + u_N \cdot N_c^3 + u_s \cdot \Delta r_c^3, \quad (114)$$

где:

I_0 — постоянная часть издержек,

u_N — издержки, пропорциональные мощности,

u_s — издержки, пропорциональные выработке.

Полагая I_0 , u_N , u_s постоянными, получаем:

$$\Delta s_c^3 = \frac{dI_c^3}{d\Delta r_c^3} = - \left(u_N \frac{dN_c^3}{d\Delta r_c^3} + u_s \frac{d\Delta r_c^3}{d\Delta r_c^3} \right) = \varphi_s'(\Delta r_c). \quad (115)$$

Таким образом, задача сводится к нахождению зависимостей:

$$N_c^3 = f'(\Delta r_c), \quad (116)$$

$$\Delta r_c^3 = \varphi'(\Delta r_c). \quad (117)$$

Эти зависимости могут быть получены из баланса мощности и энергии, в зависимости от условий использования ГЭЦ в системе.

Если тем или иным путем получено выражение для Δs_c^3 , то оно обычно задается в виде зависимости от h , т. е.

$$\Delta s_c^3 = \varphi'_5(h).$$

Пользуясь описанным выше приемом, графически эта зависимость при помощи ИКН преобразуется в кривую $\Delta s_c^3 = \varphi'_5(h)$ (фиг. 110).

Приведенный в главе I анализ условий размещения ГЭЦ в графике нагрузки ЭЭС (фиг. 30) показал, что в графике есть определенная оптимальная зона, при которой имеет место полное использование выработки ГЭЦ при максимальной мощности, допускаемой по условиям регулирования.

Подъем вверх хотя и позволяет сохранить величину полезной мощности, но уменьшает использование гидроэнергии. В этом случае издержки ГЭЦ не уменьшаются, а даже, наоборот, — для обеспечения регулирования при необходимости специальных вложений в суточное водохранилище, могут увеличиться.

Уменьшение издержек системы $I = I_r + I_c$ может идти за счет снижения издержек заменяющей ЭЦ по двум линиям:

а) уменьшения мощности N_c^3 ,

б) уменьшения абсолютных издержек по выработке $(u_s \cdot \mathcal{E}_c^3)$, хотя $\mathcal{E}_c^3$ растет, но передвижка издержек заменяющей ЭЦ в базу графика снижает величину u_s на квтч выработки. Так, пользуясь известным выражением для топливной составляющей, можно записать:

$$u_s = d \left[\lambda + \frac{\mu}{h_3} \right], \quad (118)$$

где: d — стоимость кило-калории тепла,

λ, μ — постоянные коэф-ты характеристики тепловой ЭЦ,

$\lambda + \frac{\mu}{h_3}$ — удельный расход тепла в кило-калориях на квтч,

h_3 — использование мощности заменяемой ЭЦ.

На практике, особенно при наличии водохозяйственного комплекса, часть гидроэнергии обязательно должна быть использована в базе. Это, как правило, связано с необходимостью пропускать через ГЭЦ расходы для обеспечения нужд водного транспорта, водоснабжения или других водопользователей.

Тогда, в самом общем случае, можно записать, что выработка ГЭЦ будет состоять из пиковой и базовой, т. е.

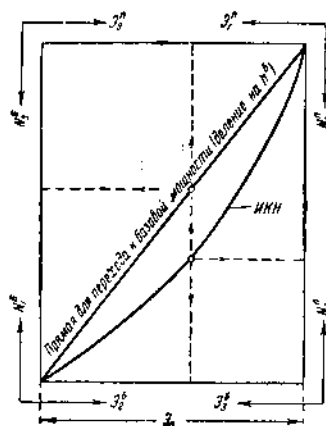
$$\mathcal{E}_0 = \mathcal{E}_r^n + \mathcal{E}_r^6, \quad (119)$$

соответственно мощность:

$$N_0 = N_r^n + N_r^6. \quad (120)$$

Для заменяющей ЭЦ системы, очевидно, будет иметь место условие:

$$\left. \begin{aligned} \mathcal{E}_3^n &= \mathcal{E}_r^n \\ \mathcal{E}_3^6 &= \mathcal{E}_r^6 \end{aligned} \right\} \quad (121)$$



Фиг. 111. Анализ использования ГЭЦ в пике нагрузки.

Если использование мощности в базе составляет h^B часов, то для базовой мощности можно записать:

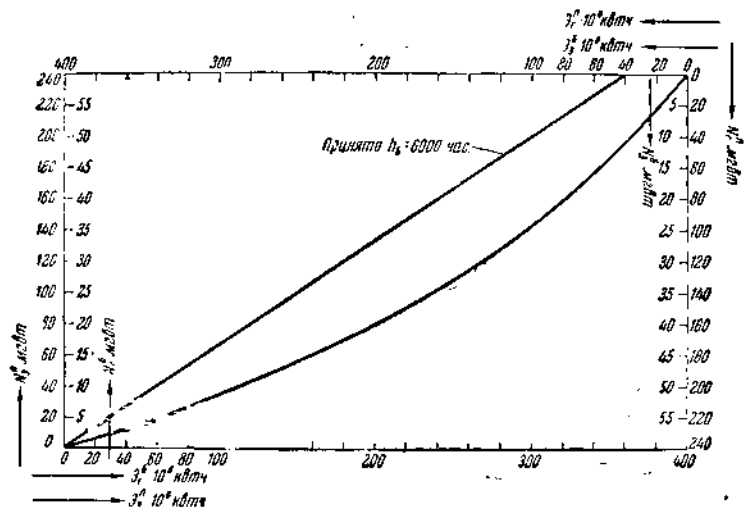
$$N_{\Gamma}^B = \frac{\mathcal{E}_{\Gamma}^B}{h^B} = \frac{\mathcal{E}_0 - \mathcal{E}_{\Gamma}^n}{h^B}, \quad (122)$$

$$N_{\Gamma}^B = \frac{\mathcal{E}_{\Gamma}^B}{h^B} = \frac{\mathcal{E}_{\Gamma}^n}{h^B}. \quad (123)$$

Для непосредственного и быстрого определения этих величин на фиг. 111 приведена в увеличенном виде пиковая часть ИКН, соответствующая предельной возможной выработке $\mathcal{E}_0$ квтч.

Выработка ГЭЦ и ЗЭЦ, а также пиковая мощность N_{Γ}^B и N_{Γ}^n получаются по одному и тому же масштабу. Для получения величины базовой мощности N_{Γ}^B или N_{Γ}^n проводится луч, служащий для перевода энергии ($\mathcal{E}$) в мощность деления $h^B = \text{const}$.

На фиг. 112 для конкретной установки (проект Калужской ГЭЦ на р. Оке) построен такой график для Московской ЭЭС, пользуясь которым можно определить все необходимые показатели.



Фиг. 112. Анализ использования ГЭЦ в пиковой части ИКН Московской ЭЭС.

37. Аналитические и графические методы расчета по выбору мощности ГЭЦ

Некоторые случаи работы ГЭЦ и ЭЭС поддаются простому аналитическому решению.

1. 1 ГЭЦ нерегулируемая

2 КЭЦ — конденсационная ЭЦ

Из баланса энергии: $\mathcal{E}_k = \mathcal{E}_0 - \mathcal{E}_{\Gamma}$.

Из баланса мощностей: $N_k = N_0 - N_{\Gamma \text{ ИКН}}$.

Соответственно издержки и себестоимость дополнительного квтчаса энергии будут:

$$\begin{aligned} I_r &= I_{ор} + u_r N_r, \\ \Delta s_r &= \frac{dI_r}{d\mathcal{E}_r} = u_r \frac{dN_r}{d\mathcal{E}_r} = u_r \cdot \frac{1}{t}, \end{aligned} \quad (124)$$

где $t = \frac{d\mathcal{E}}{dN_r}$ есть использование дополнительного квт мощности, т. е. нечто иное, как обеспеченность мощности в том участке кривой продолжительности, как это показано на фиг. 113.

Далее:

$$I_k = I_{ок} + u_N \cdot N_k + S_0 \cdot \mathcal{E}_k.$$

Здесь $S_0 = I_0$ — издержки на КЭЦ, пропорциональные выработке

$$\Delta s_k = u_k \frac{dN_k}{d\mathcal{E}_k} + s_0 \frac{d\mathcal{E}_k}{d\mathcal{E}_k}.$$

Окончательно из условия (121) получаем:

$$\frac{I_r}{t} = s_0, \quad \text{или} \quad t = \frac{I}{S_0}. \quad (125)$$

Эта формула широко применяется для расчетов. В частности, использована акад. Веленевым для определения мощности Днепровской ГЭЦ [164].

- II. 1 ГЭЦ суточно регулируемая,
2 КЭЦ — конденсационная ЭЦ.

Этот случай более общий. Положим, что специальных вложений, а отсюда и издержек по суточному регулированию ГЭЦ не имеет. Баланс энергии не изменяется, баланс же мощности может быть записан в виде:

$$N_k = N_c N_{r.об}.$$

$N_{r.об}$ — обеспеченная мощность может быть представлена в виде $\gamma \cdot N_r$,

где $\gamma = \frac{N_{об}}{N_{ус}}$ уже известный показатель по установленной мощности.

Тогда

$$\Delta s_k = u_k \frac{d(\gamma N_r)}{d\mathcal{E}_r} + s_0 = u_k \gamma \cdot \frac{1}{t} + s_0, \quad (126)$$

и окончательно:

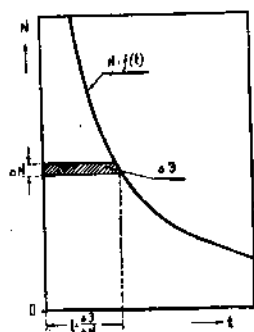
$$t = \frac{u_r - u_k \cdot \gamma}{s_0}. \quad (127)$$

Это выражение для случая отсутствия регулирования, т. е. когда $N_{об} : N_{мн}$ может дойти до нуля и $\gamma = 0$, получает вид:

$$t = \frac{u_r}{s_0}, \quad \text{т. е. приводится к разобранному случаю.}$$

Другим предельным случаем является наличие полного суточного регулирования, позволяющего довести минимальную мощность до рабочей, т. е. $\gamma = 1.0$, что дает формулу:

$$t = \frac{u_r - u_k}{s_0} \quad (128)$$



Фиг. 113. Графическая интерпретация выражения $t = \frac{d\mathcal{E}}{dN_r}$

Если $s_0 = f(h)$ по формуле Трегера (118), то получим:

$$s_0 \partial_k = \left(\lambda + \frac{p}{h_k} \right) (\partial_0 - \partial_r) = \lambda \partial_0 - \lambda \partial_r + \mu (N_0 - \gamma N_r)$$

и

$$t = \frac{u_r - (u_k + p) \gamma}{\lambda}, \quad (129)$$

т. е. характер формулы не изменился.

$$\begin{array}{l} \text{III.} \quad 1 \text{ КЭЦ,} \\ \quad \quad 2 \text{ КЭЦ.} \end{array}$$

При выборе мощностей любой ЭЦ также может быть применено выведенное соотношение (128).

$$\text{Из баланса энергии: } \partial_0 = \partial_1 + \partial_2.$$

$$\text{Из баланса мощности: } N_0 = N_1 + N_2$$

или

$$N_1 + N_2 = P_{\text{мк}} \left(\frac{1}{\rho} \right), \text{ где } \rho = \text{коэф-т резерва}$$

и

$$I_1 = I_{01} + u_{k1} N_1 + s_{01} \partial_1; \quad I_2 = I_{02} + u_{k2} N_2 + s_{02} \partial_2,$$

откуда получаем:

$$\begin{aligned} \frac{u_{k1}}{t_1} + s_{01} &= \frac{u_{k2}}{t_2} + s_{02}; \\ t_1 &= \frac{u_{k1} - u_{k2}}{s_{02} - s_{01}}. \end{aligned} \quad (130)$$

Эта формула для случая ГЭЦ ($s_{01} = 0$) приводится к виду (128).

Поскольку u_{k1} и u_{k2} есть годовые издержки по дополнительному квт мощности на ЭЦ, то их можно представить:

$$u_{k1} = p_1 \cdot K_{1\Delta}, \quad u_{k2} = p_2 \cdot K_{2\Delta};$$

тогда формула (130) будет иметь вид:

$$t_1 = \frac{p_1 K_{1\Delta} - p_2 K_{2\Delta}}{s_{02} - s_{01}}, \quad (131)$$

На фиг. 114 дана номограмма этой самой общей зависимости по нашей работе [170], Пауер (Paue) [194] приводит графический метод решения этого уравнения, но он сложен и в работе себя не оправдал.

Можно издержки дифференцировать по мощности:

$$\frac{dH}{dN_1} = 0, \quad \text{откуда} \quad \frac{dH_1}{dN_1} = \frac{dH_2}{dN_2}. \quad (132)$$

Для определения экономического значения мощности в этом случае могут быть применены следующие графические методы (фиг. 115):

а) сложить кривые: $I_1 = f_1(N_1)$ и $I_2 = f_2(N_2)$ и построить $I = I_1 + I_2$ минимум, который определить по чертежу;

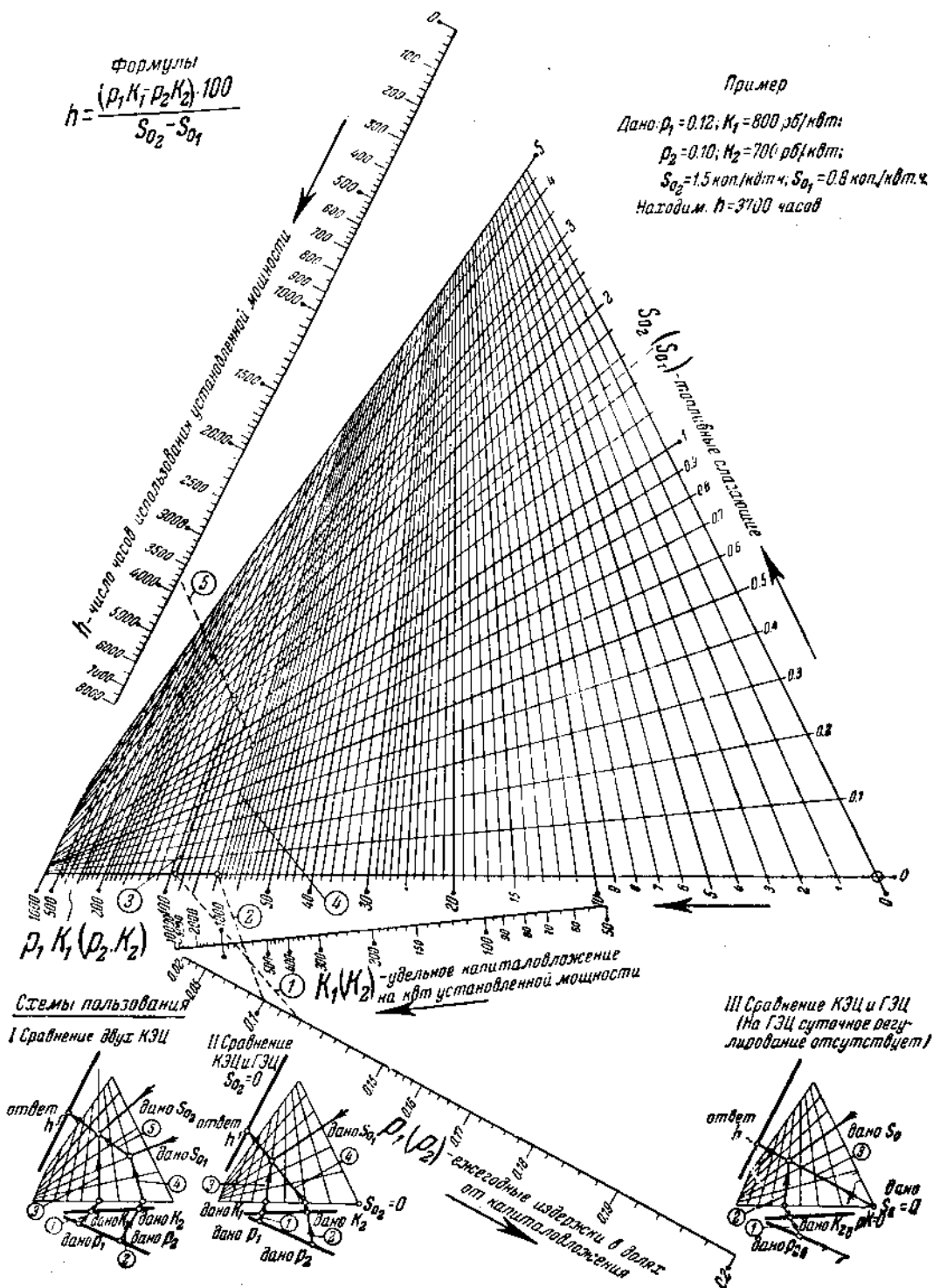
б) построить кривые $\frac{dH_1}{dN_1} = F_1(N_1)$ и $\frac{dH_2}{dN_2} = F_2(N_2)$.

Пересечение их определит значение $N_{\text{эк}}$.

Формулы

$$h = \frac{(\rho_1 K_1 \rho_2 K_2) \cdot 100}{S_{02} - S_{01}}$$

Пример

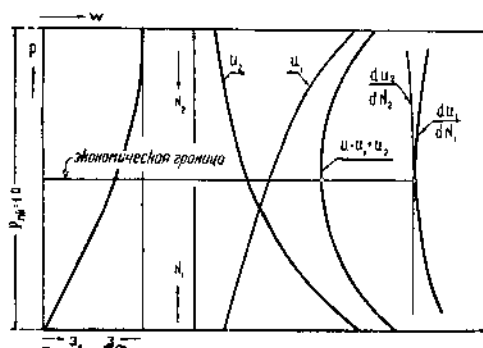
Дано: $\rho_1 = 0.12$; $K_1 = 800$ руб/кВт; $\rho_2 = 0.10$; $K_2 = 700$ руб/кВт; $S_{02} = 1.5$ коп./кВт.ч; $S_{01} = 0.8$ коп./кВт.чНаходим: $h = 3700$ часов

Фиг. 114. Определение параметров ЭЦ.

Формулы вида (130), (131) и (132) впервые были предложены в иностранной литературе Людиным [183], правда, с соответствующими капиталистическими особенностями калькуляции издержек.

У нас они разрабатывались Егизаровым [167], Горевым [165] и другими. Аналитическое решение ряда задач дано в работе Мосткова [11], который пользуется предложенным, уже описанным, уравнением ИКВ:

$$\mathcal{E} = N \cdot 8760 - \alpha (N - N_{\text{мн}})^n.$$



Фиг. 115. Графический метод определения экономического распределения нагрузки между двумя ЭЦ (Людин).

Но получаемые выражения при дифференцировании непосредственно по мощности (N) весьма громоздки и безусловно уступают наглядному графическому анализу.

В капиталистических условиях, в соответствии с методами, применяемыми для исчисления издержек (включение процентов на капитал, повышенные нормы амортизации и т. д.), пользуются расчетом, основанным на условии равенства издержек:

$$I_1 = I_2,$$

что приводит к условию равенства стоимости энергии:

$$s_1 = s_{21} \quad (133)$$

или:

$$\frac{p_1 K_1}{h} + s_{01} = \frac{p_2 K_2}{h} + s_{02},$$

откуда:

$$h = \frac{p_1 K_1 + p_2 K_2}{s_{02} - s_{01}}. \quad (134)$$

Эта формула отличается от (130), не говоря о методах исчисления экономических показателей, тем, что тут, вместо издержек по дополнительному квт $u_N = pa$, фигурируют издержки по среднему квт:

$$pk = p \left(a + \frac{b}{N} \right) = pa + \frac{pb}{N}.$$

Кроме того, вместо использования дополнительного квт

$$t = \frac{d\mathcal{E}}{dN}, \text{ определяется использование мощности в целом: } h = \frac{\mathcal{E}}{N}.$$

В частном случае, когда ЭЦ 1 является ГЭЦ, формула (134) приобретает вид:

$$h = \frac{p_r k_r - p_k k_k \cdot \gamma}{s_0}. \quad (135)$$

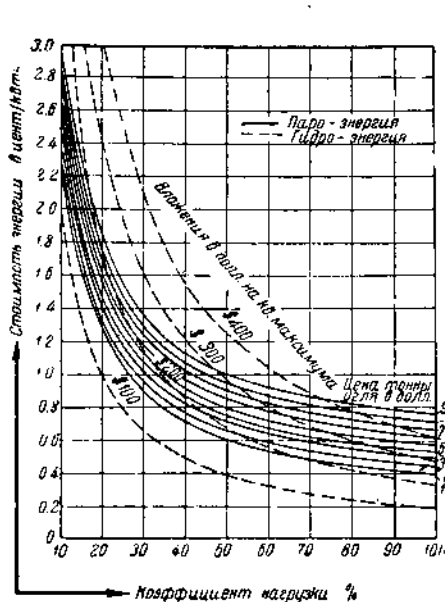
При

$$\gamma = 1 \quad h = \frac{p_r k_r - p_k k_k}{s_0} \quad (136)$$

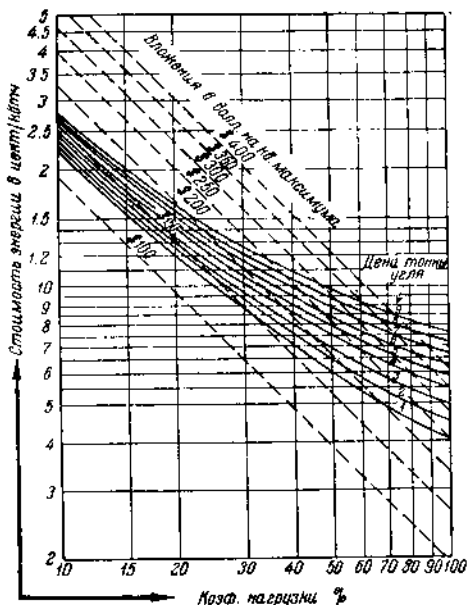
и при

$$\gamma = 0 \quad h = \frac{p_r k_r}{s_0}. \quad (137)$$

Наиболее полно рассмотрено применение этих формул не только для расчетов по проектированию, но и для определения экономического распределения нагрузок параллельно работающих ЭЦ у следующих авторов:



Фиг. 116. Сравнение стоимости квтчаса ГЭЦ и КЭЦ (Оррок).



Фиг. 117. Сравнение стоимости квтчаса ГЭЦ и КЭЦ (логарифмическая анаморфоза) (Оррок).

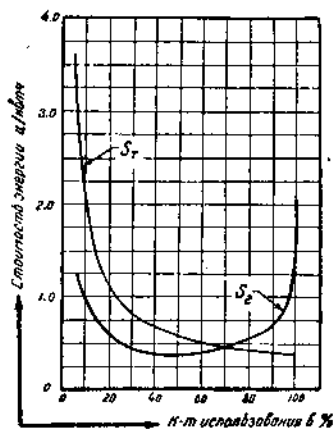
1910 г., Норберг — Шульц (Norberg — Schulz) [190]; 1926 г., Кехлин (Koechlin) [179]; Гаас и Кроммер (Haas, Kromer) [177]; 1928 г., Зайднер (Seidner) [196]; 1929 г., Кроне (Krohne) [180]; 1930 г., Уайт (White) [200]; Оррок (Orrok) [193]; 1931 г., Мюзиль (Musil) [188]; 1932 г., Ирвин и Джестин (Irwin and Justin) [178]; 1933 г., Вуолл (Wuoll) [199]; 1935 г., Фэл (Föhl) [176]; 1936 г., Бонетти (Bonetti) [174]; 1936 г., Шнейдер (Schneider) [195].

На фиг. 116 дано сопоставление s_1 и s_2 в зависимости от коэф-та нагрузки для американских ЭЦ по Орроку. На фиг. 117 приводится логарифмическая анаморфоза этих кривых. Пользуясь подобными характеристиками, за границей ведется анализ экономики ГЭЦ.

На фиг. 118 показано сопоставление ГЭЦ и КЭЦ, как оно приводится в известной работе Ирвина и Джестина.

И в советской практике одно время применялись эти формулы расчета. Так, в 1929 г., в предварительной экспертизе технического проекта Нижнесвирской ГЭЦ [172], из сопоставления издержек по ГЭЦ и торфяной ЭЦ определялись допустимые предельные вложения в квт мощности ГЭЦ.

Еще в 1933 г. при экспертизе проекта Рионской ГЭЦ [173] для обоснования выбора расчетного расхода воды применялись два метода расчета: по минимальной стоимости энергии ГЭЦ ($s_1 = \min$) и по равенству стоимости энергии ГЭЦ и допустимой стоимости энергии в районе ($s_1 = s_{\text{района}}$).



Фиг. 118. Сопоставление стоимости энергии ГЭЦ и КЭЦ (Ирвин и Джестин).

Вообще проблема экономического распределения нагрузки между ЭЦ значительно шире вопроса, рассматриваемого в нашем исследовании.

38. Работа двух ГЭЦ

Анализ различных вариантов параллельной работы ГЭЦ наиболее подробно был дан Егизаровым [168].

Расчет основывается на принципе получения в системе, состоящей из двух ГЭЦ, минимальных издержек.

Выражение для издержек ГЭЦ берется из формулы (111). При работе двух ГЭЦ суммарные издержки будут:

$H = H_1 + H_2$ и условие минимума издержек запишется:

$$\frac{dH}{dN_1} = 0. \quad (A)$$

Из баланса мощностей $N_r = P_{\text{мк}}^{\text{эпм}} - N_r$, причем увеличение регулирования на одной станции уменьшает соответственно потребность в таковом на второй ГЭЦ, поэтому при дифференцировании по N_1 при издержках по регулированию второй ГЭЦ появляется отрицательный знак.

Окончательно, в развернутом виде выражение (A) запишется:

$$\left. \begin{aligned} u_1 - u_2 = & \left[u_{\text{ст}_2} \frac{d[f(V_{\text{ст}_2})]}{dN_1} - u_{\text{ст}_1} \frac{d[f(V_{\text{ст}_1})]}{dN_1} \right] + \\ & + \left[u_{\text{сз}} \frac{d[f(V_{\text{сз}})]}{dN_1} - u_{\text{сз}_1} \frac{d[f(V_{\text{сз}_1})]}{dN_1} \right] + \left[u_{\text{мг}_2} \frac{d[f(V_{\text{мг}_2})]}{dN_1} - u_{\text{мг}_1} \frac{d[f(V_{\text{мг}_1})]}{dN_1} \right] \end{aligned} \right\} \quad (138)$$

Это уравнение дает возможность получить решение для всех случаев совместной работы двух ГЭЦ. Егизаров предлагает решать получаемые уравнения, считая заданными отдельные члены уравнений в графической форме. Это неизбежно связано с большой вычислительной работой, особенно по определению зависимостей вида $\frac{d[f(V)]}{dN}$. Кроме того, графическое представление помогает решить уравнение (138) для данного частного случая, но не дает представления о влиянии отдельных факторов расчета на результат.

Более целесообразным представляется графическое представление всех составляющих исходного уравнения (138), и тогда, путем графического же суммирования, строится кривая полных издержек. Методика такого графического расчета при различных сочетаниях двух ЭЦ ниже и предлагается.

1. 1 ГЭЦ нерегулируемая,
- 2 ГЭЦ суточно регулируемая.

Уравнение: $u = u_{01} + u_1 N_1 + u_{02} + u_2 N_2 + u_{\text{ст}_2} f(V_{\text{ст}_2})$. Аналитически
условие минимума издержек: $u_1 - u_2 = u_{\text{ст}_2} \frac{d[f(V_{\text{ст}_2})]}{dN_1}$. (139)

Поскольку $N_2 = N_{\text{мн}_2} + N_{\text{ст}_2}$ и предельная мощность N_1 может быть доведена лишь до $N_{\text{мн}_1}$, задача сводится к оптимальному распределению мощности ($P_{\text{мк}}^{\text{эпм}} - N_{\text{мн}_2}$) между N_1 и $N_{\text{ст}_2}$, т. е. переменной является следующая часть выражения для издержек:

$$u' = u_1 N_1 + u_2 N_{\text{ст}_2} + u_{\text{ст}_2} f(V_{\text{ст}_2}).$$

Графический анализ этого выражения может быть проведен следующим образом: для верхней части графика нагрузки соответствующей распределенной мощности ($P_{\text{мк}}^{\text{эпм}} - N_{\text{мн}_2}$) строится ИКН и проводится вертикальная прямая АВ (фиг. 119).

Поскольку ГЭС 1 регулирования не имеет, ее вливаем снизу, т. е. отсчет мощностей N_1 идет снизу вверх, а выработки — слева направо. Для нее особо строим луч $u_1 N_1$ (на фиг. 119 справа).

Наоборот $N_{ст2}$ — будет отсчитываться сверху вниз, а расстояние прямой AB до ИКН пропорционально $\mathcal{E}_{ст1}$, т. е. величине: $u_{ст1} \cdot f(V_{ст1})$.

Проведя из точки A луч умножения на u_2 , получаем, отсчитывая вправо от линии AB , величину $u_2 \cdot N_{ст1}$.

Теперь нетрудно графически прибавить к величине $u_{ст1} \cdot f(V_{ст1}) + u_2 \cdot N_{ст1}$, еще $u_1 N_1$ и определить экономические значения N_1 и $N_{ст1}$, соответствующие минимальному значению этой суммы.

Должно быть учтено ограничение: $N_1 \leq N_{\text{мин}}$.

- II. 1 ГЭС суточно регулируемая,
2 ГЭС суточно регулируемая.

Уравнение: $u = u_{01} + u_1 N_1 + u_{ст1} \cdot f(V_{ст1}) + u_{02} + u_2 N_2 + u_{ст2} \cdot f(V_{ст2})$.
Аналитически условие минимума издержек:

$$u_1 - u_2 = u_{ст1} \frac{d[f(V_{ст1})]}{dN_1} - u_{ст1} \frac{d[f(V_{ст1})]}{dN_1}. \quad (140)$$

В этом случае распределение мощностей ведется между $N_{ст1}$ и $N_{ст2}$ согласно балансу мощностей:

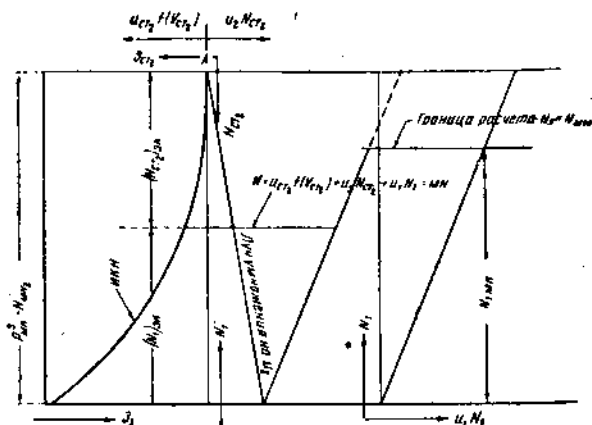
$$P_{\text{мк}}^{\text{нм}} - N_{\text{мин}} - N_{\text{мк}} = N_{ст1} + N_{ст2};$$

тогда переменная часть издержек будет:

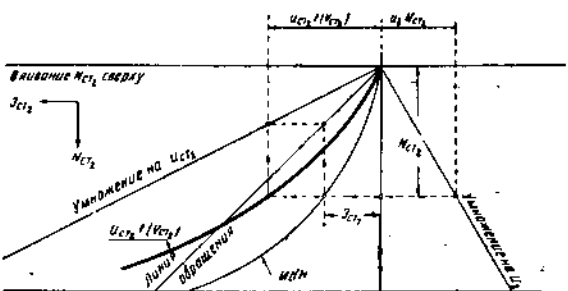
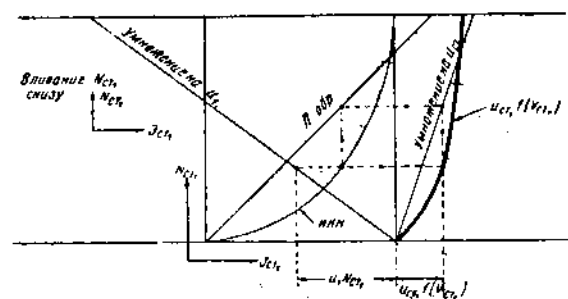
$$u_1 = u_1 N_{ст1} + u_{ст1} \cdot f(V_{ст1}) + u_1 N_{ст2} + u_{ст2} \cdot f(V_{ст2}).$$

Графическое построение подобно предыдущему. Кривая ИКН (фиг. 120) (пиковая часть графика на участке: $P_{\text{мк}}^{\text{нм}} - N_{\text{мин}} + N_{\text{мк}}$) выражает при отсчете от вертикали влево: $f(V_{ст2})$ (вливаемую сверху) и при отсчете от оси ординат вправо: $(V_{ст1})$ (вливаемую снизу).

В верхней части фиг. 120 показано графическое построение величин $[u_{ст1} \cdot f(V_{ст1}) + u_2 \cdot N_{ст1}]$ в функции от $N_{ст1}$. Для этого проводится линия обращения, служащая для перевода значений $\mathcal{E}_{ст2} \approx f(V_{ст2})$ в вертикальное положение.



Фиг. 119. Анализ совместной работы ГЭС: 1 — не регулируемая, 2 — суточно регулируемая.



Фиг. 120. Анализ совместной работы двух ГЭС: 1 — суточно регулируемая, 2 — суточно регулируемая.

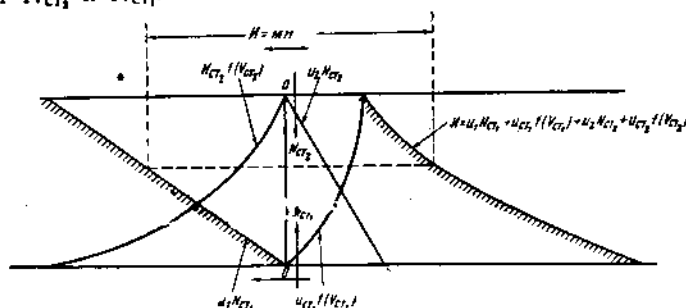
Пользуясь лучом умножения на $u_{ст1}$, получаем графическое преобразование кривой $ИКН \approx \mathcal{E}_{ст1}$ в кривую: $u_{ст1} \cdot f(V_{ст1})$.

Для получения величины $u_2 N_{ст2}$, проводится луч умножения на u_2 . Направляем лучи умножения в разные квадранты, чем обеспечиваем получение сразу суммы:

$$[u_{ст2} \cdot f(V_{ст2}) + u_2 \cdot N_{ст2}].$$

При вливании снизу, построения те же. Только в этом случае (нижний чертеж на фиг. 120) для получения графически суммы: $u_1 N_{ст1} + u_{ст1} \cdot f(V_{ст1})$ необходимо линию обращения и луч умножения проводить из разных центров.

На чертежах показан стрелками ход построения для конкретных значений мощностей $N_{ст1}$ и $N_{ст2}$.



Фиг. 121. Анализ совместной работы двух ГЭС: 1 — суточно регулируемая, 2 — суточно регулируемая.

На рис. 121 приводятся совмещенные кривые. Их графическое сложение позволяет получить суммарное значение издержек u' , в приведенном примере отсчет u' ведется от линии $u_1 N_{ст1}$. При помощи циркуля легко находится значение мощностей, при которых u' — минимальное.

- III. 1 ГЭС нерегулируемая,
2 ГЭС сезонно регулируемая.

Уравнение:

$$u = u_{01} + u_1 N_1 + u_{02} + u_2 N_2 + u_{сз2} \cdot f(V_{сз2}).$$

Аналитически условие минимума издержек выразится:

$$u_1 - u_2 = u_{сз2} \frac{d[f(V_{сз2})]}{dN_1} \quad (141)$$

В этом случае объем сезонного регулирования:

$$\mathcal{E}_{сз2} = (P_{МК}^{зим} - N_{МК2} - N_1) \cdot 24.$$

На фиг. 122 в левом верхнем квадранте построена эта зависимость. В нижнем левом квадранте нанесены характеристики сезонного регулирования: энергетическая $\mathcal{E}_{сз2} = f(H_{пл})$ и топографическая $V_{сз2} = F(H_{пл})$, где $H_{пл}$ — высота плотины. В нижнем правом квадранте нанесена экономическая характеристика: капиталовложения и издержки в функции от высоты плотины. Пользуясь этими кривыми, строится в правом верхнем квадранте кривая:

$$u_{сз2} = u_{сз2} \cdot f(V_{сз2}) = F(N_1).$$

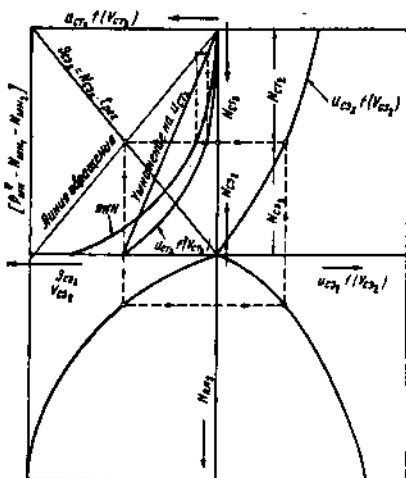
Графическое построение остальных зависимостей: $u_1 N_1$ и $u_2 N_2$ не представляет затруднений.

а) определяется экономическое значение N_1 и $N_{сг2}$ по балансу $N_1 + N_{сг2} \leq P_{мк}^{зкм} - N_{мн2}$ (фиг. 124), где $N_1 \leq N_{мн1}$ и $N_{сг2}$ — по условиям суточного регулирования;

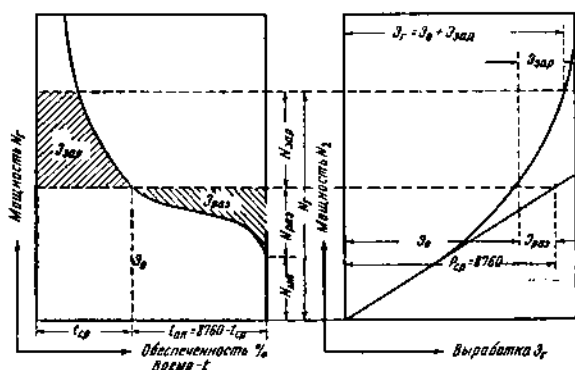
б) $N_{сг2}$ из условия: $P_{мк}^{зкм} - (N_1 + N_{мн2} + N_{сг2}) = N_{сг2}$.

39. Работа ГЭЦ и ГАУ

Особым случаем является совместная работа нерегулируемой ГЭЦ и ГАУ, заменяющей водохранилище. При этом увеличение мощности ГЭЦ дает сезонную энергию, идущую на заряд ГАУ. Энергоэкономическая приведенная характеристика в этом случае может быть построена, исходя из следующих соображений, впервые разобранных у Захарова [169]. Из фиг. 125, где приведены кривые продолжительности мощности ГЭЦ и ИКВ, видны основные соотношения, имеющие место в этом случае. Из чертежа следует:



Фиг. 124. Анализ совместной работы двух ГЭЦ: 1—нерегулируемая, 2—суточно и сезонно регулируемая.



Фиг. 125. Совместная работа нерегулируемой ГЭЦ с ГАУ.

$$\mathcal{E}_r = \mathcal{E}_0 + \mathcal{E}_{раз} = \mathcal{E}_0 + \frac{\mathcal{E}_{раз}}{\eta} = \mathcal{E}_0 + \frac{P_{ср} \cdot 8760 - \mathcal{E}_0}{\eta_{ак}} \quad (144)$$

и

$$N_{раз1} = P_{ср} - N_{мн1}.$$

Тут $\eta_{ак}$ — полный к. п. д. ГАУ. Издержки по комбинату из ГЭЦ и ГАУ представляются:

$$\begin{aligned} И &= И_{ак} + И_r = u_{ак} \cdot N_{раз} + u_{ак} \cdot \mathcal{E}_{раз} + И_r = \\ &= u_{ак} (P_{ср} - N_{мн1} + u_{ак} (P_{ф} 8760 - \mathcal{E}_0)) + И_r. \end{aligned} \quad (145)$$

Здесь: $u_{ак}$ — издержки на квт мощности ГАУ;

$u_{ак}'$ — „ „ квтч выработки ГАУ.

Из условия минимума издержек в системе имеем:

$$\frac{dИ}{dP_{ср}} = u_{ак} + u_{ак}' \cdot 8760 - u_{ак}' \frac{d\mathcal{E}_0}{dP_{ср}} + \frac{dИ_r}{dP_{ср}}. \quad (146)$$

Возможны следующие преобразования:

$$\frac{d\mathcal{E}_0}{dP_{ср}} = t_{ср} \cdot \frac{dИ_r}{dP_{ср}} = \frac{dИ_r}{d\mathcal{E}_r} \cdot \frac{d\mathcal{E}_r}{dP_{ср}} = \Delta s_r \cdot \frac{d\mathcal{E}_r}{dP_{ср}}.$$

В свою очередь:

$$\frac{d\mathcal{E}_r}{dP_{cp}} = \frac{d[\mathcal{E}_0 + \mathcal{E}_{зар}]}{dP_{cp}} = \frac{d}{dP_{cp}} \left[\mathcal{E}_0 - \frac{P_{cp} \cdot 8760}{\eta_{ак}} - \frac{\mathcal{E}_0}{\eta_{ак}} \right] = \frac{d\mathcal{E}_0}{dP_{cp}} + \frac{8760}{\eta_{ак}} - \frac{1}{\eta_{ак}} \cdot \frac{d\mathcal{E}_0}{dP_{cp}},$$

или:

$$\frac{d\mathcal{E}_r}{dP_{cp}} = t_{cp} + \frac{8760}{\eta_{ак}} + \frac{t_{cp}}{\eta_{ак}}.$$

Обозначая: $8760 - u_{cp} = t_{ак}$, получаем окончательно:

$$\frac{d\mathcal{E}_r}{dP_{cp}} = (8760 - t_{ак}) + \frac{t_{ак}}{\eta_{ак}} = 8760 + \left(\frac{1}{\eta_{ак}} - 1 \right) t_{ак} = 8760 + \mu \cdot t_{ак},$$

где: $\mu = \frac{1}{\eta_{ак}} - 1$ показывает, сколько энергии дополнительно затрачивается на каждый квтч, отдаваемый ГАУ при разряде.

После подстановок в основное уравнение последнее приобретает вид:

$$u_{ак} + u'_{ак} \cdot 8760 - u'_{ак} \cdot t_{cp} + \Delta s (8760 - \mu \cdot t_{ак}) = \Delta s,$$

или

$$I'_{ак} \cdot t_{ак} + \Delta s_r (8760 + \mu \cdot t_{ак}) = (\Delta s_s - I_{ак}) = \text{const} = A;$$

откуда:

$$\Delta s_r = \frac{A - u'_{ак} \cdot t_{ак}}{8760 + \mu \cdot t_{ак}}. \quad (147)$$

Построенная по этому уравнению кривая $\Delta s_r = f(t_{ак}) = \Phi(\mathcal{E}_r)$ и представит искомую приведенную экономическую характеристику. Для определения зависимости $t_{ак} = F(\mathcal{E}_r)$ необходимо предварительно построить кривую

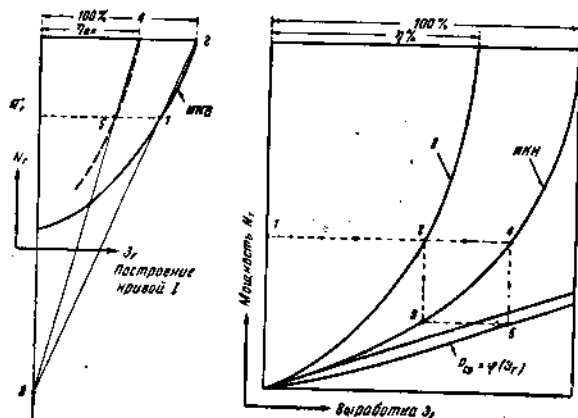
$$I(N_{мн} + N_{раа}) = P_{cp} = \varphi(\mathcal{E}_r).$$

Для этого, имея заданное значение $\eta_{ак}$, строится для анализируемой части ИКВ (фиг. 126, левый чертеж) вспомогательная кривая ИКН, дающая для каждой ординаты значения:

$(\mathcal{E}_r \cdot \eta_{ак})$. Отложив раз для какого-либо значения N (на чертеже для предельного) величину $(\mathcal{E}_r \cdot \eta_{ак})$, далее построение может быть проведено графически.

В приведенном примере цифрами и стрелками на лучах показана последовательность определения положения точки 5 для заданной мощности N . Без цифр показано построение для другой точки.

При помощи этой кривой (фиг. 126, правый чертеж) строится искомая зависимость. Для заданного значения мощности (1) из точки ИКВ (2) опускается вертикаль на ИКВ (3), определяющая искомое вспомогательное значение P_{cp} , которое должно быть перенесено в точку 5 на ординату точки (4), лежащей на ИКВ соответственно заданной мощности.

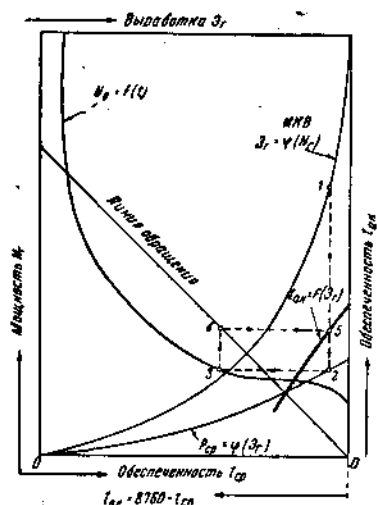


Фиг. 126. Построение кривой $P_{cp} = \varphi \mathcal{E}_r$.

Как видно из чертежа, в этом случае кривая $P_{cp} = \varphi(\mathcal{E}_r)$ лежит ниже прямой теоретической выработки.

Построив в одном квадранте кривую обеспеченности мощности ГЭЦ, ИКВ и $P_{cp} = \varphi(\mathcal{E}_r)$, легко графически определяется искомая зависимость $t_{ак} = F(\mathcal{E}_r)$.

Необходимые построения и их последовательность показаны на фиг. 127. Из точки (1) на ИКВ по вертикали опускаемся к кривой $P_{cp} = \varphi(\mathcal{E}_r)$; далее, по горизонтали дойдя до кривой обеспеченности $N_r = f(t)$, находим величину $t_{ак} = 8760 - t_{cp}$ (точка 3). При помощи линии обращения, из абсциссы эта величина становится ординатой (путь 3—4—5), и таким образом определяется положение кривой: $t_{ак} = F(\mathcal{E}_r)$.



Фиг. 127. Построение зависимости $t_{ак} = F(\mathcal{E}_r)$.

вводимых Куйбышевским строительством НКВД СССР в проект Куйбышевской ГЭЦ, пример носит исключительно иллюстративный характер.

В табл. 45 приведены основные данные, необходимые для построения энергоэкономической характеристики.

В основу положен вариант работы Куйбышевской ГЭЦ в системе трех ЭЭС по расчетному году.

Издержки (I_r) исчислены, исходя из учета изменения структуры капиталовложений, и изменяются от 1.5% при $N_{yc} = 1000$ мвт до 2.1% при $N_{yc} = 3500$ мвт.

Себестоимость передачи энергии рассмотрена для трех районов: 900 км от ГЭЦ (Москва), 275 км и 175 км (район ГЭЦ). Вложения приняты соответственно: 730, 250 и 150 руб/квт, а издержки считаются 10% от вложений.

Таким образом, себестоимость передачи вычисляется так: $s_n = \frac{p_n \cdot k_n}{h}$, где h — использование передаваемой мощности, выраженная в часах.

В табл. 46 даны значения показателей для интервалов между расчетными величинами мощностей, что позволяет определить себестоимость дополнительного квтчаса на ГЭЦ и на месте потребления.

На фиг. 128 эти данные показаны в графической форме.

Для определения экономических значений мощности в верхнем квадранте нанесены кривые средней и добавочной себестоимости квтчаса заменяющей ЭЦ: s_s и Δs_s . В качестве заменяющей ЭЦ взята тепловая станция со стоимостью установленного квт мощности 850 руб., а с учетом вложений в топливо-добычу и транспорт 1000 руб. Кривая $s_s = \varphi(\mathcal{E})$ учитывает значение h . Надо еще отметить, что в показателях заменяющей ЭЦ принята, как это показано ниже, определенная схема работы ГЭЦ в системе.

Интересные предложения по графическому анализу технико-экономических расчетов по выбору мощности ГЭЦ даны в работах Людина [183] и Лайнера [181], частично приведенные в книге акад. Веденеева [163].

40. Пример расчета по определению мощности ГЭЦ в системе

В качестве примера определения величины мощности ГЭЦ, ниже рассмотрен выбор мощности Куйбышевской ГЭЦ.

Цифровой материал и расчетные основания взяты из работ б. Куйбышевского бюро Гидроэнергопроекта. Надо подчеркнуть, что в связи с рядом уточнений и изменений,

Таблица 45

Энерго-экономическая характеристика Куйбышевской ГЭЦ

Мощность ГЭЦ $N_{\text{мгвт}}$	Выработка ГЭЦ Δ 10^6 квтч	Использование h часы	Капиталовложения в ГЭЦ K_r 10^6	Издержки по ГЭЦ I_r 10^6	Себестоимость энергии на ГЭЦ s_r коп/квтч	Себестоимость передачи энергии при передаче на				Себестоимость энергии франко потребитель при передаче на			
						900 км коп/квтч	275 км коп/квтч	175 км коп/квтч	900 км коп/квтч	275 км коп/квтч	175 км коп/квтч	900 км коп/квтч	275 км коп/квтч
1 000	8 000	8 000	3 690	56,0	0,70	0,91	0,32	0,19	1,61	1,02	0,89	1,61	1,02
1 500	10 620	7 100	4 035	68,5	0,64	1,03	0,35	0,21	1,67	0,99	0,85	1,67	0,99
2 000	12 500	6 250	4 515	81,0	0,65	1,17	0,40	0,23	1,82	1,05	0,88	1,82	1,05
2 500	13 500	5 400	5 000	93,5	0,69	1,35	0,46	0,28	2,04	1,15	0,97	2,04	1,15
3 000	14 220	4 740	5 482	106,0	0,75	1,54	0,53	0,32	2,29	1,28	1,02	2,29	1,28
3 500	14 630	4 200	5 965	118,5	0,81	1,74	0,59	0,36	2,55	1,40	1,17	2,55	1,40

Таблица 46

Определение себестоимости дополнительно кВтчаса на Куйбышевской ГЭЦ и на месте потребления

Мощность ГЭЦ N_r мгвт	ΔN мгвт	$\Delta \Delta$ 10^6 квтч	Δh часы	ΔI 10^6	Δs_r коп/квтч	П е р е д а ч а Δs_n				$\Delta s_r + \Delta s_n$			
						900 км коп/квтч	275 км коп/квтч	175 км коп/квтч	900 км коп/квтч	275 км коп/квтч	175 км коп/квтч	900 км коп/квтч	275 км коп/квтч
1 000	500	2 620	5 200	12,5	0,48	1,40	0,50	0,29	1,88	0,98	0,87	1,88	0,98
1 500	500	1 880	3 760	12,5	0,66	1,94	0,66	0,40	2,60	1,32	1,06	2,60	1,32
2 000	500	1 000	2 000	12,5	1,25	3,65	1,25	0,75	4,90	2,50	2,00	4,90	2,50
2 500	500	720	1 440	12,5	1,74	5,07	1,73	1,04	6,81	3,47	2,78	6,81	3,47
3 000	500	410	820	12,5	3,04	8,90	3,02	1,83	11,94	6,06	4,87	11,94	6,06
3 500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 47

Район потребления энергии	Мощность на месте потребления мвт	Использование часы
На месте	2660	5200
На расстоянии 175 км от ГЭЦ	2410	5540
На расстоянии 275 км от ГЭЦ	2280	5770
На расстоянии 900 км от ГЭЦ	2100	6080

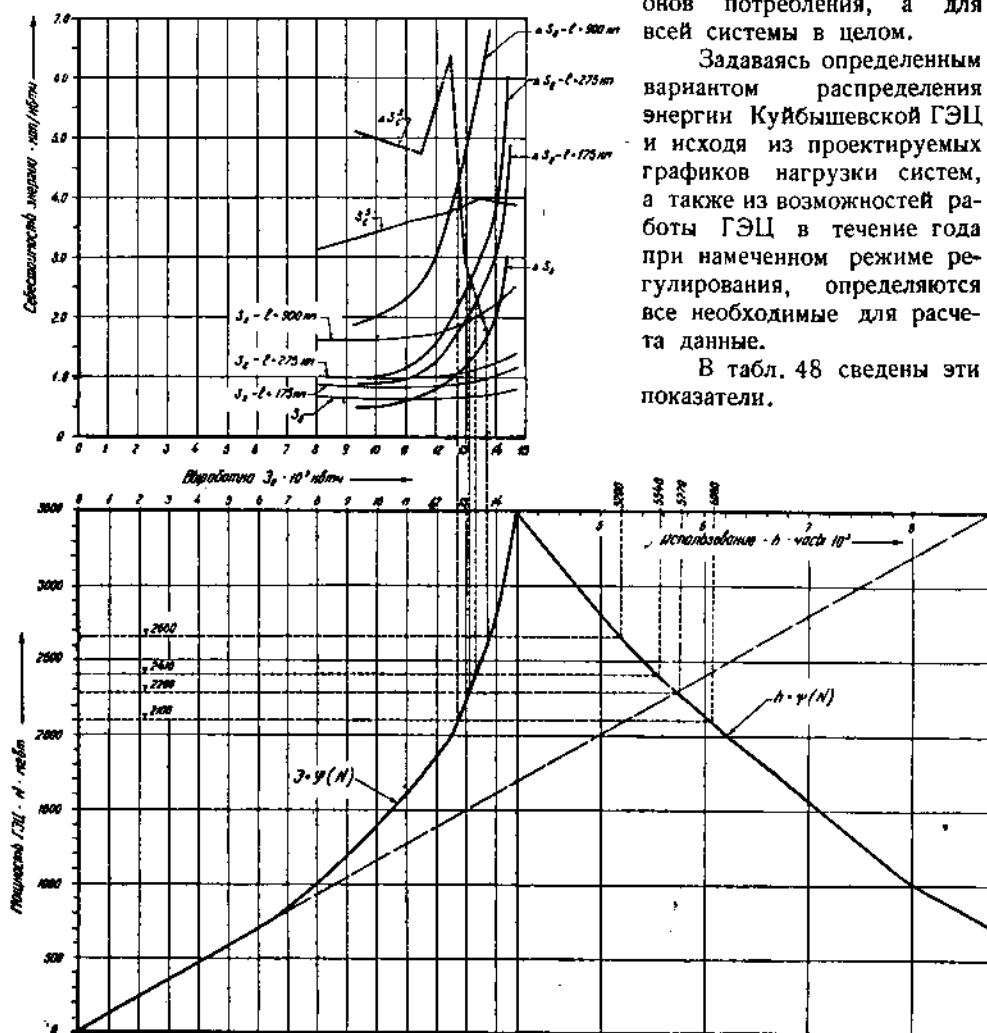
использование мощности должно расти, а величина мощности установленной ГЭЦ должна снижаться. Реально Куйбышевская ГЭЦ будет работать на комплекс потребителей, почему расчет должен вестись не для отдельных рай-

Пересечение кривой Δs_s с кривыми $(\Delta s_s + \Delta s_n)$ определяет значения мощностей, при которых получается наибольшая экономия издержек в электросистеме. Результаты представляются в табл. 47.

Из этих данных видно, что с увеличением дальности передачи в виду возрастания себестоимости передачи энергии, использование мощности должно расти, а величина мощности установленной ГЭЦ должна снижаться. Реально Куйбышевская ГЭЦ будет работать на комплекс потребителей, почему расчет должен вестись не для отдельных рай-

онов потребления, а для всей системы в целом. Задаваясь определенным вариантом распределения энергии Куйбышевской ГЭЦ и исходя из проектируемых графиков нагрузки систем, а также из возможностей работы ГЭЦ в течение года при намеченном режиме регулирования, определяются все необходимые для расчета данные.

В табл. 48 сведены эти показатели.



Фиг. 128. Энергоэкономические характеристики Куйбышевской ГЭЦ.

Энергия франко-потребитель (графа 2) исчислена путем учета потерь в линиях передачи и п/станциях для принятой схемы распределения выработки ГЭЦ. В среднем энергия отпущенная составляет 92% от выработанной энергии.

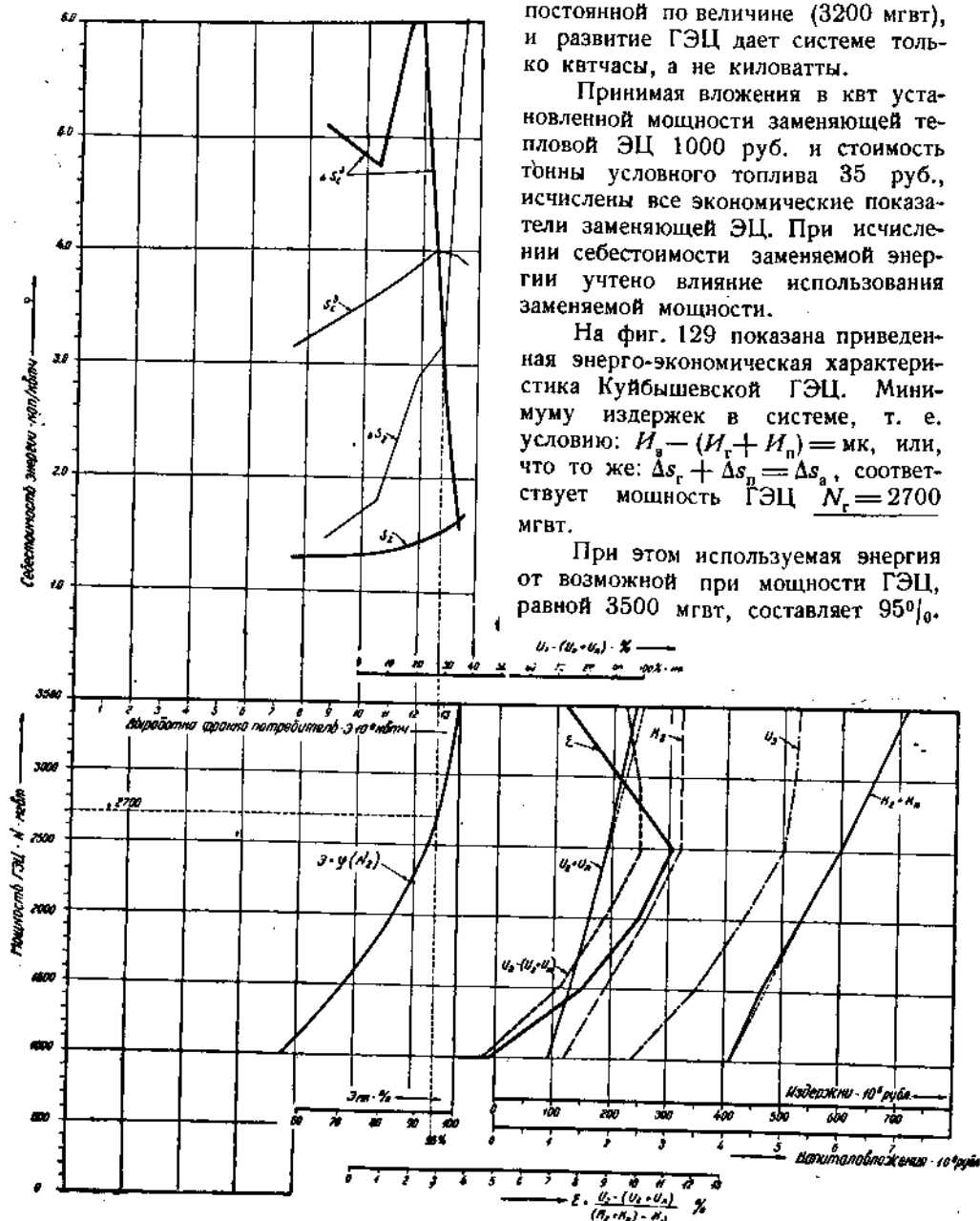
Учтя вложения в передачу, исчислены суммарные издержки и показатели средней и дополнительной себестоимости энергии ГЭЦ, отнесенные к месту потребления (графы 8 и 9).

В графе 10 показана мощность заменяющей ЭЦ. До определенного предела имеет место превышение: $N_g > N_r$, что связано с принятой схемой использования энергии ГЭЦ в системе. Далее, заменяемая мощность остается постоянной по величине (3200 мвт), и развитие ГЭЦ дает системе только квтчасы, а не киловатты.

Принимая вложения в квт установленной мощности заменяющей тепловой ЭЦ 1000 руб. и стоимость тонны условного топлива 35 руб., исчислены все экономические показатели заменяющей ЭЦ. При исчислении себестоимости заменяемой энергии учтено влияние использования заменяемой мощности.

На фиг. 129 показана приведенная энерго-экономическая характеристика Куйбышевской ГЭЦ. Минимум издержек в системе, т. е. условию: $I_g - (I_r + I_n) = \text{мк}$, или, что то же: $\Delta s_r + \Delta s_n = \Delta s_g$, соответствует мощность ГЭЦ $N_g = 2700$ мвт.

При этом используемая энергия от возможной при мощности ГЭЦ, равной 3500 мвт, составляет 95%.



Фиг. 129. Определение мощности Куйбышевской ГЭЦ.

Определение рабочей мощ

Мощность ГЭС N_r мвт	Выработка франко-потребитель ΔE_r 10 ⁶ квтч	Использование мощностей N_r часы	ΔE_r 10 ⁶ квтч	Капиталовложения в ГЭС и передачи ($K_r + K_n$) 10 ⁶ руб.	Издержки по ГЭС и передачам ($I_r + I_n$) 10 ⁶ руб.	$\Delta (I_r + I_n)$ 10 ⁶ руб.	Себестоимость энергии франко-потребитель ϵ_r коп/квтч	$\Delta \epsilon_r$ коп/квтч	Мощность замещающей ЭЦ N_z мвт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1000	7500	7500	2200	4090	96	32	1.28	1.46	1200
1500	9700	6500	1700	4630	128	31	1.32	1.82	1900
2000	11400	5700	1100	5330	159	32	1.40	2.90	2600
2500	12500	5000	660	6000	191	21	1.52	3.20	3200
3000	13160	4380	380	6582	212	22	1.61	5.80	3200
3500	13540	3860	—	7128	234	—	1.73	—	3200

В таблице приведены также расчеты по определению величины экономии в издержках системы и дополнительных вложений при варианте с ГЭС. Вычислено значение показателя удельной экономичности дополнительных капиталовложений, который колеблется от 4.82 до 11⁰/₀. В нашем случае его максимальное значение близко подходит к значению мощности, соответствующей минимуму издержек в системе (2500 и 2700 мвт). Все эти данные показаны на приведенной энерго-экономической характеристике в функции от мощности ГЭС.

Для общего анализа полезно строить кривую относительной экономии в издержках, принимая за 100⁰/₀ наибольшее значение экономии (в нашем случае 308·10⁶ руб.). Такая кривая показывает, что отклонение от этого предельного значения даже на 5⁰/₀ (что, безусловно, значительно выше возможной достижимой точности расчета) дает зону мощностей от 2300 до 3500 мвт, чему соответствует колебание показателя удельной экономичности, примерно, от 7 до 11⁰/₀. Дополнительная выработка в этой зоне около 1500·10⁶ квтч, а дополнительные вложения в ГЭС и передачу до 1400·10⁶ руб.

Таким образом, для данного варианта расчета превышение установленной мощности ГЭС сверх 2700 мвт, видимо, требует обоснования. Обратное: уменьшение мощности до 2500—2300 мвт может быть обосновано лишь дополнительным анализом условий работы ГЭС в системе, поскольку и значение показателя удельной экономичности для этого интервала изменяется в пределах 9—11⁰/₀ и, таким образом, не может служить дополнительным критерием.

Если провести подобный анализ для других расчетных гидрологических лет и других условий работы ГЭС в системе (с ростом системы и строительством других ГЭС Волжского каскада), то, очевидно, определятся и другие экономические зоны. Совместное рассмотрение всех этих энерго-экономических характеристик позволит окончательно зафиксировать мощность ГЭС с учетом условий и этапов ее развития.

В работе Горбунова [166] дан развернутый расчет по обоснованию выбора мощности Нижне-Свирской ГЭС. Самый метод расчета вариантный, табличный. Сравнение этого примера с изложенным по расчету Куйбышевской ГЭС явно показывает преимущества как в смысле удобства расчета, так и наглядности предлагаемого метода сопоставления экономических характеристик.

Несовершенство аналитического метода очень ярко выявилось в заключении Егизарова по технико-экономическому анализу Днепрогэса, представленном правительственной комиссии по приемке ДГЭСа в эксплуатацию [171]. Пользование формулой: $t = \frac{PrK_{gr}}{s_0}$ не дало четкого ответа, определяющего динамику использования ДГЭС в системе.

ности Куйбышевской ГЭС

Таблица 48

Использование мощности заменяющей ЭЦ I_3 часы	Капиталовложения в заменяющую ЭЦ K_3 10 ⁶ руб.	Издержки заменяющей ЭЦ I_3 10 ⁶ руб.	Собстоимость энергии заменяющей ЭЦ S_3 коп/квтч	ΔI_3 10 ⁶ руб.	ΔS_3 коп/квтч	Экономия в издержках системы $I_3 + (I_r + I_n)$		Дополнительные вложения в вариант ГЭС $(K_r + K_n) - K_3$ 10 ⁶ руб.	Показатель удельн. экономичности дополнит. вложений $\epsilon = \frac{I_3 - (I_r + I_n)}{(K_r + K_n) - K_3} \%$
						10 ⁶ руб.	%		
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
6200	1200	236	3.15			140	45.5	2890	4.82
5100	1900	349	3.50	113	5.1	221	71.9	2730	8.05
4400	2600	430	3.78	81	4.8	271	88.0	2730	9.90
3800	3200	500	4.00	70	6.4	308	100.0	2800	11.10
4050	3200	519	3.95	19	2.9	307	99.7	3382	9.10
4200	3200	525	3.88	6	1.6	291	94.5	3928	7.40

41. Определение величины расчетного напора

Выбор расчетного значения напора определяет, при заданных характеристиках турбин, величину выработки ГЭС для расчетного гидрологического года. Очевидно, оптимальное значение напора соответствует условию, чтобы сумма $\sum Q \cdot H \cdot \eta$ была максимальной (при этом предполагается, что, в пределах изменений расчетных параметров ГЭС, капиталовложения в ГЭС остаются неизменными). Поскольку к.п.д. турбин зависит и от напора и от расхода: $\eta = \eta [Q, H]$ и эта зависимость, представляемая характеристикой турбины, аналитически выражена быть не может, приходится идти вариантным методом, ведя табличные подсчеты для различных значений расчетного напора.

Табличные кропотливые трудоемкие подсчеты себя не оправдывают уже потому, что как расчетный год, так и характеристика турбин, которые даются в первой стадии проектирования, не могут рассматриваться как неизменные данные. Проектирование требует быстрого, достаточно точного решения этой задачи. Существует ряд приближенных формул, характеристика которых может быть представлена в следующем виде:

1. Условие: при больших расходах, соответственно малых напорах покрыть определенную нагрузку минимальным числом агрегатов.

Это приводит к приближению расчетного напора к малым напорам в пределе:

$$H_p = H_{\text{мн}}. \quad (148)$$

Этот принцип может быть применен лишь для изолированно работающих небольших ГЭС.

2. Условие: увеличение отдачи первичной энергии, т. е. возможное повышение отдачи при наименьшем расходе $Q_{\text{мн}}$:

$$H_p = H_{\text{мк}}. \quad (149)$$

3. Условие: среднеарифметический напор (по крайним значениям)

$$H_p = \frac{H_{\text{мк}} + H_{\text{мн}}}{2}. \quad (150)$$

Более полным выражением этого условия является формула, где расчетный напор берется как средневзвешенный

$$H_p = \frac{\sum (H t_k)}{\sum t_k}, \quad (151)$$

где t_k — интервал времени, в течение которого имеется напор H_k .

4. Условие: средневзвешенный напор при условии принятия кривой продолжительности напоров за параболу:

$$H_p = H_{\text{мн}} + \frac{2}{3} (H_{\text{мк}} - H_{\text{мн}}). \quad (151)$$

5. Условие: равенство отклонения числа оборотов от расчетного при изменении напора в обе стороны, т. е.

$$\frac{n_{\text{мн}}}{n_p} = \frac{n_p}{n_{\text{мк}}}.$$

Этот принцип предложен Нижневолгопроектom в 1931 г. (Морозов и Сараджев [204]).

Поскольку число оборотов пропорционально корню квадратному из напоров, имеем:

$$n_{\text{мк}} = \sqrt{H_{\text{мк}}}, \quad n_p = \sqrt{H_p}, \quad n_{\text{мн}} = \sqrt{H_{\text{мн}}};$$

условие записывается так:

$$\frac{\sqrt{H_{\text{мн}}}}{\sqrt{H_p}} = \frac{\sqrt{H_p}}{\sqrt{H_{\text{мк}}}}, \quad \text{откуда} \quad H_p = \sqrt{H_{\text{мн}} \cdot H_{\text{мк}}}, \quad (152)$$

т. е. расчетный напор определяется как среднегармонический между крайними значениями.

В случае различной длительности напоров, например,

$$\begin{aligned} H_{\text{мк}} &- m \text{ мес.}, \\ H_{\text{мн}} &- n \text{ мес.}, \end{aligned}$$

получаем:

$$(12 - n) \frac{\sqrt{H_{\text{мн}}}}{\sqrt{H_p}} = (12 - m) \frac{\sqrt{H_p}}{\sqrt{H_{\text{мк}}}}; \quad H_p = \frac{12 - n}{12 - m} \sqrt{H_{\text{мн}} \cdot H_{\text{мк}}}. \quad (153)$$

Для случая $n = m$ формула приводится к предыдущей; обычно n, m составляют 0.2—2.5 месяца.

Очевидно, что при $H_{\text{мн}} = H_{\text{мк}}$ и $n = m = 12$ — формула не действительна и не нужна, так как $H_{\text{рас}} = H_{\text{мн}} = H_{\text{мк}}$.

6. Условие: равенство к.п.д. для крайних значений напора, т. е.

$$\eta_{H_{\text{мк}}} = \eta_{H_{\text{мн}}}.$$

Для аналитического определения значения напора, соответствующего этому условию, Томани (Thomann) [209], пользуясь известными соотношениями теории подобия гидравлических турбин, устанавливает зависимость к.п.д. от напора, т. е. $\eta = \varphi(H)$.

Эта же зависимость в 1924 г. была предложена Дубсом (Dubs) [208] для соответствующих расчетов.

В основу вывода берутся два положения:

1. Зависимость мощности турбины от числа оборотов при постоянном расходе (постоянное открытие) принимается в виде:

$$N = an - bn^2,$$

где a и b — постоянные величины.

2. Мощность равна нулю при $n = 2n_p$, где n_p — расчетное число оборотов.

Пользуясь этими положениями, определяется зависимость мощности от числа оборотов вида:

$$N = N_p \left[2 \left(\frac{n}{n_p} \right) - \left(\frac{n}{n_p} \right)^2 \right] = N_p \cdot \phi, \quad (154)$$

что, в свою очередь, пользуясь соотношением между напорами и мощностью при постоянном расходе, может быть выражено так (табл. 49):

Таблица 49

Зависимость к. п. д. турбины от напора при постоянном числе оборотов

Напор в долях от расчетного	0.25	0.35	0.45	0.60	0.80	1.00	1.20
к. п. д. в долях от максимального	0	0.520	0.757	0.915	0.990	1.000	0.990
Напор в долях от расчетного . . .	1.40	1.60	1.80	2.00	2.50	3.00	—
к. п. д. в долях от максимального	0.973	0.954	0.935	0.914	0.865	0.822	—

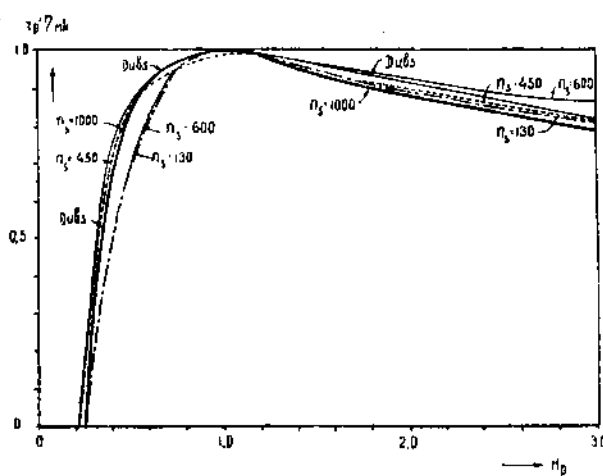
$$\eta = \eta_p \left[2 \sqrt{\frac{H_p}{H}} - \frac{H_p}{H} \right] = \eta_p \cdot \varphi = \varphi(H). \quad (155)$$

Это уравнение позволяет для заданного расчетного напора определять величину к.п.д. при том или ином напоре.

Как видно из фиг. 130, характеристики $\eta = \varphi(H)$ зависят от коэф-та быстроходности и могут отличаться в ту или иную сторону от построенной по уравнению (155).

Все же можно условие $\eta_{H_{\text{МК}}} = \eta_{H_{\text{МН}}}$, пользуясь введенным соотношением, привести к виду:

$$H_p = \frac{4H_{\text{МК}}}{\left[\sqrt{\frac{H_{\text{МК}}}{H_{\text{МН}}} + 1} \right]^2}. \quad (156)$$



Фиг. 130. Сопоставление характеристик $\eta = \varphi(H)$ турбин различной быстроходности.

Если расчетный напор определить по этой формуле, то

$$\eta_{H_{\text{МК}}} = \eta_{H_{\text{МН}}} = \left[\frac{4 \sqrt{\frac{H_{\text{МК}}}{H_{\text{МН}}}}}{\left(\sqrt{\frac{H_{\text{МК}}}{H_{\text{МН}}} + 1} \right)^2} \right] \cdot \eta_{\text{МК}}. \quad (157)$$

7. Условие: к.п.д. для крайних значений напора не должен снижаться ниже заданной величины.

Этот метод в частном случае при симметричной форме характеристики турбины совпадает с третьим.

Для сопоставления приведенных методов определения расчетного напора можно произвести следующее преобразование написанных ранее формул.

Будем выражать расчетный напор в долях от максимального:

$$H_p = a \cdot H_{\text{МК}};$$

коэф-т a определяется как функция отношения:

$$\frac{H_{mk}}{H_{mn}} = a, \text{ т. е. } a = a(a).$$

При этих условиях формулы запишутся так:

$$H_p = \frac{H_{mn} + H_{mk}}{2} = \frac{1+a}{2a} \cdot H_{mk}; \quad (150)$$

$$H_p = H_{mn} + \frac{2}{3} (H_{mk} - H_{mn}) = \frac{1+2a}{3a} \cdot H_{mk}; \quad (151)$$

$$H_p = \sqrt{H_{mn} \cdot H_{mk}} = \sqrt{\frac{1}{a}} \cdot H_{mk}; \quad (152)$$

$$H_p = \frac{4 \cdot H_{mk}}{\left(\sqrt{\frac{H_{mk}}{H_{mn}}} + 1\right)^2} = \frac{4}{(\sqrt{a} + 1)^2} \cdot H_{mk}. \quad (156)$$

Задаваясь различными значениями a от 1 до 3, определяем по приведенным формулам расчетные напоры.

На фиг. 131 эти данные представлены в виде кривых, позволяющих наглядно сопоставить рассмотренные методы расчета (табл. 50).

Таблица 50

Расчетный напор в долях от максимального				
Принципы расчетов отношение H_{mk}/H_{mn}	Средний арифметический	Средний параболический	Средний гармонический	По формуле Томаппа
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	0.920	0.948	0.918	0.915
1.4	0.860	0.905	0.845	0.843
1.6	0.810	0.876	0.790	0.780
1.8	0.780	0.853	0.745	0.735
2.0	0.750	0.834	0.706	0.682
2.2	0.725	0.820	0.673	0.658
2.4	0.710	0.806	0.645	0.618
2.6	0.692	0.796	0.618	0.580
2.8	0.678	0.784	0.596	0.556
3.0	0.667	0.718	0.576	0.531

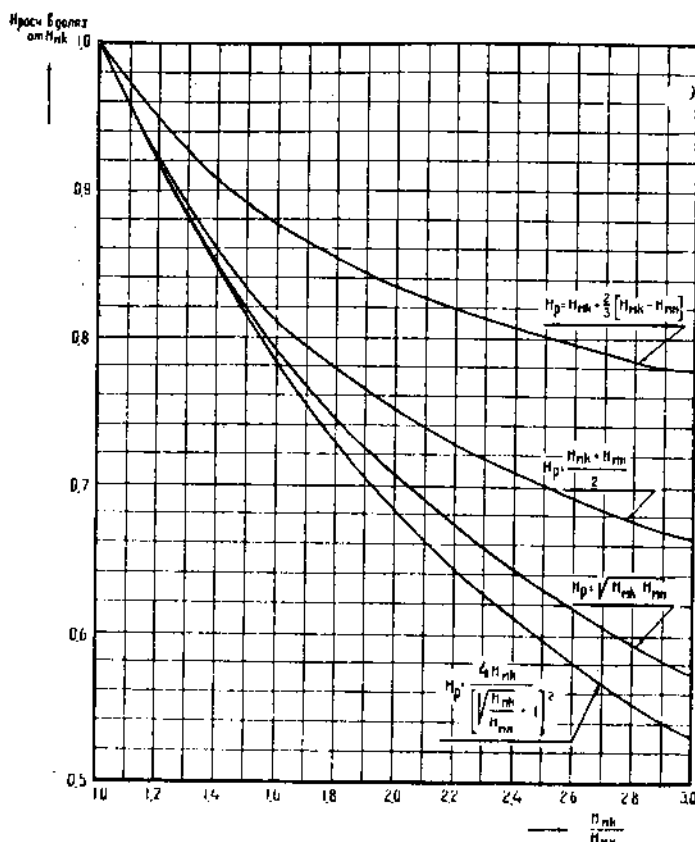
Все описанные выше методы отличаются лишь одним удобством — легкостью расчета, но в то же время не могут быть положены в основу экономического обоснования величины расчетного напора.

Ведущим принципом при выборе расчетного напора при условии постоянства сооружений и оборудования, т. е. неизменности капиталовложений, должно быть положение: **максимальная выработка гидроэнергии.**

Осуществление расчета по этому принципу должно опираться на задаваемую характеристику выбранного типа турбин типа: $\eta = \varphi(H)$, т. е. где дается к. п. д. как функция напора.

Мостков [205], используя приведенное выражение характеристики турбины по Дубсу [155], представляет мощность турбины в виде:

$$N = \frac{1000 \cdot \eta_p \cdot Q}{75} (2\sqrt{H \cdot H_p} - H_p).$$



Фиг. 131. Сопоставление приближенных аналитических методов определения расчетного напора.

В этом случае выработку можно записать так:

Мощность	Продолжительность в часах	Напор	Выработка
N_1	T'	H'	$\mathcal{E}_1 = \varepsilon T' (\eta_2 \sqrt{H' H_p} - H_p)$
N_2	T''	H''	$\mathcal{E}_2 = \varepsilon T'' Q' (2 \sqrt{H'' H_p} - H_p)$
.....			
			$\Sigma \mathcal{E} = \varepsilon (2 \sqrt{H_p} \Sigma (T \cdot Q \sqrt{H}) - H_p \Sigma (TQ))$

Условие максимальной отдачи будет соблюдено, если

$$\frac{d\mathcal{E}}{dH} = 0, \text{ т. е. } H_p = \left[\frac{\Sigma (TQ\sqrt{H})}{\Sigma (TQ)} \right]^2. \quad (158)$$

Описанный аналитический расчет привязан к характеристике турбины Френсиса, выраженной достаточно точной формулой Дубса.

Излагаемый ниже метод не связан с кривой Дубса и путем графических построений позволяет решать задачу динамически, давая сразу кривые продолжительности мощности и выработку ГЭС, в зависимости от принимаемой величины расчетного напора.

Обычно для расчетного года задается кривая продолжительности расходов и напоров. По этим кривым может быть построена путем перемножения (графи-

чески или таблично) ординат, кривая теоретической мощности по формуле $N_{\text{теор}} = 985 \cdot Q \cdot H$.

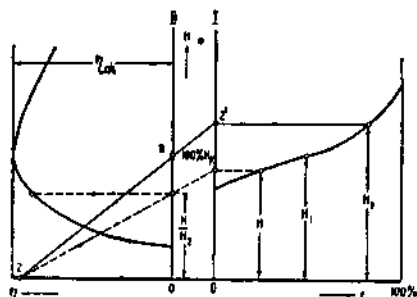
В этой формуле к.п.д. принят за 1.0. При техническом проектировании необходимо учесть зависимость к.п.д. как от напора, так и от расхода, но для эскизного проекта достаточно учесть лишь влияние изменения напора, т. е. необходимо получить (или построить) характеристику турбины вида $\eta = \eta(H)$.

Таким образом, заданными считаем три кривые:

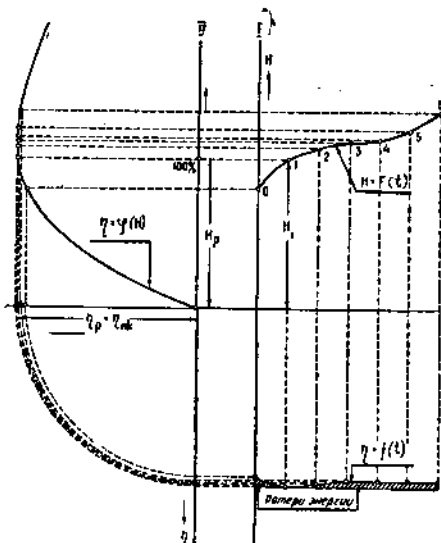
$$H = f(t); \quad N_{\text{теор}} = \Phi(t); \quad \eta = \varphi(t).$$

Расчет сводится к графическому определению (для отдельных точек), при выбранном расчетном значении напора, величины к.п.д. и умножению на нее соответствующей величины $N_{\text{теор}}$.

Первая операция — определение величины к. п. д. проводится следующим образом.



Фиг. 132. Схема графического определения к. п. д. турбин в зависимости от величины расчетного напора.



Фиг. 133. Графический метод построения кривой $\eta = f(t)$.

Как видно из фиг. 132, если принимаемый как расчетный напор, скажем H_1 , соответствует по масштабу величине $H_p = 100\%$ для характеристики турбины, то определение значения к. п. д. для разных точек кривой продолжительности напоров никаких затруднений не представляет.

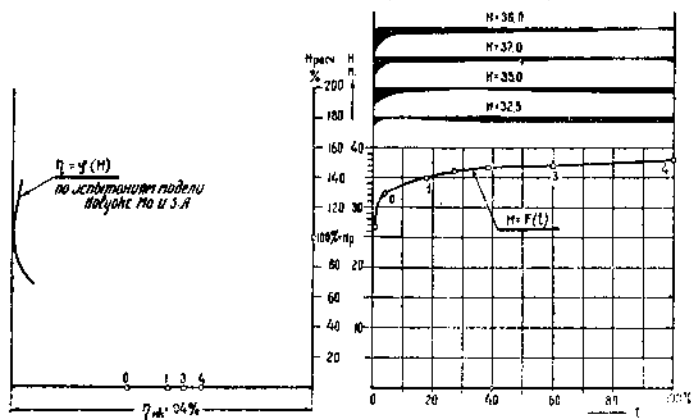
Переход к другому значению расчетного напора, например H_2 , потребовал бы перестройки характеристики турбины, так как за $H_p = 100\%$ должна быть принята величина H_2 , неравная по масштабу H_1 в характеристике. Вместо перестройки можно применить графический метод (фиг. 132).

Проектируя величину H_2 на вертикальную ось 1, соединяем эту точку 2 с делением оси расчетных напоров, соответствующим значению $H_p = 100\%$; продолжение этого луча определяет на оси абсцисс полюс 2. Далее, пользуясь определенным таким образом полюсом, можно для любого значения напора H найти соответствующее значение к.п.д. Для этого достаточно проекцию напора H соединить с полюсом 2, и засечение луча на оси расчетных напоров дает отношение $\frac{H}{H_2}$, а отсюда, по характеристике турбины, и величину к. п. д.

Доказательство правильности подобного построения следует из подобия Δ -ков: $20a$ и $26b'$.

Из условия получения максимума выработки, т. е. максимума выражения $\Sigma(QH\eta t)$, где $\Sigma t = 100$, полагая, что расчетный напор близок к наиболее часто повторяющимся, можно для первого приближения принять расход постоянным и определять расчетный напор из условия максимума выражения $\Sigma H\eta t$.

Это легко сделать, пользуясь изложенным методом, позволяющим построить для любого расчетного значения напора кривую $\eta = f(t)$ (фиг. 133). Очевидно кривые будут иметь различный характер, в зависимости от того, какое значение



Фиг. 134. Определение расчетного напора для Днепровской ГЭЦ.

ние напора принимается как расчетное. Площадь между кривой $\eta = f(t)$ и прямой $\eta = \eta_{\text{мк}}$ (на чертеже заштрихована) выражает потери; чем эта площадь будет меньше, тем выработка больше.

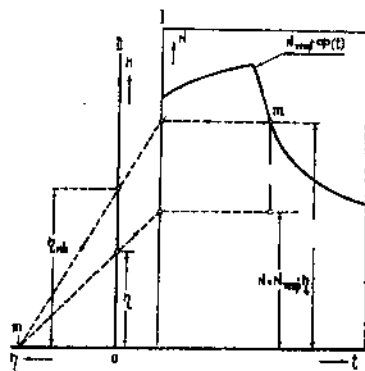
На фиг. 134 приведены построения для данных Днепровской ГЭЦ. Сопоставление четырех вариантов расчетного напора в графической форме (для удобства графики вынесены вверх) показывает не только значение напора, при котором будет наибольшая выработка, но и характер изменения потерь.

Второй операцией является умножение теоретической мощности $N_{\text{теор}}$ на величину определенного описанным образом к.п.д. Для удобства $\eta_{\text{мк}}$ принимаем за 100%, и тогда, чтобы перейти от кривых мощностей, построенных для того или иного значения напора, к истинным, достаточно лишь пристроить новый масштаб мощностей.

На фиг. 135 показано, как производится умножение. Для этого на оси Π откладывается значение η , далее для данной точки m на кривой $N_{\text{теор}} = \Phi(t)$; определяется известным путем на оси абсцисс полюс m_1 , по которому уже для ранее найденного значения η и находится фактическое значение мощности N .

На фиг. 136 показано полное построение, проведенное для трех значений расчетных напоров H_o , H_s и H_b . Как видно, из них наибольшую выработку дает расчетный напор H_s ; потери на чертеже заштрихованы.

Порядок построения может быть рекомендован следующий. Для выбранных точек (в нашем случае семи: 0, 1, 2, ..., 6) определяются проекции и полюсы (на чертеже кружки, см. схему I—фиг. 136). Соответственно определяются полюсы $0_1, 1_1, 2_1, \dots, 6_1$ (на чертеже черточки) для точек: 0, 1, 2, ..., 6 на кривой $N_{\text{теор}} = \Phi(t)$ (схема II, фиг. 136). Далее построение идет совершенно механически.

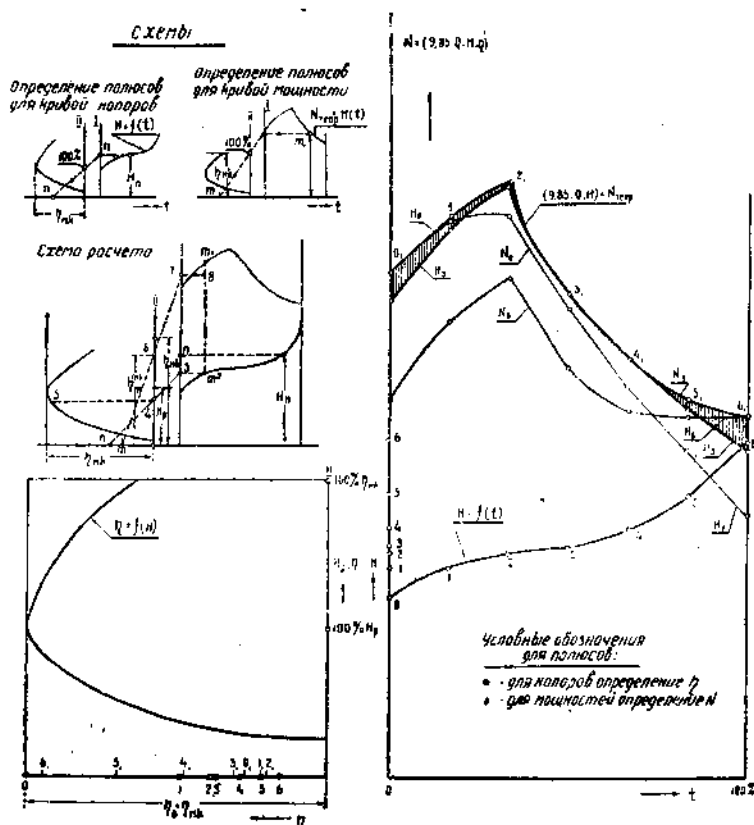


Фиг. 135. Схема графического определения величины $\eta = N_{\text{теор}} = N$.

На фиг. 136 схема III дает принятый порядок. Единственной сложностью является перенесение получаемых значений η из горизонтального положения в вертикальное, но при работе на миллиметровой бумаге это затруднения не представляет.

На этом же чертеже приведена схема III, поясняющая схему построений в целом.

Это построение не учитывает зависимости к.п.д. от величины расхода, пропускаемого через турбины. Для учета этого фактора необходимо пользоваться полной эксплуатационной характеристикой ГЭЦ.



Фиг. 136. Графическое определение расчетного напора ГЭЦ.

В качестве примера, для сопоставления описанных методов расчета можно взять характеристику Днепровской ГЭЦ. Считая: $H_{\text{мн}} = 26.8$ м, $H_{\text{мк}} = 38.0$ м и изменение $H = F(t)$ по кривой, согласно фиг. 134, можно определить $\alpha = \frac{H_{\text{мк}}}{H_{\text{мн}}} = 1.42$ и отсюда расчетный напор:

- 1) среднеарифметический $H_p = 0.85$; $H_{\text{мк}} = 32.3$ м;
- 2) средневзвешенный параболический $H_p = 0.903$; $H_{\text{мк}} = 34.3$ м;
- 3) среднегармонический $H_p = 0.84$; $H_{\text{мк}} = 31.4$ м;
- 4) по Томанну $H_p = 0.83$; $H_{\text{мк}} = 31.5$ м;

в то время как, исходя из принципа максимума отдачи, расчетный напор (см. фиг. 134) должен быть между 36.0 и 37.0 м. Из примера видно, что все приближенные формулы, не учитывающие характера кривой $H = F(t)$, могут дать значения расчетного напора, значительно отклоняющиеся от оптимального.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ОТДЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

42. Виды технико-экономических расчетов по определению параметров отдельных сооружений ГЭС

Все расчеты по определению оптимальных размеров и типов отдельных сооружений ГЭС могут быть разбиты на две группы.

В первом случае изменение определяемого параметра x связано с к. п. д. ГЭС (к. п. д. сооружений турбины, генератора и линии передачи) и, следовательно, влияет на величину полезно отдаваемой ГЭС энергии, т. е. имеется зависимость: $\mathcal{E}_{\text{нт}} = \varphi(x)$. Очевидно, с изменением параметра изменяются капиталовложения, а отсюда и издержки: $K_f = f_1(x)$ и $I_r = f_2(x)$. К этой группе могут быть отнесены расчеты по определению:

- сечения деривации;
- сечения проводов линии электропередачи;
- высоты плотины;
- числа труб напорного трубопровода;
- числа агрегатов и др.

Вторая группа расчетов характеризуется тем, что непосредственную зависимость между отдачей ГЭС и анализируемым параметром установить трудно. Сюда относятся расчеты по определению:

- типа и конструкций отдельных сооружений: плотины, деривации и т. п.;
- места расположения здания станции (по отношению к напорному бассейну или шахте, т. е. характер соотношения работ по выемке и работ металлических по напорному трубопроводу);
- профиля напорного трубопровода (распределение давления);
- размеров водосбросных отверстий, т. е. расчетного наводочного расхода и т. д.

В отдельных случаях возможно сведение расчетов первой группы к более простым второй. Так, принимая при сопоставлении вариантов условие равенства выработки, можно расчет по определению оптимального числа труб привести ко второй задаче. Необходимо сделать общее замечание о том, что в ряде расчетов соображения об обеспечении безаварийной работы заставляют отказываться от отдельных экономических расчетов. В том же примере с напорным трубопроводом для обеспечения безаварийной работы число труб может быть взято по числу агрегатов, но размеры этих труб определяются по экономическому расчету. В основу расчетов могут быть положены следующие условия:

1. Схема использования ГЭС в целом и размеры всех сооружений, кроме рассчитываемого, считаются неизменными. В действительности это положение не всегда может иметь место. Так, изменение размеров деривации влияет как на размеры водоприемника, так и на размеры напорного бассейна или камеры. То же относится к влиянию размеров напорного трубопровода, который определяет в известной степени и размеры подводной части здания ГЭС. Понятно, это можно учесть путем развертывания в более широком

виде $K_i = f_1(x)$. Целесообразность такого усложнения определяется тем, насколько сильно сказывается в данном конкретном случае эта связь рассчитываемого сооружения с остальными, т. е. в конечном итоге степенью возможной и необходимой точности расчета.

2. Пределы измерения величины параметра, обычно учитывая общую возможную точность расчета, позволяют величину p_x годовых издержек в долях от капиталовложений принять постоянной.

43. Основы расчета для случая связи величины параметра с выработкой ГЭЦ

Экономический расчет для случаев определения параметра сооружения связанного с выработкой энергии, впервые был предложен в математической форме Кельвином в 1881 г. для частного случая расчета сечения электрических проводов. Независимо от него, в том же 1881 г. наш известный ученый, почетный академик В. Г. Шухов предложил метод расчета нефтяных трубопроводов.

Для трубопроводов силовых установок расчет был дан в табличной форме Эдемсом (Adams) [239].

Окончательная формулировка свелась к условию, чтобы сумма из годовых эксплуатационных издержек, ценности потерянной энергии и желательной чистой прибыли была равна минимуму, т. е.

$$I_x + s_n \Delta \mathcal{E} + \alpha \cdot K_x = \text{МН}, \quad (159)$$

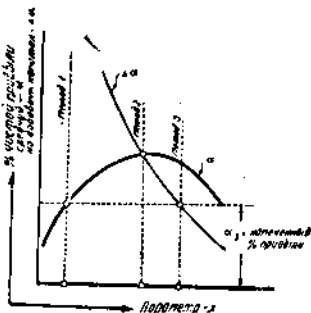
где: I_x — годовые издержки,

s_n — продажная цена потерянной энергии,

α — намеченная прибыль (в долях от K_x).

Эта формула соответствует условию получения максимальной абсолютной прибыли на вложенный капитал.

Этот принцип проводится полностью в капиталистических условиях, когда капитальные вложения в проектируемую установку не ограничены. В противном случае этот принцип расчета заменяется условиями получения максимальной относительной прибыли, что совпадает с получением наиболее дешевой энергии на данной установке.



Фиг. 137. Методы технико-экономических расчетов, принятые в США (Кригер и Джестин).

В таком виде эти расчеты широко применяются в США. Кригер и Джестин [229] приводят все три применяемые принципа расчетов (фиг. 137):

1. По условию, когда финансовые возможности ограничены и соблюдается условие достижения намеченного процента прибыли.

2. Достигается наибольшая абсолютная прибыль, т. е. расчет ведется соответственно уравнению (159).

3. Капитальные вложения не ограничены, критерием является достижение на дополнительные вложения относительной прибыли, равной намеченной.

В европейских странах формула (159) применяется без члена αK_x , поскольку он вводится в величину I_x путем учета специального фонда по оплате капитала и соответствующих завышений норм амортизации. Когда потерянная энергия исчисляется по средней цене проектируемой установки, условие (159) приводится к условию достижения минимальной стоимости энергии на данной установке.

Все оригинальные исследования иностранных авторов сводились к уточнению аналитической зависимости I_x и I_z от величины параметра x для различных случаев деривации.

Форхгеймер (Forchheimer) предложил в 1906 г. [252] формулу для определения экономического диаметра трубопроводов при переменном напоре.

В 1907 г. Бауэрсфельд (Bauersfeld) [242] дал развернутые выражения для определения диаметра напорного трубопровода, увязав его со статическим расчетом (по напору). Дальнейшее уточнение и развитие подобных форм было сделано Людиным (Ludlin) [260] в 1914 г., Нетоличкой в 1930 г. (Netoliczka). В 1931 г. Бундшу (Bundschu) [247], введя ряд допущений, привел расчетную формулу для трубопроводов к очень простому виду, получившему широкое распространение в ряде пособий и курсов (см. литературу).

Из американских работ известны: работа Хилла (Hill) по расчету каналов и весьма интересные работы Хиндса (Hinds) [254 и 255], разобранные ниже в особом разделе. Только в марте 1938 г. закончилась дискуссия в трудах Американского общества гражданских инженеров (Proc. A. S. C. E.), посвященная экономическому расчету трубопроводов в связи со статьей Ветч и Фризен [268]. Из первых итальянских работ можно отметить исследования: 1897 г. Цуини (Zunini), 1899 г. Коламоники (Colamonic) и 1903 г. Катани (Catani) [249].

Из дореволюционных русских работ необходимо, помимо указанного исследования Шухова, выделить исследование Бахметева, опубликованное в 1910 г. [210]. Эта работа является классическим по полноте и глубине исследованием и дает оригинальную разработку вопросов экономики гидросиловых установок.

Экономических принципов расчета выдвинуто два: минимум издержек и минимум удельных (на единицу мощности) вложений. Рассмотрены: выбор диаметра трубопровода при переменном и постоянном напоре, определение экономического числа труб, и дан метод расчета канала.

В его же работе „О равномерном движении жидкости в каналах и трубах“, написанной еще в 1916 г., изданной в 1929 г. [211], на ряде примеров дан подробный анализ этих приемов расчета как для труб, так и для каналов.

В советский период появился ряд оригинальных работ. Ряд из них дает уточнение формул $I_x = f(x)$ и $\Delta Z = \varphi(x)$ для отдельных видов деривации: Клишевич (1930 г.) — для деревянных трубопроводов [226], Мазур (1933 г.) [231] и Мазур и Любченко (1937 г.) [232] — для напорных и безнапорных тоннелей, Егоров (1933 г.) [218] — для каналов.

Заслуживает внимания попытка Попова (1929 г.) [236] учесть условия использования ГЭС в системе при расчете деривации.

Методологические вопросы были поставлены в работе Шапова (1927 г.) [238] и широко дискуссировались в период 1934—1935 гг. на страницах журнала „Гидротехническое строительство“.

Помимо наших обобщающих работ 1935 г. [223] и 1937 г. [224], укажем на работы Захарова 1936 г. [221] и 1937 г. [221].

Хотя ряд вопросов требует дальнейшего изучения, все же можно уже теперь дать достаточно обоснованную формулировку для проведения расчетов соответственно требованиям советской экономики.

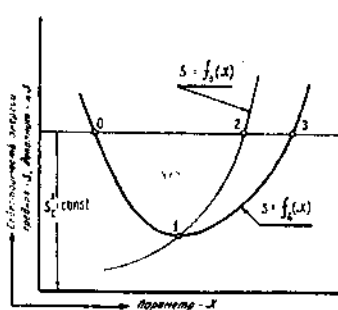
Перед изложением общих положений расчета необходимо указать на то, что до последнего времени в специальной технической советской литературе, к сожалению, имеет место неправильное исчисление отдельных экономических показателей. Так, отдельные авторы до сих пор предлагают включать в издержки процент на капитал (в работе Королева и Гинко 1937 г. [227] приводится даже официальная рекомендация — 6%), исчислять амортизацию по сложным процентам, различать просто себестоимость и „коммерческую“ себестоимость и т. д.

В разделе, посвященном экономической характеристике ГЭЦ, были изложены основы формирования и пользования экономическими показателями, что полностью должно быть отнесено и к рассматриваемому случаю расчета, сооружения.

* * *

В нашей работе [223] было показано, что применяемые в проектной практике технико-экономические расчеты могут быть очень просто представлены в графической форме.

Полагая себестоимость энергии заменяющей ЭЦ постоянной: $s_c^3 = \text{const}$, получаем (фиг. 138) четыре характерных точки: 0, 1, 2, 3, определяющие известные уже (см. раздел 28) принципы расчета:



Фиг. 138. Графическое представление принципов технико-экономических расчетов.

точка 0 — $s_c^3 s_r$ — равенство себестоимости энергии;

точка 1 — $s_c = \text{mn}$ — минимум себестоимости энергии проектируемой ГЭЦ;

точка 2 — $\Delta s_c = s_c^3 = \Delta s_c^3$ — условие минимума издержек в системе, или, что то же, максимума абсолютной экономии или минимума себестоимости энергии в системе;

точка 3 — $s_r = s_c^3$ — равенство себестоимости энергии.

К условию $s_c = \text{mn}$ приводятся следующие формулировки расчетов:

1. Минимум капиталовложений в единицу выработки:

$$\frac{K_r}{\partial_r} = k_s = \text{mn.}$$

2. Максимум удельной отдачи энергии, максимум выработки на единицу вложений:

$$\frac{\partial_r}{K_r} = \text{мк.}$$

3. Максимум относительной экономии по издержкам:

$$\frac{I_c^3 - I_r}{I_r} = \frac{s_c^3 \cdot \partial_r - I_r}{I_r} = \frac{\Delta I_c}{I_r} = \text{мк.}$$

4. Максимум относительной экономии по капиталовложениям:

$$\frac{I_c^3 - I_r}{K_r} = \frac{\Delta I_c}{K_r} = \text{мк.}$$

5. Минимум показателя удельной экономичности дополнительных капиталовложений:

$$\frac{\Delta K}{\Delta I_3} = \text{мн.}$$

К условию: $\Delta s_r = \Delta s_c^3 = s_c^3$ приводятся следующие формулировки расчетов:

1. Минимум суммы годовых издержек по ГЭЦ и себестоимости потерянной энергии:

$$I_r + s_c^3 \cdot \Delta \partial = \text{мн.}$$

2. Максимум абсолютной экономии издержек в системе:

$$\Delta I_c = I_c^3 - I_r = (s_c^3 - s_r) \cdot \partial_r = \text{мк.}$$

3. Минимум издержек в системе:

$$I_c = \text{мн.}$$

4. Минимум себестоимости энергии в системе:

$$s_c = \text{мн.}$$

Помимо этих формулировок, Захаровым [221] предлагается как наиболее совершенная: „условие максимума эффективности капиталовложений в комплексе электростанций в единой системе при заданной величине продукции и энергопотребления в данном народнохозяйственном комплексе“:

$$\frac{\sum (s_c \partial_c) - \sum I_k}{\sum K_x} = \text{мк}$$

(значек к относится к варианту с ГЭЦ).

Очевидно, что для частного случая энергосистемы из двух ЭЦ — ГЭЦ и заменяющей будем иметь:

$$\frac{s_c^2 \partial_c - [s_c^2 (\partial_c - \partial_r) + s_r \partial_r]}{K_c^2 + K_r} = \text{мк.}$$

Этот принцип также сводится к условию получения минимума издержек в системе, т. е. к точке 2 фиг. 138.

Приведенное графическое представление расчетов уже получило распространение в нашей литературе, например у Егнazarова [217] или у Мазура и Любченко [232].

Расчет по определению значения x , соответствующего минимуму издержек в системе, может вестись тремя путями:

1. $I = I_x : I_s = \text{мн}$ — построением по формуле или таблично составляющих издержек и графическое нахождение минимума кривой: $I = f(x)$.

2. $x = f(s_c^2, I_x)$ — с определением величины x как функции s_c^2 и I_x из уравнения минимума издержек. Этот путь широко распространен при $s_c^2 = \text{const}$, т. е. когда $\Delta s_c^2 = s_c^2$.

3. $\Delta s_r = \Delta s_c^2$ — построением экономических характеристик для ГЭЦ и заменяющей ЭЦ в функции от параметра x и графическое или аналитическое определение точки их пересечения.

Независимо от путей расчета, основной задачей является определение зависимостей:

$$K_r = f_1(x) \quad (160)$$

и

$$\Delta \partial = \varphi(x). \quad (170)$$

Зависимость $K_r = f_1(x)$ сводится к выделению капиталовложений, зависящих от размеров параметра:

$$K_x = f_x(x). \quad (180)$$

Краткая сводка аналитических представлений зависимости

$$K_x = f_x(x)$$

по ряду литературных и проектных источников (см. ссылки и источники к главе и разделу) приводится ниже.

Формулы даны лишь в общем виде, поскольку значения постоянных величин, в виду колебаний цен и местных условий, должны определяться из конкретных данных по двум-трем точкам вариантов.

1. Головное сооружение

а) Плотина (гравитационные и земляные)

$$1. k = a + \frac{H^2}{b} \frac{\text{рбл.}}{\text{м длины}},$$

где:

H — высота плотины в м;
 a, b — постоянные коэф-ты, зависящие от типа плотины.

$$2. K = \frac{a}{n} H^n \text{ рбл.,}$$

где:

a, n — постоянные коэф-ты.

б) Волоприемник

$$1. K = A \sqrt{Q_p},$$

где:

Q_p — расчетный расход — м³/сек,
 A — постоянный коэф-т.

$$2. K = a + \beta \cdot Q_p^{\frac{2}{3}},$$

где:

a, β — постоянные коэф-ты.

в) Отстойник

$$1. K = A \sqrt{Q_p} \text{ рбл.;}$$

$$2. K = A + B \sqrt{Q_p} \text{ рбл.,}$$

где:

A, B — постоянные коэф-ты.

г) Водохранилище

$$k = a + \frac{b}{V} \frac{\text{коп.}}{\text{м}^3 \text{ сбереженной воды}},$$

где:

V — объем водохранилища — 10⁶ м³;
 a, b — постоянные коэф-ты.

д) Весь головной узел (кроме плотины)

$$K = a + b \sqrt{Q_p} + c Q_p \text{ рбл.}$$

2. Деривация

$$1. k = a + b \sqrt[3]{Q_p^2} \text{ рбл./пог. м.}$$

а) Каналы

$$2. k = a + b \sqrt{Q_p} + c Q_p \text{ рбл./пог. м,}$$

где:

a, b, c — постоянные коэф-ты, зависящие от величины расчетного расхода (Q_p) и геологических условий.

б) Напорные тоннели

$$1. k = a + b \sqrt{Q_p} + c Q_p \text{ рбл./пог. м;}$$

$$2. k = a + bD + cD^2 + dD^3 \text{ рбл./пог. м,}$$

где:

D — внутренний диаметр тоннеля в м,
 a, b, c, d — коэф-ты, зависящие от давления и коэф-та крепости породы.

$$3. k = a + bD^2 \text{ рбл./пог. м;}$$

$$4. k = aD^n \text{ рбл./пог. м.}$$

в) Безнапорные тоннели

$$1. k = 0.8k_{\text{нап}} \text{ рбл./пог. м;}$$

$$2. k = a \cdot \omega^n \text{ рбл./пог. м,}$$

где:

ω — площадь поперечного сечения в м².

3. Напорный узел

а) Напорный бассейн

$$K = A Q_p^m \text{ рбл.}$$

б) Уравнительная башня

$$1. K = A + B Q_p \sqrt{L} \text{ рбл.}$$

L — длина деривации в км.

$$2. K = a V_{\text{пол}} = a \cdot Q_p \cdot L^n \text{ рбл.,}$$

где: $V_{\text{пол}}$ — полезный объем башни.

в) Металлический трубопровод

Металл

$$k = a \cdot D^2 \cdot H \text{ рбл./пог. м,}$$

где: H — напор в м.

Строительные работы

$$K = A \sqrt{D} \text{ рбл./пог. м.}$$

г) Железобетонный трубопровод

$$k = A \sqrt{Q_p} \text{ рбл./пог. м.}$$

Бетонные работы по фундаменту

$$K = aD \text{ рбл./пог. м.}$$

Земляные работы

$$k = aD^2 + bD + c \text{ рбл./пог. м.}$$

д) Деревянный трубопровод

$$1. k = a Q_p + b \sqrt{Q_p} \text{ рбл./пог. м.}$$

$$2. k = a + bD + cDH + dH \text{ рбл./пог. м.}$$

$$3. k = (aH + b) D^2 + cD \text{ рбл./пог. м.}$$

Земляные работы

$$k = aD^2 \text{ рбл./пог. м.}$$

Бетонные (каменные) работы

$$k = aD^2 \text{ рбл./пог. м.}$$

Подкладные брусья

$$k = aD \text{ рбл./пог. м.}$$

4. Здание станции (строительная часть)

$$1. K = a + b \sqrt{Q_p} + c Q_p \text{ рбл.,}$$

$$2. K = A \left(\frac{N}{n} \right)^m \text{ рбл. (агрегат),}$$

где: N — мощность агрегата в квт;

n — число обор/мин;

m — постоянный коэф-т.

5. Электромеханическое оборудование

Гидравлические турбины

$$k = A \left(\frac{N}{n} \right)^m \text{ рбл./агрегат.}$$

Гидрогенераторы

$$k = A \left(\frac{N}{n} \right)^m \text{ рбл./агрегат.}$$

Сводная

$$k = a (N)^{\frac{4}{5}} \text{ рбл./агрегат.}$$

Полная стоимость турбины с регулятором, задвижками и всасывающей трубой:

Френсиса в металлической спирали

$$K = k_{\text{м}} (0.015 - 0.055) \frac{N}{H^2}.$$

Френсиса в бетонной спирали

$$K = k_{\text{м}} (0.6 - 0.7) \frac{N}{H^2}.$$

Каплана, пропеллерная в бетонной спирали

$$K = k_{\text{м}} (1.5 - 1.7) \frac{N^{\frac{3}{4}}}{H^8}.$$

Пельтона

$$K = k_{\text{м}} \cdot \alpha \left[40 \frac{\sqrt{H}}{n} + 1.8 \sqrt{\frac{N}{H^2}} \right]^{1.85},$$

где при числе сопел: 1, 2, 3 и 4

$$\alpha = 2.2; \quad 2.8; \quad 3.2 \quad \text{и} \quad 3.6.$$

Тут всюду: $k_{\text{м}}$ — стоимость кг металла в деле с учетом транспорта и монтажа.

В самом общем виде, как видно из приведенных формул, с достаточной точностью выражение $K_x = f_x(x)$ может быть приведено к виду:

$$K_x = a \cdot x^m. \quad (181)$$

Здесь a и m — постоянные коэф-ты.

Издержки соответственно можно представить:

$$H_x = p_x K_x = p_x a x^m = A x^m. \quad (182)$$

Потери энергии (или, что то же, выигрыш, например при увеличении диаметра или уменьшении уклона), в большинстве случаев, могут быть выражены в аналитической форме.

В общем виде зависимость потерь от параметра записывается:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{B}{x^n}. \quad (183)$$

Как это показано ниже, в частном случае расчетов напорной деривации, когда x — диаметр водовода, $n = 5.43$; для безнапорной деривации, когда x — площадь живого сечения, $n = 2.7$.

Для линий электропередач, где x — сечение проводов передачи, $n = 1$ и т. д.

Исходя из этих выражений, можно представить в самом общем виде расчетные схемы:

1.

$$H = H_x + H_{\mathcal{E}} = A \cdot x^m + \frac{B}{x^n} \cdot s_c^4 = \text{ми.} \quad (184)$$

2. Из выражения (182) может быть определено экономическое значение x при $s_c^1 = \text{const}$. Имеем:

$$\frac{dH}{dx} = 0 = A \cdot m \cdot x^{m-1} - \frac{B \cdot s_c^3 \cdot n}{x^{n+1}},$$

откуда:

$$x = \sqrt[n+1]{\frac{n \cdot B}{m \cdot A} \cdot s_c^3}. \quad (185)$$

Третий путь расчета, *наиболее универсальный*, поскольку он может быть применен и тогда, когда

$$s_c^1 = f(x),$$

т. е.

$$\Delta s_c^3 \neq s_c^3,$$

даст:

$$\Delta s_r = \frac{dH_x}{d(-\Delta \vartheta_x)} = \frac{mA x^{m-1}}{nB x^{-n-1}} = \left(\frac{mA}{nB}\right) x^{m+n}$$

и окончательно

$$\left(\frac{mA}{nB}\right) \cdot x^{m+n} = \Delta s_c^3. \quad (186)$$

Для частного случая

$$\Delta s_c^3 = s_c^3$$

получается предыдущая формула (185).

44. Расчет деривации

Расчет для силовой деривации может быть обобщен.

В самом общем виде издержки по деривации могут быть представлены, согласно формуле (182), в следующем виде:

$$H_x = A \cdot r^2. \quad (186)$$

Здесь r — параметр сечения (фиг. 139) для напорного (тоннель, трубопровод) — радиус для безнапорного (корытообразное и коробовое) — полу-пролет, а $m=2$.

Потери энергии запишутся:

$$\Delta \vartheta = \frac{1000}{75} \cdot 0.736 \cdot (Q \cdot h_r) \cdot T \cdot \eta = 9.81 \cdot Q \cdot T \cdot \eta \cdot h_r. \quad (187)$$

В этой формуле: h_r — потерянный напор. Значения: Q (расход) и T (использование в часах) выбираются, исходя из соображений, приводимых ниже.

Потери напора, пользуясь формулами Шези и Форхгеймера, можно представить:

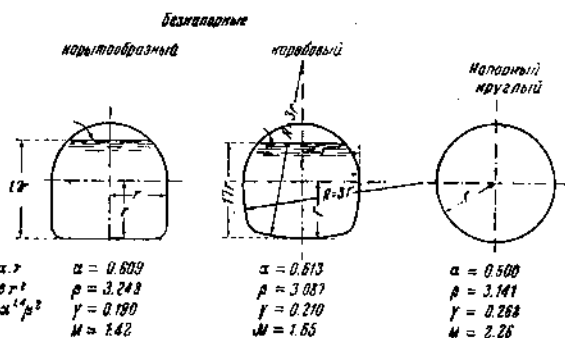
$$h_r = \frac{Q^2 \cdot n^2}{R^{1.49} \cdot \omega^2}; \quad (188)$$

здесь:

n — коэф-т шероховатости по Гангиле и Куттеру;

R — гидравлический радиус $= ar$;

ω — площадь живого сечения $= \beta r$;



Фиг. 139. Профили безнапорной и напорной деривации (тоннели и трубы).

окончательно:

$$h_r = \frac{Q^2 n^2}{(\pi 1.432) r^{5.4}} = \frac{Q^2 \cdot n^2}{\gamma \cdot r^{5.4}}. \quad (189)$$

Здесь

$$\gamma = \alpha^{1.4} \cdot \beta^2 = \text{const}$$

является характеристикой формы профиля.

На фиг. 139 приведены значения α , β и γ для трех типовых сечений. Окончательно:

$$\Delta \vartheta = \left[\frac{9.81 \cdot Q^2 \cdot T \cdot n^2 \eta}{\gamma} \right] \cdot \frac{1}{r^{5.4}} = \frac{B}{r^{5.4}},$$

т. е.

$$B = \frac{9.81 \cdot Q^2 \cdot T \cdot n^2 \cdot \eta}{\gamma}; \quad (190)$$

$$n = 5.4.$$

Расчетная формула (186) будет иметь вид:

$$\left[\frac{2A}{5.4B} \right] \cdot r^{7.4} = \left[0.37 \frac{A}{B} \right] \cdot r^{7.4} = \Delta s_c^3. \quad (191)$$

График на фиг. 140 дает логарифмическую анаморфозу выражения $(r^{7.4})$. Этот график является универсальным, так как достаточно его вертикальный масштаб умножить на $\left(0.37 \frac{A}{B}\right) = \text{const}$, вычисленную для данного конкретного случая, чтобы получить экономическую характеристику.

Нанеся экономическую характеристику для заменяющей $\Delta I (\Delta s_c^3 = f(r))$, легко по пересечению ее с экономической характеристикой ГЭЦ определить искомое значение параметра — $r_{\text{эк}}$.

Для частного случая, когда

$$\Delta s_c^3 = s_c^3 = \text{const},$$

получаем известные формулы для определения $r_{\text{эк}}$:

$$r_{\text{эк}} = \sqrt[7.4]{M \frac{Q^3 \cdot T \cdot \eta \cdot n^2}{p \cdot \alpha} s_c^3}. \quad (192)$$

Здесь $M = \frac{0.37}{9.81} \gamma = \text{const}$; его значение для различных профилей сечения приведено на рис. 139.

При расчете каналов или лотков расчетным параметром при заданной форме профиля является площадь живого сечения ω .

Для каналов подобных сечений можно гидравлический радиус выражать через сечение следующим образом:

$$R = \delta \sqrt{\omega}. \quad (193)$$

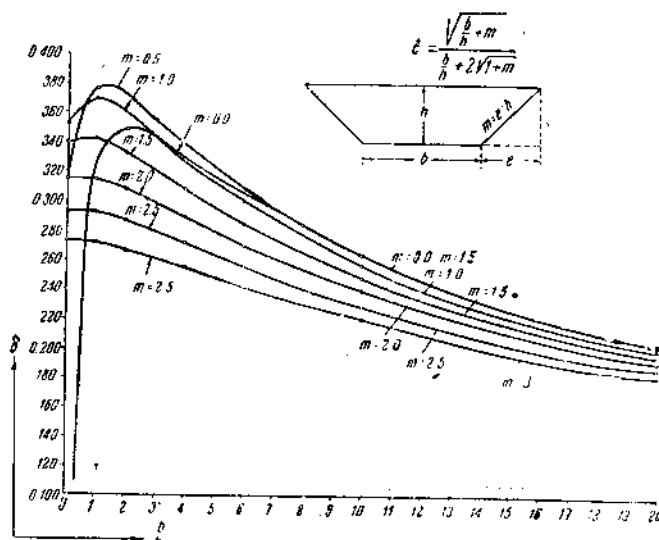
Здесь δ — коэф-т формы,¹ который может быть определен следующим образом:

$$R = \delta \sqrt{\omega} = \frac{\omega}{\chi} = \frac{V \omega \cdot \sqrt{\frac{b}{h} + m}}{\frac{b}{h} + 2 \sqrt{1+m}}, \quad (194)$$

¹ Предложен Мостковым [234].

т. е.

$$\delta = \frac{\sqrt{\frac{b}{h} + m}}{\frac{b}{h} + 2\sqrt{1+m}}, \quad (195)$$

где: b — ширина канала по дну; h — глубина канала до уреза; $m = \frac{b}{h}$ — откос для трапециевидального профиля.

Фиг. 141. Определение коэф-та формы для канала трапециевидального сечения.

На фиг. 141 показан характер изменения коэф-та формы δ для разных значений m и $\frac{b}{h}$.

Пользуясь выражением (189), можно для каналов представить потери напора в виде:

$$h_q = \frac{Q^2 \cdot n^2}{\gamma \cdot \omega^{2.7}}, \quad (196)$$

где

$$\gamma = \delta^{1.4}.$$

Полагая издержки:

$$I_x = A\omega, \quad (197)$$

потери энергии

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{B}{\omega^{2.7}}, \quad (198)$$

окончательно получаем:

$$\left[\frac{1}{2.7} \frac{A}{B} \right] \cdot \omega^{3.7} = \Delta s_c^1,$$

или

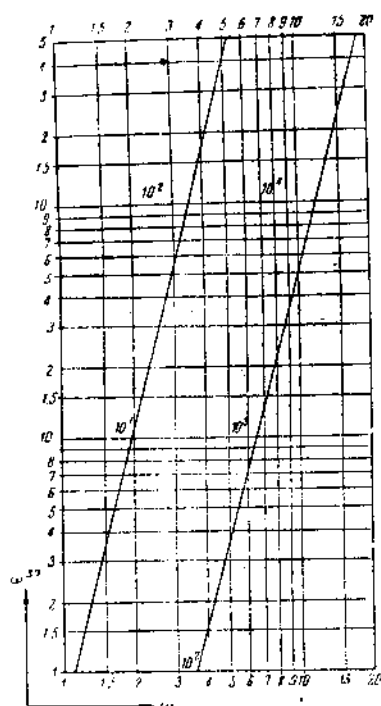
$$\left[0.37 \frac{A}{B} \right] \cdot \omega^{3.7} = \Delta s_c^3. \quad (199)$$

Аналогично случаю тоннелей и трубопроводов на фиг. 142 приведена универсальная экономическая характеристика для расчета каналов.

Вообще для канала большую условность имеет выражение $I_x = A\omega$, которое предполагает наличие постоянного поперечного профиля выемки, что никогда на практике не может иметь место. Отсюда там, где не может быть соблюдена необходимая точность при пользовании аналитическим выражением, приходится вести расчет табличным путем. Путь расчета может быть предложен следующий:

$$\omega = \chi - R - C - i - K_x - I_x - h_q - \Delta \mathcal{E} - I_y - I_z.$$

При этом возможно исходить либо от скорости $v = \frac{Q}{\omega}$, либо от какого-либо параметра сечения b или h , задаваясь формой поперечного сечения канала.



Фиг. 142. Универсальная экономическая характеристика для безнапорной деривации.

Королев и Гинко рекомендуют [227] объединять оба эти пути в абак, представляющую изолинии издержек в координатном поле: $b - v$.

* * *

Для частного случая напорного трубопровода, как было показано, расчетная формула имеет вид:

$$D = \sqrt[2+n]{M \frac{Q^3 \cdot T \cdot \eta \cdot y}{p \cdot a} s_c} \quad (200)$$

Здесь: n — показатель, связанный с расчетом потерь энергии;

y — шероховатость, выраженная тем или иным коэф-том, в зависимости от принятой расчетной формулы.

Отличие, как мы указывали ранее, предложенных формул различных авторов именно в исходной формуле для потерь напора.

В табл. 51 дана сводка этих предложений и соответствующих значений величин n и y .

Таблица 51

Автор предложения	Формула	Выражения для	
		y	n
Бауэрфельд	Шези	$\frac{1}{C^2}$	5
Грушка	Дарси	$\frac{\lambda}{d}$	5
Бахметев	Бахметев	$\frac{1}{a_0}$	5
Будилов	Лампе — Линдлей . .	μ	4.85
	Маннинг	n^2	5.33
	Форхгеймер	n^2	5.40

Примечание. Применяя формулу Лампе-Линдлей степень при $Q_{\text{экв}}$ будет не 3, а 2.8.

$$\delta - \text{толщина стенки} = \frac{H}{10} \cdot \frac{100 \cdot D \cdot 10}{2 \cdot \sigma} = 50 \frac{D \cdot H}{\sigma}$$

Если: D — диаметр в см,

H — в м (с учетом удара),

σ — допустимое напряжение в кг/см²,

то окончательно:

$$H = pK = paD^2 = p \left(\frac{\pi}{20} \gamma_m \cdot \frac{f \cdot H}{\sigma} \right) D^2, \quad (201)$$

Для установления связи со статическим расчетом, выражая капитало-вложения в единицу длины трубопровода:

$$K = K_m \cdot O,$$

где:

$$O - \text{вес} = \frac{\pi \cdot D \cdot \delta}{1000} \cdot \gamma_m \cdot f \text{ т.}$$

Здесь:

γ_m — уд. вес металла;

f — коэф-т увеличения веса за счет заклепок, фланцев и пр.;

т. е. в формулу (201) вместо a необходимо подставить величину:

$$a = \frac{\pi}{20} \cdot \gamma_m \cdot \frac{f \cdot H}{g} \quad (202)$$

и тогда формула свяжет расчетный диаметр с напором.

45. Выбор расчетного значения расхода и величины использования

Поскольку потери мощности пропорциональны кубу расхода, в расчет должно быть введено среднее кубическое значение расхода, вычисленное по формуле:

$$Q_{\text{экр}} = \sqrt[3]{\frac{Q_1^3 \cdot t_1 + Q_2^3 \cdot t_2 + \dots}{t_1 + t_2 + \dots}} \quad (203)$$

Для облегчения этих вычислений можно построить по запроектированному графику режима расходов через деривацию $Q=f(t)$ график кубов расходов $Q^3=f(t)$, средняя ордината которого и будет равна искомой величине.

Для облегчения таких расчетов Кригером и Джестином [229] была предложена зависимость:

$$Q_{\text{экр}}^3 = c Q_{\text{ср}}^3 \quad (204)$$

где c зависит от коэф-та нагрузки данного графика.

На основании расчетов по ряду реальных графиков Кригер и Джестин дают эмпирическую кривую, приведенную на фиг. 143.

Ветч и Фризен [268] рекомендуют в расчете пользоваться максимальным значением расхода: $Q_{\text{мк}}$, но зато вводить коэф-т потерь (loss factor), который выражается так:

$$f = \frac{N_{\text{экр}}}{N_{\text{мк}}} = \frac{Q_{\text{экр}}^3}{Q_{\text{мк}}^3} \quad (205)$$

Можно установить связь между этим коэф-том и коэф-том c Кригера и Джестина; очевидно:

$$f = \frac{c \cdot Q_{\text{ср}}^3}{Q_{\text{мк}}^3} = c \delta^3; \quad (206)$$

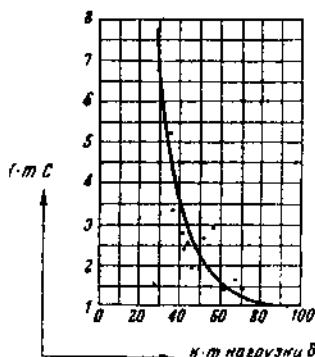
здесь $\delta = \frac{Q_{\text{ср}}}{Q_{\text{мк}}}$ — коэф-т нагрузки графика расходов.

Для расчетов на фиг. 144 даны кривые зависимости $f=f(\delta)$.

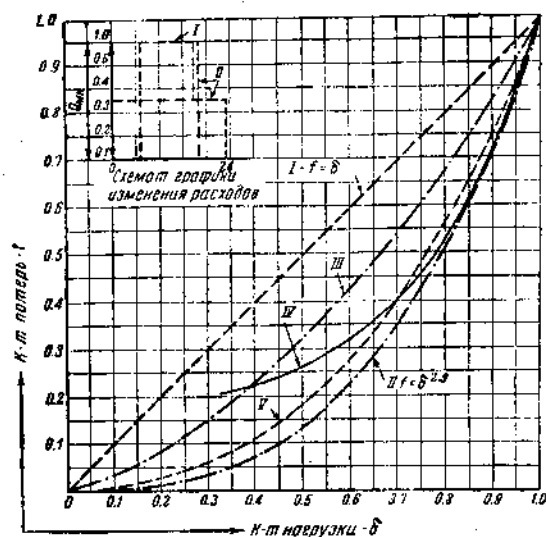
Крайними случаями являются: $f=\delta$ и $f=\delta^3$. Кривая III дает значения коэф-та потерь. Она построена для графиков нагрузки по мощности на основании анализа ряда конкретных графиков. Кривая IV построена по кривой Кригера и Джестина, согласно зависимости (204). Наконец кривая V представляет собою зависимость, предложенную Ветчем и Фризеном специально для расчетов по деривации гидроэлектрических установок. Она построена по уравнению:

$$f = f_{\text{л.п.}}^{1.5} \cdot c; \quad (207)$$

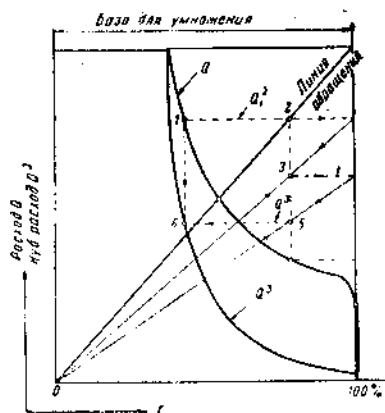
здесь: $f_{\text{л.п.}}$ — коэф-т потерь для линий передач при определенном значении коэф-та нагрузки по кривой;



Фиг. 143. Значение коэф-та c для расчета деривации (Кригер и Джестин).



Фиг. 144. Зависимость коэф-та потерь f от коэф-та нагрузки δ .



Фиг. 145. Графическое построение кривой $Q^3 = f(t)$ по кривой продолжительности.

с — соответственный коэф-т по кривой Кригера и Джестина.

Эта зависимость интересна тем, что она представляет собою попытку связать показатели графика нагрузки по мощности с графиком нагрузки по расходу.

(Ветч и Фризен)

Таблица 52

Коэф-т нагрузки δ	Коэф-т потерь f			
	Линии передачи		Деривация	
	по графику	по кривой III	по графику	по кривой V
0.321	0.144	0.166	0.082	0.067
0.550	0.337	0.373	0.225	0.228
0.795	0.655	0.677	0.561	0.563

Для конкретного графика Алабамской системы авторами были получены результаты, приведенные в табл. 52.

Надо все же отметить большую условность этого приема, так как при одном и том же значении коэф-та нагрузки график может иметь различную конфигурацию и, следовательно, разные значения s .

Поэтому для случаев, когда с достаточной определенностью может быть

задана кривая изменения расходов $Q = f(t)$, по ней строится кривая продолжительности и, возведя каждую ординату в куб, строится кривая $Q^3 = f(t)$, средняя ордината которой и есть искомое значение $Q_{\text{ср}}$. На фиг. 145 показано такое построение кривой $Q^3 = f(t)$, выполняемое графически двумя последовательными умножениями.

46. Специальные случаи расчета деривации

В Америке, для определения экономических значений параметров сооружений, получил широкое распространение так называемый slope tangent method — метод наклона касательной.

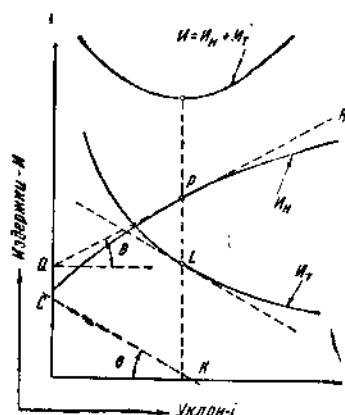
Этот прием заключается в следующем (фиг. 146).
Взамен изучения кривой суммарных издержек:

$$I_t = I_n + I_r = F(i),$$

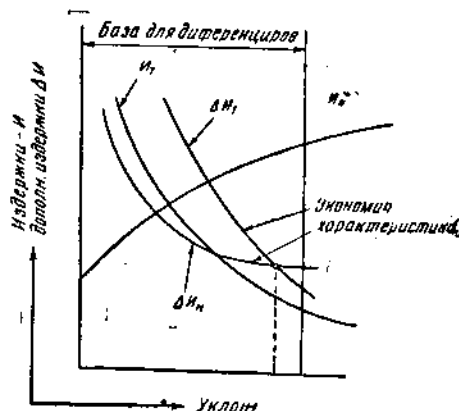
где: I_n — издержки по насосной,
 I_r — издержки по тоннелю,
 i — уклон тоннеля,

на кривой $I_t = f(i)$ определяется такая точка L , для которой наклон касательной численно равен наклону касательной к точке P кривой $I_n = f(i)$, лежащей на той же вертикали.

Это достигается такой последовательностью построения: для какой-либо точки P кривой $I_n = f(i)$ проводится касательная QR и линия $СК$, имеющая



Фиг. 146. Определение экономического уклона методом slope tangent method (Хиндс).



Фиг. 147. Определение экономического уклона методом экономических характеристик.

тот же наклон к горизонтальной оси, но направленная обратно. Если, проводя касательную к кривой $I_t = f(i)$ параллельно линии $СК$, мы попадаем в точку L , лежащую на одной вертикали с точкой P , то задача решена. При отсутствии совпадения надо выбрать новое значение для точки P и все построение повторить снова.

Этот метод представляет не что иное, как графическое решение уравнения: $\frac{dI_n}{di} = \frac{dI_r}{di}$, которое соответствует условию: $I = I_n + I_r = \min$, т. е. задача сводится к определению уклона, при котором дополнительные издержки равны: $\Delta I_n = \Delta I_r$. Исходя из этого, вместо предлагаемого Хиндсом (Hinds) [254] приведенного метода, основанного на подборе, могут быть графически построены дифференциальные кривые (по нашей терминологии — экономические характеристики), пересечение которых сразу определяет величину экономического уклона. Подобное решение показано на фиг. 147.

Интересно и рационально применение метода „slope tangent method“ в более сложных случаях.

На фиг. 148 показан пример сложного комбинированного водовода: участок BC — канал, CD — тоннель, DE — лоток, EF — тоннель, далее канал с сифоном. Приемник находится у плотины, в конце деривации (k) расположена ГЭС.

Из рассмотрения схемы Хиндс принимает, что отметка пункта F определяет потерями на участке BF высоту плотины (H). Участок должен быть рассчитан по энергетическим соображениям, т. е. для участка BE расчетное условие будет:

$$I_n + I_d = mH,$$

где: I_n — издержки по плотине,

I_d — издержки по деривации на участке;

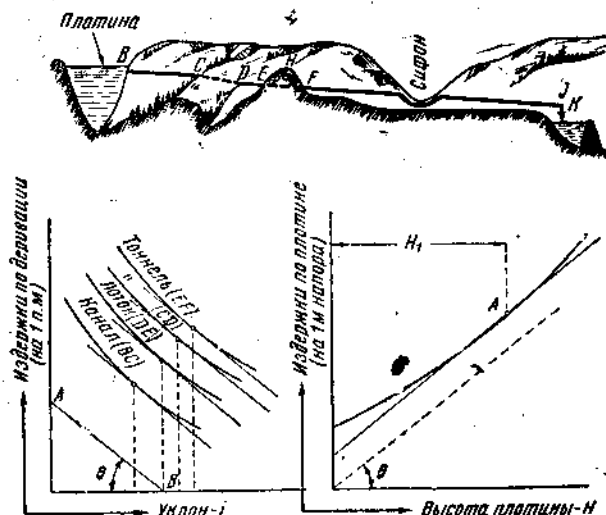
для участка же FK имеем:

$$I_s + I_d = mH,$$

где: I_s — стоимость потерянной энергии,

I_d — издержки по деривации на участке.

Для части деривации BF Хиндс рекомендует следующую последовательность расчета.



Фиг. 148. Определение экономического уклона для комбинированной деривации по способу slope tangent method (Хиндс).

Строится кривая издержек по плотине, отнесенная к одному метру напора (фиг. 148), и для какой-либо высоты плотины H_1 (точка A) определяется наклон касательной (ΔI_n), т. е. угол θ .

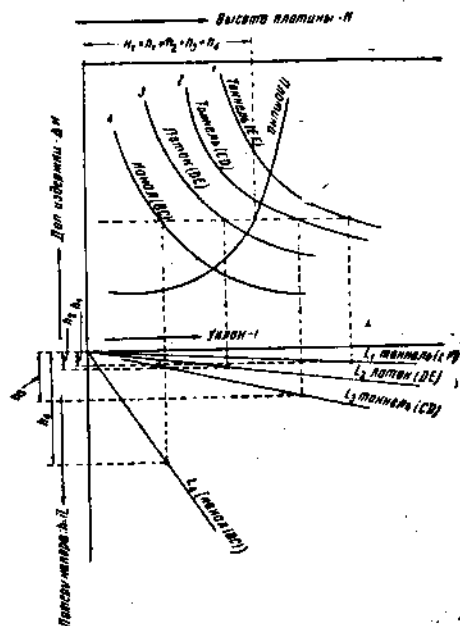
Построив кривые издержек (отнесенные к погонному метру длины) по всем участкам деривации в функции от уклона, ранее описанным приемом — проведением касательных под углом θ , находят значения экономических уклонов: i_1, i_2, i_3, i_4 .

Вычисляя по ним суммарную потерю напора $\sum h_2 = i_1 L_1' + i_2 L_2 + i_3 L_3 + i_4 L_4$ и прибавив этот напор к отметке точки F , получаем отметку гребня плотины.

Если она совпала с принятой H_1 , то расчет правилен; в противном случае надо задаться другими значениями высоты плотины и повторять сначала весь расчет.

Этими приемами Хиндсом был рассчитан комбинированный водовод из р. Колорадо (Colorado River Aqueduct).

При помощи экономических характеристик можно этот расчет упростить. На фиг. 149, в верхнем квадранте, нанесены экономические характеристики для всех типов деривации в функции от уклона и экономическая характеристика плотины в функции от высоты плотины (над точкой F).



Фиг. 149. Определение экономического уклона для комбинированной деривации методом экономических характеристик.

Пользуясь этими кривыми для любого значения высоты плотины H_1 , графически, из условия $\Delta H_{\text{пл}} = \Delta H_1 = \Delta H_2 = \Delta H_3 = \Delta H_4$, получаются соответствующие значения уклонов.

Поскольку длины отдельных участков деривации постоянны, построив в нижнем квадранте лучи умножения (L_1, L_2 и т. д.), можно получить потери напора для отдельных участков деривации: $h_{r1} = i_1 L_1$, $h_{r2} = i_2 L_2$ и т. д.; их геометрическая сумма сравнивается с принятой высотой плотины H_1 , и расчет повторяется до полного совпадения: $H = \sum h_{r1}$.

Для напорных трубопроводов может быть применен тот же метод. Хиндс предлагает [255] комплексный график для расчетов, подобно изображенному на фиг. 150. Здесь, помимо масштаба уклонов (внизу), нанесены размеры диаметра (вверху). Кривые издержек даны семействами для разных напоров (H) разных толщин стенок (δ). Расчет на таком поле очень удобен.

47. Точность технико-экономических расчетов деривации

Возможная точность расчетов определяется в данном случае двумя группами факторов. Одна группа связана с точностью исходных данных.

В части метода расчета основные условности лежат в статическом обосновании расчета, особенно для тоннелей. Сюда относятся определение расчетного значения напора с учетом гидравлического удара, пользование при больших напорах цилиндрической формулой для расчета трубопроводов и т. д.

Расчет потерь по длине различными авторами применяется по Вейсбаху [242], Дарси [256], Форхгеймеру [260], Скобею [268], Маннингу [249], Вильям Хазену [241] и др. Если учесть разноречивость в учете местных потерь, то расхождения в 10% и более неизбежны.

Для безнапорных водоводов (каналов, тоннелей, акведуков и пр.) равномерное движение имеет место только для расчетной глубины; при всяком другом режиме потери напора должны быть подсчитаны уже по формулам неравномерного движения. Именно исходя из невозможности уточнить расчет каналов, Бахметев [211] предложил вести расчет по максимальному расходу, считая движение равномерным.

В отношении исходных данных к расчету необходимо особо отметить условность такого коэф-та, как к.п.д. установки η и экономических показателей $K, И$.

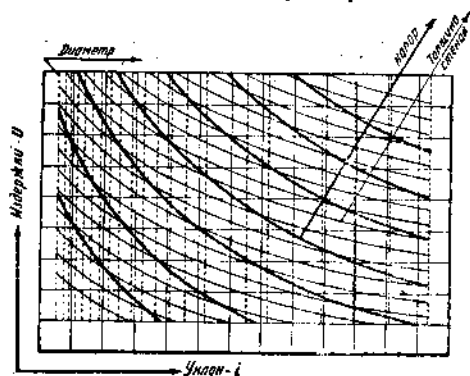
Выбор расчетного значения коэф-та шероховатости n должен быть произведен с запасом, поскольку в процессе эксплуатации он увеличивается.

В отдельных наблюдаемых случаях это увеличение доходило до 10—20% в год.

Особо условен расчетный — эквивалентный расход — $Q_{\text{экв}}$. Даже если пользоваться коэф-тами s или f и получать его из перестроенного графика, то все же остается необходимость задаться режимом работы ГЭС.

Прогноз режима ГЭС, меняющийся как по гидрологическим причинам, так и по энергетическим (изменения характера использования ГЭС в системе), делает исходный материал весьма условным.

Ко всем без исключения компонентам расчетных формул могут быть отнесены подобные рассуждения, и единственным умеряющим моментом является



Фиг. 150. График для расчета напорных трубопроводов (Хиндс).

са сама структура расчетных формул (191) и (199), где все данные входят в коэф-т при параметре в степени 7.4 (для r) либо 3.7 (для ω).

Детальный анализ примеров определения диаметра напорного трубопровода по развернутым формулам привел Сантоса (Santos) [268] к выводу, что точность подсчета диаметра не может быть более 5—7%. Отсюда Сантосом был сделан правильный вывод, что на математический расчет надо смотреть только как на вспомогательный прием, отнюдь не претендующий на окончательное разрешение вопроса.

Пользуясь выражениями (191) и (199), можно проследить влияние колебаний значений $s_c^3 = \text{const}$ на рассчитываемый параметр r и ω . Придавая значение от 0.01 до 0.05 рбл/квтч, получаем таблицу 53.

s_c^3 рбл/квтч	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05
$a = \sqrt[7.4]{s_c^3}$ для трубопроводов и тоннелей	0.534	0.586	0.620	0.644	0.666
$b = \sqrt[3.7]{s_c^3}$ для каналов	0.285	0.343	0.384	0.418	0.441

Для того чтобы проследить *относительное* влияние величины s_c^3 , т. е. влияние отклонения от принятого расчетного значения s_c^3 , принимаем последовательно различные значения s_c^3 и соответствующей ей величины a или b за 100% и проводим расчет.

На фиг. 151 и 152, где представлены данные табл. 54 в графическом виде, из кривых видно, что в пределах колебаний $\pm 50\%$ s_c^3 величина a изменяется от +5 до 10%, а величина b от +12 до -18%.

Это также является дополнительным доказательством того, что точность расчета не может быть более, чем 5—10%.

48. Пример расчета деривации

Определение диаметра напорного тоннеля Ульяновской ГЭС (по данным проекта 1935 г.). Этот пример развернут только для иллюстрации методов экономического анализа. Практически весь расчет сводится к простой операции по универсальной кривой фиг. 140.

Данные к расчету:

Средний расчетный напор	$H_p = 21.4$ м
Средний расчетный расход	$Q_{\text{экс}} = 11.4$ м ³ /сек
Длина тоннеля	$L = 1615$ м
Выработка brutto	$\mathcal{E}_{\text{бр}} = 135 \cdot 10^6$ квтч
Издержки	$P_x = 0.025$

Расчет потерь по Форхгеймеру при коэф-те шероховатости $n = 0.014$. В табл. 55 сведены расчетные данные различных значений диаметров тоннеля — от 1.50 до 3.25 м.

На фиг. 153 показаны кривые экономии в издержках: $dI = I_c^* - I$, в руб. и процентах (от $dI_{\text{мк}} = 100\%$) при трех значениях себестоимости энергии, заменяющей ГЭС: $s_c^3 = 2, 3$ и 4 коп/квтч.

Так же построены кривые изменения показателя удельной экономичности дополнительных капиталовложений: $\varepsilon = \frac{dI}{dk}$ в процентах.

Особо показана кривая капиталовложений в ГЭС.

Даже в пределах зоны $\pm 2\%$ от значения максимальной экономии в издержках значение показателя ε колеблется от 28—11% до 0%, что указывает на условность этого показателя и необходимость при расчете исходить из всего

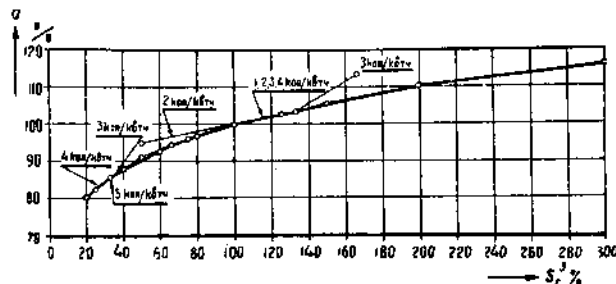
комплекса соображений, в первую очередь связанных с возможной точностью расчета.

На фиг. 154 приведена энергоэкономическая характеристика тоннеля, где показано определение расчетного диаметра при $s_c^3 = 2, 3$ и 4 коп/квтч.

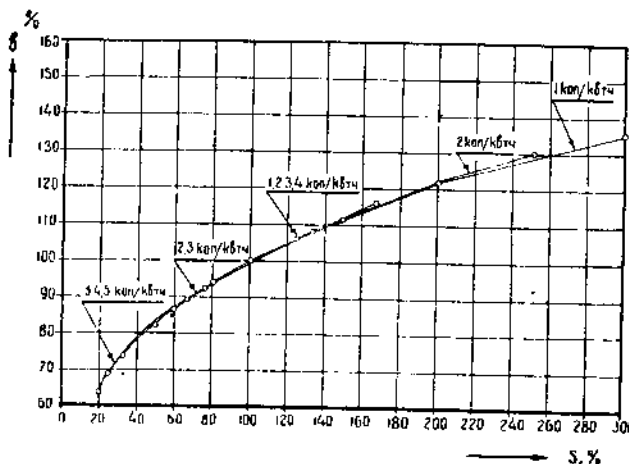
По самому характеру экономической характеристики видно, что она, примерно с отдачи порядка $130 \cdot 10^6$ квтч, чему соответствует диаметр тоннеля 2.25 м, резко поднимается вверх. Это значение должно быть проверено на величине экономии в издержках. Из табл. 55 или фиг. 152 видно, что экономия в процентах от максимально возможной составляет при $s_c^3 = 2, 3$ и 4 коп/квтч: 98.5, 98.5 и 98.4%, т. е. отклоняется менее 2%, и, таким образом, это значение диаметра может быть принято за расчетное.

Итак расчет сводится к составлению экономических характеристик сооружений ГЭС. На фиг. 155 представлены такие экономические характеристики для напорного тоннеля и трубопровода $\{\Delta s_r = L_b(D)\}$ и для деривационного канала $\{\Delta s_r = L_b(i)\}$, построенные по проектным данным.

Логарифмическая анаморфоза этих характеристик, как видно из фиг. 155, достаточно точно выражается прямой линией, причем для напорной и безнапорной деривации линии параллельны, что подтверждает наши предположения по универсальной экономической характеристике (§ 44).



Фиг. 151. Сопоставление экономических сечений напорной деривации при разных значениях s_c^3



Фиг. 152. Сопоставление экономических сечений безнапорной деривации при разных значениях s_c^3

Таблица 54

s_c^3	рбл/квтч	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05
0.01	s_c^3 %	100	200	300	400	500
	a	100	110	116	121	125
	b	100	121	135	147	155
0.02	s_c^3	50	100	150	200	250
	a	95	100	106	110	114
	b	83	100	112	122	129
0.03	s_c^3	33	66	100	133	166
	a	86	95	100	104	108
	b	74.3	89.5	100	100	115
0.04	s_c^3	25	50	75	100	125
	a	83	91	97	100	104
	b	68	86	92	100	105
0.05	s_c^3	20	40	60	80	100
	a	80	88	93	97	100
	b	65	78	87	96	100

Экономический расчет тоннеля

Таблица 55

Диаметр D м		1.50	1.75	2.00	2.25	2.50	2.75	3.00	3.25
Полные капиталовложения в ГЭЦ K_r 10 ⁶ рубл.		55.7	56.1	56.6	57.1	57.7	58.4	59.1	60.0
dK_r 10 ⁶ рубл.		0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.9	
Издержки по ГЭЦ I_r 10 ⁶ рубл.		1.39	1.40	1.42	1.43	1.44	1.46	1.48	1.50
Выработка нетто $\mathcal{E}_r$ 10 ⁶ квтч		95.7	117.7	126.4	130.3	132.1	133.2	133.7	134.0
$\mathcal{E}_c^3 = 2$ коп/квтч	I_c^3 10 ⁶ рубл.	1.91	2.35	2.53	2.61	2.64	2.66	2.67	2.68
	$I_c^3 - I_r$ 10 ⁶ рубл.	0.52	0.95	1.11	1.18	1.20	1.20	1.19	1.18
	$I_c^3 - I_r$ %	43	79	92.5	98.5	100	100	99.3	98.5
	dI 10 ⁶ рубл.	0.43	0.16	0.07	0.02	0.01	0.01	0.01	
	α %	107.5	32	14	3.4	1.4	1.4	1.1	
$\mathcal{E}_c^3 = 3$ коп/квтч	I_c^3 10 ⁶ рубл.	2.86	3.52	3.79	3.91	3.96	3.98	4.00	1.02
	$I_c^3 - I_r$ 10 ⁶ рубл.	1.47	2.12	2.37	2.43	2.52	2.52	2.52	2.52
	$I_c^3 - I_r$ %	58.3	84.0	94.0	98.5	100	100	100	100
	dI 10 ⁶ рубл.	0.65	0.25	0.11	0.04	0	0	0	
	α %	163.5	50	22	6.8	0	0	0	
$\mathcal{E}_c^3 = 4$ коп/квтч	I_c^3 10 ⁶ рубл.	3.82	4.70	5.06	5.22	5.28	5.32	5.34	5.36
	$I_c^3 - I_r$ 10 ⁶ рубл.	2.43	3.30	3.64	3.79	3.84	3.96	3.86	3.86
	$I_c^3 - I_r$ %	63	85.5	94.4	98.4	99.5	100	100	100
	dI 10 ⁶ рубл.	0.87	0.34	0.15	0.05	0.02	0	0	
	α %	217	68	30	8.4	2.9	0	0	

Экономическая характеристика

 ΔI_r 10⁶ рубл. 0.02 0.02 0.01 0.01 0.02 0.02 0.02 $\Delta \mathcal{E}_r$ 10⁶ квтч 22.0 8.7 3.9 1.8 1.12 0.5 0.3 $\Delta \mathcal{E}$ коп/квтч 0.05 0.23 0.26 0.56 1.81 4.00 6.70

49. Определение оптимальной высоты плотины

Для случая, когда высота плотины определяет собой напор ГЭС, а отсюда выработку, расчет сводится к построению соответствующей энергоэкономической характеристики. Особенностью этого вида расчетов является усложнение построения зависимостей: $K = f(H_{пл})$ и $\Delta = \varphi(H_{пл})$, где $H_{пл}$ — высота плотины.

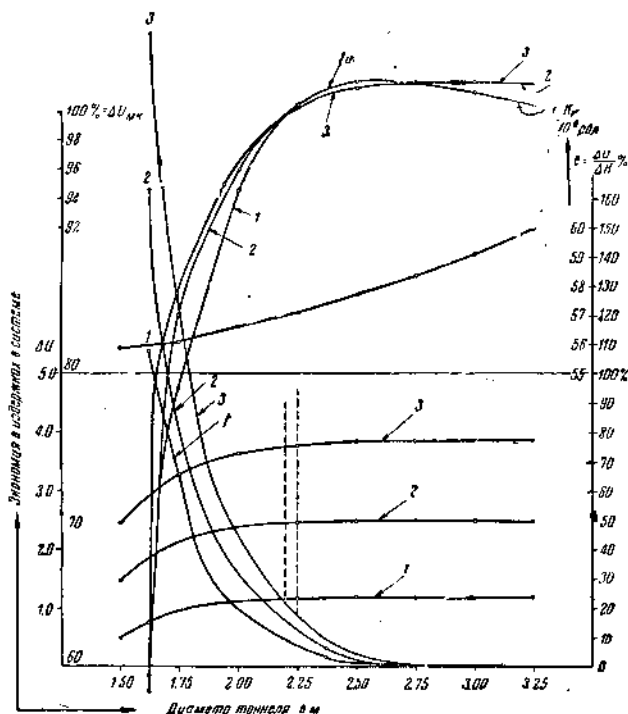
Увеличение высоты плотины может увеличивать отдачу, с одной стороны, непосредственным повышением напора, с другой стороны, возрастанием полезного объема водохранилища.

В случае каскадной схемы все это отражается на нижележащих установках и должно быть учтено.

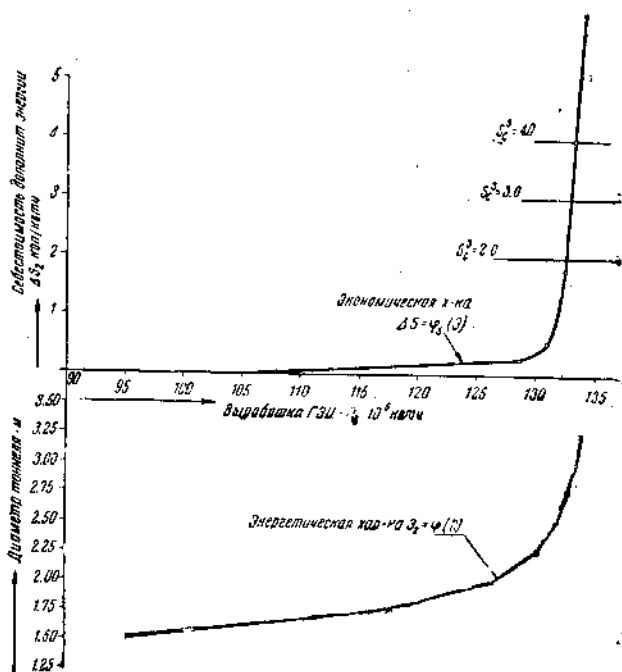
Возрастание объема водохранилища может изменить самый характер регулирования, например, вместо сезонного обеспечить годовое и т. п., что определяет новое качество вырабатываемой энергии. Последнее должно быть отражено при определении себестоимости заменяющей ЭЦ.

При определении зависимости капиталовложений от высоты плотины, необходимо учесть также дополнительные капиталовложения на расширение, вследствие увеличения мощности ГЭС, остальных сооружений и оборудования.

Специальным вопросом является учет убытков от затоплений и под-



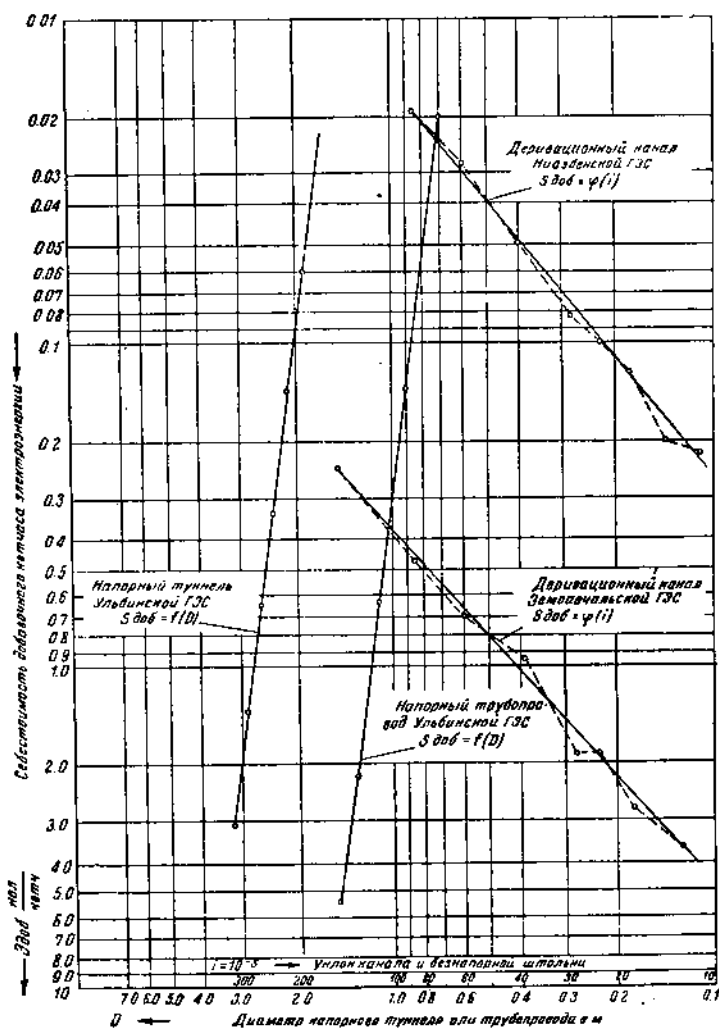
Фиг. 153. Техничко-экономический расчет напорного тоннеля (Ульбинская ГЭС).



Фиг. 154. Энергоэкономическая характеристика напорного тоннеля (Ульбинская ГЭС).

Экономический расчет по

Вариант	Высота плотины $H_{пл}$ м	Сток		Выработка $\mathcal{E}$ 10^9 квтч	$\Delta \mathcal{E}$ 10^6 квтч	Капиталовложения			ΔK 10^6 рбл.
		потери $км^3$	полезный $км^3$			в плотину 10^6 рбл.	в оборудование 10^6 рбл.	суммарные 10^6 рбл.	
1	43	2.08	12.27	1.07		89	71	160	33
2	48	2.62	11.73	1.16	90	116	77	193	10
3	53	3.07	11.28	1.25	90	121	82	203	17
4	58	3.80	10.55	1.29	40	135	85	220	18
5	63	4.35	10.00	1.39	40	150	88	238	



Фиг. 155. Экономические характеристики для деривационных сооружений.

определению высоты плотины

Таблица 56

Издержки			Себестоимость энергии		H_c^3	ΔH_c^3	dH	$\varepsilon = \frac{dH}{dK}$	$H_c^3 - H_c$	
P %	H_c 10 ⁶ рбл.	ΔH	Средняя S коп/ квтч	Дополнительная ΔS коп/ квтч	10 ⁶ рбл.	10 ⁶ рбл.	10 ⁶ рбл.	%	10 ⁶ рбл.	%
4.14	6.60	0.55	0.618	0.619	16.05	1.35	0.80	2.42	9.45	81.0
3.72	7.15	0.50	0.615	0.555	17.40	1.35	0.85	8.50	10.25	92.0
3.76	7.65	0.45	0.611	1.125	18.75	0.60	0.15	0.09	11.10	98.6
3.70	8.10	0.70	0.628	1.75	19.35	0.60	0.10		11.25	100
3.72	8.80		0.662		19.95				11.10	98.6

топлений, что может вообще исключить обычный метод технико-экономического расчета.

Известное условие $\Delta s_r = \Delta s_c^*$ определяет зону оптимальных высот плотины. Кривая зависимости показателя удельной экономичности дополнительных капиталовложений от высоты плотин является дополнительным критерием, позволяющим уточнить в отдельных случаях границы этой зоны.

Значительно усложняется вопрос в тех случаях, когда сооружение носит комплексный характер. В этом случае руководящим принципом служит рассмотрение суммарных издержек во всех, связанных с этим сооружением, областях водного хозяйства.

Рассмотрим пример определения высоты плотины для Копчагайской установки на р. Или [222] по проекту Водоканалпроекта (1933 г.).

В основу расчета положены следующие данные: установка приплотинная, вода после турбин поступает в ирригационные каналы. Начиная с высоты плотины свыше 40 м имеет место многолетнее регулирование, почему дальнейшее повышение высоты плотины хотя и увеличивает полезный напор, но, повышая в то же время зеркало водохранилища, уменьшает полезно используемый сток вследствие увеличения потерь на испарение.

В табл. 56, в графах 1—4 приведены соответствующие данные для пяти вариантов высот плотин. Капиталовложения в плотину определены по проекту. Вложения, зависящие от мощности, были приняты 385 рбл/квт. Установленная мощность для расчета принимается:

$$N_{yc} = 1.5N_{cp} = 1.5 \cdot \frac{9}{8760}.$$

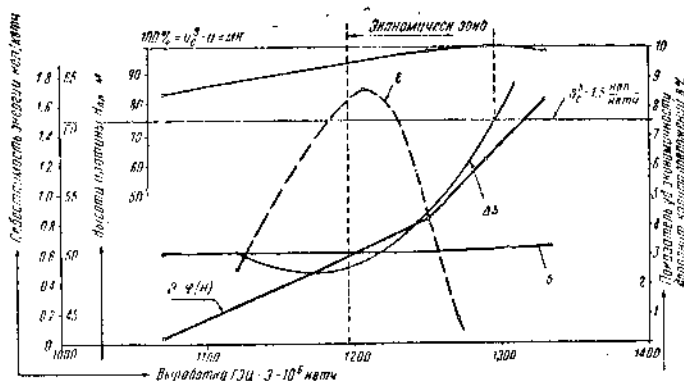
Издержки определялись по формуле: $H = pK$, где

$$p = 0.022 + 0.044 \left(\frac{K_{0.05}}{K} \right).$$

Так как качество энергии, в виду наличия многолетнего регулирования, неизменно для всех рассматриваемых вариантов, то себестоимость энергии заменяющей ЭЦ можно было принять постоянной: $s_c^* = 1.5 \text{ коп/квтч} = \text{const}$.

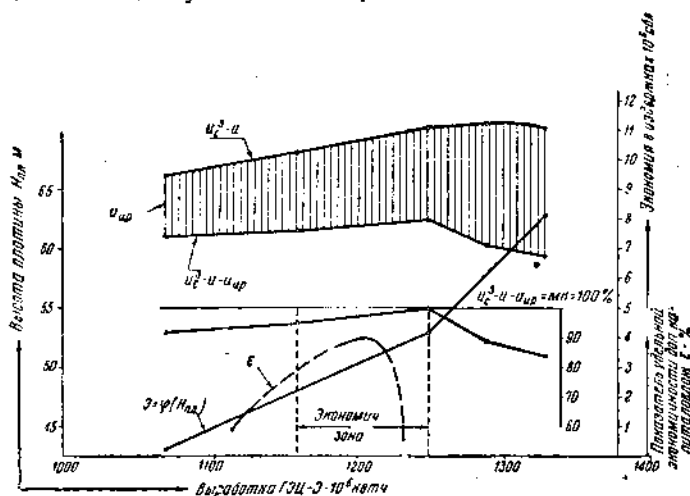
В табл. 56, приведены соответствующие подсчеты, а на фиг. 156 в графическом виде расчет. Из табл. 56 и фиг. 156 видно, что наибольшая экономия в издержках системы достигается, когда: $\Delta s_r = \Delta s_c^*$, т. е. при высоте плотины порядка 57 м; зона точности расчета $\pm 5\%$ от максимальной экономии в издержках определяет расчетные границы: 50—60 м.

В этой зоне показатель удельной экономичности капитальных вложений изменяется в пределах от 8,5 до 0,0%. Таким образом по всем данным оптимальная высота плотины будет близка к 50 м, если исходить только из энергетических условий расчета.



Фиг. 156. Энергоэкономическая характеристика для определения высоты плотины (Копчагайская ГЭС на р. Или).

По данным проекта, при отсутствии регулирования стока, т. е. без сооружения Копчагайской плотины, возможная площадь орошения составляет 200—210 тыс. га. Полное зарегулирование стока позволяет дополнительно оросить около 180—225 тыс. га, но с того момента, когда высоту плотины начинают повышать для увеличения выработки ГЭС, безвозвратные потери



Фиг. 157. Технико-экономический расчет по определению высоты плотины (Копчагайская ГЭС на р. Или).

стока при испарении из водохранилища уменьшают оросительную способность комплекса.

Специальными подсчетами было установлено, что на один га, с учетом к.п.д. ирригационной системы, требуется до 7400 м³ воды в год. Предварительная же калькуляция, исходявшая из эффективности орошаемого хозяйства, определила условно допустимую себестоимость одного куб. метра воды франко поле в $30 \cdot 10^{-4}$ руб./м³. Безусловно, эта величина не может быть постоянной: с увеличением орошаемости площадей захватываются все более неудобные

и отдаленные территории; отсюда удорожание эксплуатации и, очевидно, при том же продуктовом балансе уменьшение допустимой стоимости воды. Для учета этого явления в запас расчета, на основании ряда соображений, в проекте была принята себестоимость одного куб. метра воды в $10 \cdot 10^{-4}$ руб/м³.

Таким образом, с одной стороны, рентабельность комплекса в части энергетики с повышением высоты плотины возрастает на величину: $(I_c^3 - I_r)$, с другой стороны, уменьшается в связи с потерями стока. В табл. 57 приводятся соответствующие данные расчетов. На фиг. 157 показан экономический расчет для этого случая. Видно, что учет второго компонента водохозяйственного комплекса в данном случае вызывает снижение оптимального значения высоты плотины.

Таблица 57

Экономический расчет по определению высоты плотины

Вариант	Высота плотины $H_{пл}$ м	Экономия в издержках по энергетике $I_c^3 - I_r$ 10 ⁶ руб.	Потери в издержках по ирригации $I_{ир}$ 10 ⁶ руб.	Полная экономия $I_c^3 - I_r - I_{ир}$		ΔI 10 ⁶ руб.	Показатель удельной экономичности дополнительных капиталовложений €/%
				10 ⁶ руб.	%		
1	43	9.45	2.08	7.37	92	0.26	0.80
2	48	10.25	2.62	7.63	95	0.40	4.00
3	53	11.10	3.07	8.03	100	—	—
4	58	11.25	3.80	7.15	89	—	—
5	63	11.10	4.35	6.75	81	—	—

Если бы регулирование не было многолетним, то с увеличением высоты плотины экономические показатели ирригации также улучшались бы и оптимальная высота, выбранная при учете экономии обоих компонентов, была бы выше, чем обоснованная только по энергетике.

50. Основы расчета для случая отсутствия связи величины параметра с выработкой ГЭС

При расчетах, относимых к этой группе, очевидно, капиталовложения можно представить состоящими из независимых от рассчитываемого параметра (K_0) и зависящих (K_x),

$$\text{т. е. } K = K_0 + K_x.$$

В расчете может быть принято: $K_0 = \text{const}$, а $K_x = f_1(x)$.

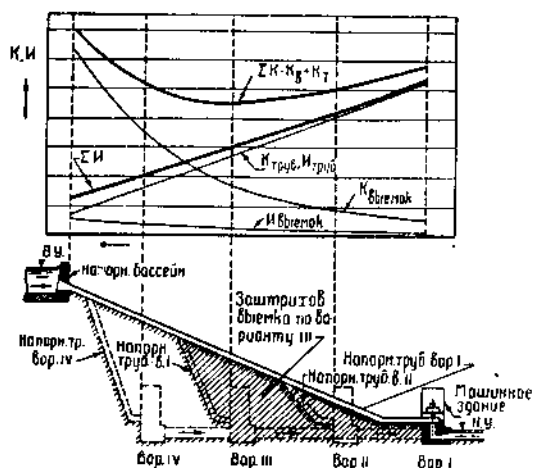
Годовые издержки также записываются:

$$I = I_0 + I_x = p_0 K_0 + p_x K_x.$$

В общем случае: $p_0 \neq p_x$, из-за отличия структуры капиталовложений. В данном случае параметр x может и не быть непрерывно изменяющейся величиной (сечение, уклон и пр.), а может просто характеризовать вариант (например, деревянный или металлический трубопровод и т. п.), тогда и величина K будет изменяться с вариантом.

Поскольку предполагается, что выработка ГЭС связана с величиной параметра, т. е. $\mathcal{E}_r = \text{const}$, проблема возникает лишь в том случае, если увеличение капиталовложений вызывает уменьшение издержек. В противном случае вариант с минимальными вложениями является оптимальным,

Одно сопоставление капиталовложений и издержек, как было отмечено ранее, не всегда достаточно, поскольку не все особенности рассматриваемых вариантов могут быть приведены к количественному выражению. Так, эксплуатационные качества того или иного типа сооружений, степень надежности и т. п. не могут быть отражены полностью в технико-экономических показателях.



Фиг. 158. Определение наивыгоднейшей глубины врезки машинного здания в береговой откос (Губин).

На фиг. 158 показано сопоставление вариантов врезки машинного здания ГЭЦ и отводящего канала в береговой откос. Если исходить из минимума вложений, то оптимальным вариантом является III. Строя кривые издержек и учитывая, что амортизационные нормы для грунтовых выемок и для металлического трубопровода значительно отличаются (для примера 0.25 и 2.20%), можно легко убедиться, что оптимальный вариант по минимуму издержек будет увеличивать врезку и уменьшать длину трубопровода. Помимо специального анализа структуры капиталовложений, с учетом, скажем, дефицитности металла и

условий механизации работ по выемке, для анализа может быть привлечен показатель ϵ , а также определение расчетной зоны по описанному ранее методу.

Аналогичная проблема возникает при сопоставлении вариантов каких-либо конструкций, например, плотин, дериваций, затворов и т. д. В этом случае отход от условия, соответствующего минимуму издержек, должен каждый раз специально обосновываться.

ССЫЛКИ И ИСТОЧНИКИ

- Примечания. 1. Ссылки и источники разбиты по главам, почему некоторые работы повторяются.
2. Особые вопросы выделены дополнительно по параграфам глав.

К ГЛАВЕ I. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

1. Бернадский, Н. М. Речная гидравлика, ее теория и методология, т. I. Общие формы речного течения. М.—Л., Энергоиздат, 1933.
2. Веденеев, Б. Е. Гидроэлектрические силовые установки (литография), Л., КУБУЧ, 1927.
3. Горбунов, Г. Г. Графики электрической нагрузки. Л., КУБУЧ, 1927.
4. Дарманчев, А. К. Показатели и графики нагрузки энергетических систем. М.—Л., ОНТИ, 1935.
5. Дунаевский, Н. И., Немировский, В. А. Характеристика энергосистем и уязвка с ними характеристик гидроэлектростанций (рукопись). М., Энергетический ин-т АН СССР, 1937.
6. Егиазаров, И. В. Гидроэлектрические силовые установки, ч. I. Основы использования водяной энергии. М.—Л., Энергоиздат, 3 изд., 1934.
7. Золотарев, Т. Л. Гидроэлектрическая станция в энергетической системе (рукопись). М., Московский энергетический ин-т, 1933.
8. Золотарев, Т. Л. Интегральная кривая энергии. „Электричество“, 1935, № 3, стр. 49—53.
9. Золотарев, Т. Л. Техно-экономические расчеты по энергетике (номограммы). М.—Л., ОНТИ, 1936.
10. Кригер, В., Джестин, Дж. Гидроэлектрический справочник, пер. с англ., т. I. М.—Л., ОНТИ, 1934.
11. Мостков, М. А. Основы расчета гидросиловых установок (литография), ч. I. Тифлис, Закавказский индустриальный ин-т, 1934.
12. Ржаницын, Н. А. Речная гидравлика, ч. I. Расчет руслового стока. М.—Л., Энергоиздат, 1934.
13. Самородов, Г. Г. Автоматические гидросиловые установки. „Известия Научно-исслед. ин-та гидротехники“, 1931, № 3, стр. 73—160.
14. Сейфулла, Д. О. Диспетчерские и эксплуатационные характеристики гидроэлектростанций (рукопись). М., Энергетический ин-т АН СССР, 1936.
15. Омодео, А. Водные ресурсы Закавказья и их использование, пер. с итальян. М., ОНТИ, 1936.
16. Bodenschner, E., Gabler, R. Die Pumpspeicherung im Rahmen einer grossstädtischen Elektrizitätsversorgung. Zweite Weltkraftkonferenz (Berlin 1930). Gesamtbericht, Bd. XI, S. 162—185.
17. Comitato Nazionale Italiano. In Italien angewandte Methoden zur Bewertung der Wasserkraft. Zweite Weltkraftkonferenz (Berlin 1930). Gesamtbericht, Bd. IX, S. 3—17.
18. Coutagne, A. Considération sur les éléments caractéristiques du régime d'un cours d'eau. R. G. E., 1920, 28, VIII, p. 265—278.
19. Fantoli, E. I cicli delle portate naturali dell'Adda Alpina. Annali dei Lavori Pubblici 1926, XI; 1927, XX.
20. Foster, H. A. Duration curves. Proc. A. S. C. E., 1933, X. Disc. 1933, XII; 1934, I, IV, V.
21. Gherardelli, L. Su di un procedimento statistico applicabile a determinazioni idrologiche. Annali dei Lavori Pubblici 1925, V, p. 422—32.
22. Gherardelli, L. Criteri per la regolazione parziale dei bacini imbiferi. Annali dei Lavori Pubblici 1929, VII, p. 553—66.
23. Gibrat, R. Aménagement hydroélectrique des cours d'eau. Statistique mathématique et calcul des probabilités. R. G. E., 1932, 15, X, p. 499—501; 22, X, p. 505—32.

24. Grabscheid, I. Analytische Ermittlung des wirtschaftlichsten Ausbaues einer Wasserkraft. E. u. M., 1931, № 4, S. 68—70.
25. Hruschka, A. Teilhöchstleistung und Energierückhalt in parallellaufenden Bahnkraftwerken. E. u. M., 1933, № 22, S. 309—13.
26. Iwakichi Hirose. Parallel operation of hydraulic and steam power in central Japan. W. P. C. (Tokyo 1929). Trans. v. 2, p. 682—725.
27. Ludin, A. Bedarf und Dargebot. Berlin, Springer, 1932.
28. Ludin, A. Systematische Auswertung von Belastungsgebirgen, ETZ, 1931, № 28, S. 893.
29. Ludin, A. Wasserkraftanlagen, Bd. III (Handbibliothek für Bauingenieure Wasserbau). Berlin, Springer, 1934.
30. Marchi de G. Preliminare Saame comparative condizioni idrologiche delle varie delle regioni italiane. Memoria e studi idrografici de S. I. Relazione del Servizio Idrografico Centrale, v. I, III.
31. Norberg-Schulz. Der Belastungsfaktor elektrischer Beleuchtungszentralen. ETZ, 1905, № 40, S. 919—22.
32. Norberg-Schulz. Der Belastungsfaktor elektrischer Kraftverteilungsanlagen. ETZ, 1906, № 37, S. 849—52.
33. Norberg-Schulz. Die Stromlieferungskurven der Elektrizitätswerke. ETZ, 1926, № 1, S. 11—4.
34. Norberg-Schulz. Die Konkurrenzfähigkeit von Wasserkraft- und Wärmekraftanlagen. ETZ, 1928, № 5, S. 573—4.
35. Rossander, A. Die Anwendung von symbolischen Belastungskurven für Elektrizitätswerke. ETZ, 1913, № 8, S. 489—92.
36. Smolinski, H. Benutzungsstunden und Wirtschaftlichkeit von Kraftübertragungsleitungen. ETZ, 1928, № 3, S. 81.
37. Sur l'ajustement mathématique des courbes de débit d'un cours d'eau. R. G. E. 1932, 14, V, p. 664—5.
38. Schneider, R. Elektrische Energiewirtschaft. Die Betriebswirtschaft der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Berlin, Springer, 1931.
39. Tröger, R. Electrical energy produced thermally and its joint use with hydroelectric power (Discussion). Zweite Weltkraftkonferenz, Bd. II, p. 812, Gesamtbericht. Berlin, 1930.
40. White, B. Economics of Hydroelectric Projects. Power Plant Eng., 1930, v. 34, № 16, p. 939—42.

К ГЛАВЕ II. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

41. Александров, И. Г. Классификация гидроэлектрических станций. „Фронт науки и техники“, 1932, № 11—12.
42. Айнштейн-Самойлов, Л. С., Марянов, З. С., Марутов, С. С. К вопросу о методологии исчисления капиталовложений и себестоимости энергии гидроэлектрических установок (рукопись). Л., Энергетический ин-т АН СССР, 1934.
43. Беломорско-Балтийский канал им. Сталина. Постановление СНК СССР и ЦИК СССР — Генеральный акт приемки. Беломорстрой, 1933.
44. Веденеев, Б. Е. Гидроэнергетические ресурсы СССР и их использование. „Плановое хозяйство“, 1936, № 1, стр. 47—58.
45. Грановская, М. Н. Себестоимость энергии и качество эксплуатации. Электроэнергетика СССР, т. I, гл. VI. Л., АН СССР, 1934.
46. Гришин, А. В., Дышко Е. И. К итогу и опыту гидроэлектростроительства СССР. „Гидротехнич. строит-во“, 1933, № 3—4, стр. 1—5.
47. Гришин, А. В., Дышко, Е. И. К технико-экономической характеристике современного гидроэлектростроительства СССР. „Гидротехнич. строит-во“, 1935, № 5, стр. 1—4.
48. Егизаров, И. В. Гидроэлектрические силовые установки, ч. I. Основы использования водяной энергии. М.—Л., Энергоиздат, 3 изд., 1934.
49. Золотарев, Т. Л. Зональная карта себестоимости гидроэнергии в СССР (рукопись). М., Всесоюзная плановая академия, 1933.
50. Золотарев, Т. Л. Гидроэлектрическая станция в энергетической системе (рукопись). М., Московский энергетический ин-т, 1933.
51. Золотарев, Т. Л. Анализ технико-экономических показателей проектируемых гидроэлектростанций СССР (рукопись). М., Московский энергетический ин-т, 1934.
52. Золотарев, Т. Л. Техно-экономические расчеты по энергетике (номограммы). М.—Л., ОНТИ, 1936.
53. Материалы Правительственной комиссии по приемке в эксплуатацию Днепровской гидроэлектрической станции им. Ленина (литография). М., 1935.
54. Материалы всесоюзной отраслевой конференции Главэнерго, вып. I и II. М.—Л., Энергоиздат, 1936.

55. Смирнов, И. Н. Материалы по себестоимости электроэнергий, нормам и капиталовложениям по гидростанциям (рукопись). Л., Энергетический ин-т АН СССР, 1933.
56. Сташук, И. Т. Способ определения стоимости насосных станций и гидростанций. „Гидротехнич. строит-во“, 1935, № 10, стр. 20—3.
57. Техно-экономические показатели по капитальному строительству тяжелой промышленности и энергетики. М.—Л., Главстройпром, 1935.
58. Balmer, R. Rationelle Stromerzeugung durch Wärmekraftmaschinen und Speicherplananlagen. W. P. C. S. M. (Scandinavia 1933), Trans., v. 2, p. 175—90.
59. Brock, Fr. Gesteungskosten und Verkaufspreise elektrischer Arbeit. Berlin, Springer, 1930.
60. Föhl, K. Die Wirtschaftlichkeit von Speichieranlagen. Arch. f. Wärmewirtschaft, 1935, № 5, p. 113—6.
61. Haas, R., Kromer, C. T. Die Wirtschaftlichkeit von Lauf-Wasserkraften. ETZ, 1928, № 39, p. 1429—31.
62. Hak, J. Quelques remarques sur la concurrence entre l'énergie thermique et l'énergie hydraulique et sur la fourniture de l'énergie de pointe. R. G. E., 1930, v. 28, № 14, p. 529—42.
63. Irwin, K. M., Justin, J. D. Economic balance between steam and hydro capacity. Trans. A. S. M. E., 1933, v. 55, № 3, p. 63. Power Plant Eng., 1932, № 18, p. 706—7.
64. Justin, J. D., Mervine W. G. Power supply economics. N. Y., John W. and Sons, 1934.
65. Livonius, E. M., Wolle, O. Die Wahl der nach Art und Grösse zweckmässigsten Spitzenkraftanlagen. ETZ, 1931, № 34, S. 1091—3; № 35, S. 1117—20.
66. Ludin, A. Wasserkraftanlagen. Bd. I (Handbibliothek für Bauingenieure). Berlin, Springer, 1934.
67. McCreac, W. S. Segregation of hydroelectric power costs. Trans. A. I. E. E., 1933, III, v. 52, p. 109.
68. Marzolon, Fr. Utilizzazioni di forze idrauliche impianti idroelettrici. Padova, A. Milani, 1926.
69. Marguerre, F. Wirtschaftlichkeit von Wasserkraften. ETZ, 1929, № 3, S. 90—2.
70. Mitchell, E., Gallalee, I. The economic relation between electrical energy produced hydraulically and electrical energy produced by steam.
71. Musil, L. Das Zusammenarbeiten von Dampf- und Wasserkraftwerken in grossen Versorgungsnetzen. ETZ, 1931, № 13, S. 406—9.
72. Ornig, I. Gesteigungs- und Betriebskosten von Wasserkraftanlagen. E. u. M., 1930, № 25, S. 592—600.
73. Ornig, I. Tagesfragen der österreichischen Energiewirtschaft. E. u. M., 1929, № 31, S. 653—64.
74. Reindl, C. Zum Ausbau weiterer Wasserkraften. E. u. M., 1926, № 4, S. 71.
75. Schneider, R. Elektrische Energiewirtschaft. Die Betriebswirtschaft der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Berlin, Springer, 1936.
76. Seidner, M. Energiewirtschaft. Eine Studie über kalorische und hydraulische Energieerzeugung. Wien u. Berlin, Springer, 1930.
77. Spetzler, Os. Anteil der Konstruktion und des Materials an dem wirtschaftlichen Ausbau niederer Wasserkraftgefälle. Berlin, Springer, 1931.
78. Van Heys. Bewertung von Wasserkraften. ETZ, 1929, № 17, S. 593—7.
79. Wellman, W. E. Wege zur Planung wirtschaftlicher Dampfkraftwerke. Zweite Weltkraftkonferenz (Berlin 1930). Gesamtbericht V, S. 31—50.

К ГЛАВЕ IV. РАБОТА ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

80. Болотов, В. В. Метод подсчета числа часов использования установленной мощности совместно работающих электрических станций. „Электричество“, 1926, № 10, стр. 426—9.
81. Болотов, В. В. Совместная работа ТЭЦ и ГЭЦ Волжского района. Проблемы Волго-Каспия, Труды ноябрьской сессии 1933 г., т. II, стр. 81—94. Л., АН СССР, 1934.
82. Болотов, В. В. Основы эксплуатации энергетических систем (литография). Л., Ленинград. индустриальн. ин-т, ч. 1, 1935; ч. 2, вып. I, 1936; ч. 2, вып. II, 1937.
83. Болотов, В. В. Параллельная работа электрических станций. Генеральный план электрификации СССР, т. VII, стр. 131—65. М.—Л., Союзгиз, 1932.
84. Болотов, В. В., Кукель-Краевский, С. А. Влияние гидроэлектростанций на размещение и структуру мощностей ГЭЦ в сложной системе. Электроэнергетика СССР, т. I, стр. 512—25. Л., АН СССР, 1934.
85. Болотов, В. В., Фельдман, М. П. Использование сезонной мощности и сезонной энергии гидроэлектрических станций. „Изв. Энергетического ин-та АН СССР“, Л., 1934, т. II, стр. 51—78.

86. Бологов, В. В. Характеристика мощности теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). „Изв. Энергетического ин-та АН СССР“. Л., 1934, т. II, стр. 19—49.
87. Гидроэлектропроект. Приложение к временной инструкции по разработке технико-экономической и энергетической части проектов гидроэлектрических станций на разных стадиях проектирования (литография). М., Гидроэлектропроект, 1934.
88. Закэнерго. Особенности эксплуатации закавказских гидроэлектрических станций. Материалы I Всесоюзного совещания по эксплуатации электроснабжающих систем, вып. IV, стр. 5—78. М.—Л., 1935.
89. Золотарев, Т. Л. Гидроэлектрическая станция в энергетической системе (рукопись). М., Московский энергетический ин-т, 1933.
90. Кац, З. А. Регулирование реки Днепра. „Ленінська Дніпрогес“, 1935, грудень № 4, стр. 31—45.
91. Кукель-Краевский, С. А. Плановый ремонт агрегатов электроснабжающей системы. М.—Л., Энергоиздат, 1934.
92. Кукель-Краевский, С. А. Энерго-экономический анализ технической реконструкции Большой Волги. Л., АН СССР, 1934.
93. Кукель-Краевский, С. А. Перспективы развития энергосистем в СССР. М.—Л., Гл. ред. энергетич. литературы, 1936. (Университет физико-химии и энергетич. Сер. лекций на энергетическом ф-те, вып. III).
94. Лапидский, В. И. Методика составления технико-экономического проекта энергетической системы (литография). М., Московский энергетический ин-т, 1937.
95. Львович, М. И. Опыт классификации рек СССР. Труды Государств. гидрологического ин-та, вып. VI, стр. 58—103. М.—Л., Гидрометиздат, 1938.
96. Строев, А. А. Эксплуатация гидротехнических сооружений Волховской ГЭС. Материалы I Всесоюзного совещания по эксплуатации энергоснабжающих систем, вып. IV, стр. 79—113. М.—Л., 1935.
97. Ферман, Р. А. Методология составления балансов энергоснабжения районов на примере Большой Волги. Проблемы Волго—Каспия, Труды ноябрьской сессии 1933 г., т. II, стр. 70—81. Л., АН СССР, 1934.
98. Ферман, Р. А. Роль гидростанций в энергоснабжающей системе и определение ее экономической эффективности. В книге: Гидротехнические сооружения, т. II. Справочное руководство для инженеров водного транспорта. М., Гострансиздат, 1936, стр. 146—9.
99. Allner, F. A. Economic aspects of water power. Trans. A. I. E. E., 1933, III, v. 52, p. 156—68.
100. A Survey of Hydroelectric developments. El. Eng., 1934, VI, p. 988—93.
101. Barrows, H. K. Hydro-generated energy. Proc. A. S. C. E., 1938, IV, v. 64, № 4, p. 675—701.
102. Bjerknes, A. B. Zusammenarbeiten der elektrischen Kraftzentralen in Südostnorwegen. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933), Trans., v. 2, p. 455—66.
103. Coutagne, A. Classification des cours d'eau d'après les méthodes statistiques. Congrès d'Edinbourg, 1936.
104. Estrada, H., Finlaw, J. How loads may be allocated for best station economics, Electr. World, 1934, 12, V. p. 685.
105. Fraser, H. C. The development of Peak load. Journal of IEE, 1936, v. 78, № 469, p. 44—8.
106. Funk, N. E. Economics of combined hydro and steam power systems. Zweite Weltkraftkonferenz (Berlin 1930) Gesamtbericht, Bd. XI, S. 281—300.
107. Hak, J. Quelques remarques sur la concurrence entre l'énergie thermique et l'énergie hydraulique et sur la fourniture de l'énergie de pointe. R. G. E., 1930, v. 28, № 14, p. 529—42.
108. Hydraulic plant output. Power Plant Eng. 1932, № 19, p. 776.
109. Justin, J. D. Improvements in the utilization of energy. Trans. A. S. C. E., 1937, v. 63, № 10, p. 1912—24.
110. Justin, J. D., Mervine, W. G. Power supply economics. N. Y. John Wiley & S., 1934.
111. Krauss, K. Arbeitsspeicher in den Alpen. ETZ, 1930, № 15, S. 525—31; № 16, S. 573—5.
112. Leiner. Ertragreichster Ausbau von Wasserkraften. München—Berlin, Oldenburg, 1920.
113. Merriam, C. F. Combining hydro with steam improves power—system economy. Power 1932, № 9, p. 227—9.
114. Mori, H., Hiroyama, H. Electric energy supply to large industries in Japan. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933), Trans. v. 2, p. 128—47.
115. Morse, J., Koelin, F. T. Utilization of secondary hydroelectric power for the generation of process steam in Canada. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933), Trans., v. 2, p. 294—309.
116. Oliver, J. M. The control of generating stations loads and regulation of frequency and voltage on an interconnected system. Zweite Weltkraftkonferenz (Berlin, 1930), Gesamtbericht, Bd. XIV, S. 3—38.

117. Operating plans and expected costs of Conowingo. Electr. World, 1927, v. 90, № 7, p. 307—10.
118. Orrok, G. A. Water power in its economic aspects. Electr. World, v. 98, № 24, p. 1036—1039.
119. Orrok, G. A. Progress in the generation of energy by heat engines. Proc. A. S. C. E., 1937, v. 63, № 10, p. 1884—92.
120. Praetorius, E. Spitzendeckung in Elektrizitätswerken durch Rufflosspeicher. E. u. M., 1931, № 8, P. 143—50.
121. Rogers, F. H. Hydro-generation of energy. Trans., A. S. C. E., 1937, v. 63, № 10, p. 1893—911.
122. Sporn, Ph. Cost of generation of electric energy. Trans. A. S. C. E., 1937, v. 63, № 10, p. 1925—35.
123. Svanöe, E. Norwegian water power for large industries. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933). Trans., v. 2, p. 310—22.
124. Toboilla, J. The influence of load factor on the economy of power production. W. P. C. S. M. (Tokyo, 1929). Trans., v. 2, p. 1251—83.
125. Tröger, R. Electrical energy produced thermally and its joint use with hydro-, electric power (Disc.). — Zweite Weltkraftkonferenz (Berlin, 1930). Gesamtbericht Bd. II, S. 812.
126. Upmark, E. Pondage at hydro-electric plants with regard to power supply to large industries. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933). Trans., v. 2, p. 191—204.
127. White, B. E. New developments in regard to economy utilization and extension of water power, water turbines and pumps. — Zweite Weltkraftkonferenz (Berlin 1930). Gesamtbericht Bd. XI, S. 8.
128. Whitman, E. B. Combined energy generation. Proc. A. S. C. E. 1933, v. 64, № 4, p. 702—13.

К ГЛАВЕ V — ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

129. Бригада по водному хозяйству АН СССР под руководством Т. Л. Золотарева. Материалы к научному обоснованию плана водного хозяйства СССР в третьей пятилетке (рукопись). М., АН СССР, 1937.
130. Гидроэлектростроительство. Временная инструкция по разработке технико-экономической и энергетической части проектов гидроэлектрических станций на разных стадиях проектирования (литография). М., Гидроэлектростроительство, 1934.
131. Золотарев, Т. Л. Гидроэнергетические ресурсы СССР. Атлас энергетических ресурсов СССР, т. I, вып. III. М. — Л., Энергоиздат, 1935.
132. Золотарев, Т. Л. К вопросу о технико-экономических расчетах при проектировании сооружений ГЭС. Гидротехнич. строит-во* 1935, № 1, стр. 17—9.
133. Золотарев, Т. Л., Караулов, Н. А. Современное состояние учета гидроэнергетических ресурсов СССР. Энергетические ресурсы СССР, т. II. М., АН СССР, 1938.
134. Караулов, Н. А. Гидроэнергетические ресурсы СССР и их использование для энергетических целей (рукопись). М., Энергетический ин-т АН СССР, 1938.
135. Кукель-Краевский, С. А. О методологии выбора мощностей гидроцентралей в большой энергетической системе. Проблемы Волго—Каспия. (АН СССР, Труды ноябрьской сессии 1933), т. V, стр. 43—56, Л., АН СССР, 1936.
136. Родевич, В. М. Водные ресурсы СССР и их использование. Известия Государст. гидрологического ин-та*, 1932. № 44—45.

К ГЛАВЕ VI — ПРИВЕДЕНИЕ ЭНЕРГО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

137. Горев, А. А. О параллельной работе гидравлической станции, допускающей месячные или более продолжительные регулирование расхода воды, с паровыми станциями. „Бюллетень Государ. Днепровского строительства“, 1928, № 6, стр. 3—26.
138. Грюневальд, Экономический расчет гидравлических силовых установок. Пер. с нем. М., ГТИЗ, 1929.
139. Егизаров, И. В. Гидроэлектрические силовые установки. Основы использования водной энергии. Л., КУБУЧ, 1924.
140. Золотарев, Т. Л. Система технико-экономических показателей электробаланса (рукопись). М., Энергетический ин-т АН СССР, 1935.
141. Кукель-Краевский, С. А. Единая электроэнергетическая система Европейской части СССР. „Электричество“, 1937, № 15, стр. 2—10.
142. Москков, М. А. Основы расчета гидросиловых установок, ч. I (литография). Тифлис, Закавказский индустриальный ин-т, 1934.

143. Allner, F. A. Economic aspects of water power. Trans. A. I. E. E., 1933, III, № 3, p. 156—68.
144. Balmer, R. Rationelle Stromerzeugung durch Wärmekraftmaschinen und Speicherpumpenanlagen. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933), Trans., 2, S. 175.
145. Bureau of electricity Japanese Government Railways. Economical considerations on planning the Shinano—Gawa hydraulic power plant and the Tokyo steam power station W. P. C. S. M. (Tokyo, 1929) Trans. v. 2, p. 725—30.
146. Ganassini, G. I numeri indici negli impianti idroelettrici. L'Energ. Elet. 1928, № 2, p. 218—20; № 4, p. 497—502.
147. Creager, W. P., Justin, J. D. Hydroelectric handbook. N. Y., John Wiley and Sons, 1927.
148. Freden, F. Adjusting production periods to variation of power supply in electric smelting. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933) Trans., v. 5, p. 41—8.
149. Holmgren, Torsten. Market value of electric power for large scale industries and consequences regarding the value of water power. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933). Trans., v. 2, p. 492—523.
150. Krauss, K. Der Belastungsausgleich in grossen alpinen Wasserkraftnetzen. Wasserkraftjahrbuch, 1925, 1926, S. 108.
151. Lewin, I. Determining the economical size of a power plant. Civ. Eng., 1936, № 4, p. 261—262.
152. Marguerre, F. Wirtschaftlichkeit von Wasserkraften. ETZ, 1929, № 3, S. 90—2.
153. Ornig, J. Tagesfragen der österreichischen Energiewirtschaft. E. u M. 1929, № 31, S. 653—64.
154. Roncaldier, A. Costo attuale degli impianti idroelettrici. L'Energ. Elet. 1930, № 5, p. 421—4.
155. Seidner, M. Die Spaltung der Energieerzeugung. ETZ, 1928 № 17, S. 644—8.
156. Seidner, M. Die Konkurrenzfähigkeit von hydro-kalorischen Verbundbetrieben. W. u W. 1920, № 5, S. 58—61.
157. Seidner, M. Energiewirtschaft. Wien — Berlin, Springer, 1930.
158. Tobolla, J. The influence of load factor on the economy of Power Production. W. P. C. S. M. (Tokyo, 1929). Trans. v. 2, p. 225—83.
159. Van Heys. Bewertung von Wasserkraften. ETZ, 1929, № 17, p. 597.
160. Vitorolli, V. Coefficienti di prezzo per la vendita d'energia. L'Energ. Elet., 1928, № 2, p. 123—9.
161. Wöhrle, F., Gleichman. Wahl und Aufteilung der Antriebskraft in grossen Energieversorgungsanlagen unter Berücksichtigung der Energiespeicherung und der Spitzenkraftezeugung. Zweite Weltkraftkonferenz, (Berlin, 1930), Gesamtbericht, Bd. IX, S. 90.

К ГЛАВЕ VII — ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ, РАБОТАЮЩЕЙ В СИСТЕМЕ

162. Айвазян, В. Г. Энерго-экономические расчеты гидростанций. „Гидротехническое строит-во“, 1937, № 8, стр. 17—22.
163. Веденеев, Б. Е. Гидроэлектрические силовые установки (литография). Л., КУБУЧ, 2-е изд., 1926.
164. Веденеев, Б. Е. Энергетическая характеристика Днепростроя. „Гидротехнич. строит-во“, 1932, № 4, стр. 2—5.
165. Горев, А. А. О параллельной работе гидравлических станций, допускающей месячное или более продолжительное регулирование расхода воды, с паровыми станциями. „Бюллетень Государ. Днепровского строительства“, 1928, № 6, стр. 3—26.
166. Горбунов, Г. Г. Выбор установленной мощности Нижнесвирской гидро-станции. Сборник „Свирьстрой“, вып. IV. Л. Управ. Свирьстроя, 1935, стр. 19—43.
167. Егизаров, И. В. Выбор мощности гидроэлектрических установок. Техничко-экономический вестник, 1923, № 10—11.
168. Егизаров, И. В. Гидроэлектрические силовые установки, ч. I. Основы использования водяной энергии. — М. — Л., Энергоиздат. 3-е изд., 1934.
169. Захаров, В. П. Методика экономических расчетов по определению мощности ГЭС. Энергетический сборник, т. IV. Ташкент, Гос. из-во УзССР, 1935, стр. 64—82.
170. Золотарев, Т. Л. Техноэкономические расчеты по энергетике (номограммы). М., ОНТИ, 1936.
171. Материалы Правительственной комиссии по приемке в эксплуатацию Днепровской гидроэлектрической станции им. В. И. Ленина (литография). М., 1935.
172. Центральный электротехнический совет. Предварительная экспертиза технического проекта Нижнесвирской гидроэлектрической станции. Л., ЦЭС, 1929.

173. Центральный электротехнический Совет. Гидроэлектрическая установка на р. Рион у г. Кутанса. Экспертиза проекта. Л., ЦЭС, 1933.
174. Bonnetti, P. Della copertura del cavo di punta negli impianti di produzione di energia elettrica sotto l'aspetto economico. L'Energ. Elet., 1935, № 7, p. 491—505.
175. Dreyer, H. Der arbeitsschaffende Wert des Wasserkraftausbaues. W. u W., 1931, № 6, S. 61—7.
176. Föhl, K. Die Wirtschaftlichkeit von Speicherranlagen. Arch. f. Wärmewirtsch., 1935, v. 16, № 5, S. 113—6.
177. Haas, Kromer. Die Wirtschaftlichkeit von Laufwasserkraften. ETZ, 1928, № 39, S. 1429—31.
178. Irwin, K. Justin, D. Economic balance of steam and hydro-capacity. Power Plant Eng. 1932, v. 36, № 18, p. 706—7. Trans. A. S. M. E., 1933, v. 55, № 3, S. 63—71. Electr. World, 1932, v. 100, № 8, S. 240—245.
179. Koechlin, R. Collabor, Koechlin, M. Mécanisme de l'eau et principes généraux pour l'établissement d'usines hydro-électriques. Paris et Liège Ch. Béranger, t. 1—3, 1926.
180. Krohne, E. Die wirtschaftliche Erzeugung der elektrischen Spitzenkraft in Großstädten. Berlin, Springer, 1929.
181. Leiner. Ertragreichster Ausbau von Wasserkraften. München—Berlin, Oldenbourg, 1920.
182. Lovell, Al. H. Generating stations. Economie elements of electrical design. N. Y.—L., Mc Graw-Hill book Co., 1935.
183. Ludin, A. Die Wasserkraft. Ihr Ausbau und ihre wirtschaftliche Ausnutzung. Berlin, Springer, 1913.
184. Ludin A. Wasserkraftanlagen. Handbibliothek für Bauingenieure, Bd. 8. Berlin, Springer, 1934.
185. Marzolo, Fr. Utilizzazioni di forze idrauliche impianti idroelettrici. Padova A. Milani, 1926.
186. Mead, D. W. Water Power Engineering. N. Y., Mc Graw-Hill book Co., 1920.
187. Musil, L. Die Wirtschaftlichkeit der Energiespeicherung für Elektrizitätswerke. Berlin, Springer, 1930.
188. Musil, L. Das Zusammenarbeiten von Dampf- und Wasserkraftwerken in grossen Versorgungsnetzen. ETZ, 1931, № 13, S. 406—9.
189. Musil, L. Fluchtlinientafel für energiewirtschaftliche Untersuchungen. ETZ, 1931, № 21, S. 667—8.
190. Norberg—Schulz. Die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft in den Beleuchtungs- und Kraftverteilungsanlagen grosser Städte. ETZ, 1910, № 1, S. 2—5.
191. Norberg—Schulz. Die Konkurrenzfähigkeit von Wasserkraft und Wärmekraftanlagen. ETZ, 1928, № 15, S. 573—4.
192. Norberg—Schulz. Wasserkraft oder Dampfkraft. ETZ, 1929, № 14, S. 489—93.
193. Orrok, G. A. Water or steam power. The economics of the question. Power, 1930, v. 71, S. 148—50.
194. Pauer, W. Die Unterteilung und Leistungsverteilung von Dampfkraftanlagen Wärme, 1930, № 24, S. 449—51.
195. Schneider, R. Elektrische Energiewirtschaft. Die Betriebswirtschaft der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Berlin, Springer, 1936.
196. Seidner, M. Energiewirtschaft. Berlin, Springer, 1930.
197. Spetzler, Os. Anteil der Konstruktion und des Materials an dem wirtschaftlichen Ausbau niederer Wasserkraft-Gefälle. Berlin, Springer, 1931.
198. Streck, O. Die schweizerische Wasserkraftwirtschaft. ETZ, 1927, № 8, S. 230—233.
199. Wuolle, B. Economic principles of the generation and use of steam power. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933). Trans. V. IV, p. 240—50.
200. White, B. E. New developments in regard to economy, utilization and extension of water power, water turbines and pumps. Zweite Weltkraftkonferenz (Berlin 1930). Gesamtbericht, Bd. IX, S. 18—40.
201. White, B. Economics of hydroelectric projects. Power Plant Eng. 1930, v. 34, № 16, p. 939—42.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО К РАЗДЕЛУ 41 ГЛАВЫ VII ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИН РАСЧЕТНОГО НАПОРА ГЭС

202. Гидроэлектростроительство. Приложения к временной инструкции по разработке технико-экономической и энергетической части проектов гидроэлектрических станций (литография). М., 1934.
203. Марецкая, Т. К выбору расчетного напора днепровских турбин по гидроэлектрическим данным. „Бюллетень Госуд. днепровского стр-ва“, 1928, № 2—3, стр. 70—75.
204. Морозов, А. М., Сараджев, А. К. Гидростанция. „Гидротехническое строительство“, 1931, № 7—8, стр. 36.

205. Мостков, М. А. Основы расчета гидросиловых установок, ч. 1 (литография). Тифлис, 1934.
206. Санин, Н. Основы построения хронологических графиков мощности Днепровской Гидроэлектрической силовой установки. „Бюллетень Госуд. днепровского ст-ва“, 1928, № 4, стр. 47—68.
207. Санин, Н. Графики мощности Днепровской Гидроэлектрической силовой установки. „Бюллетень Госуд. днепровского ст-ва“, 1929, № 2 (7—8), стр. 25—40.
208. Dubs, R. Die Eigenschaften der Wasserturbinen bei gleichbleibender Drehzahl und stark veränderlichem Gefälle. V. D. I. 1924, № 34, p. 872—6.
209. Thomann, R. Die Wasserturbinen und Turbinenpumpen. Teil I. Stuttgart, K. Wittwer, 1924—1931.

К ГЛАВЕ VIII. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ ОТДЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ ГИДРОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

210. Бахметев, Б. А. Об экономических расчетах основных элементов гидроэлектрических установок. „Изв. Петроградского политехнического ин-та“, 1910, т. XIII, вып. III.
211. Бахметев, Б. А. О равномерном движении жидкости в каналах и трубах. Л., КУБУЧ, 1929.
212. Гибсон, А. Гидравлика и ее приложения, пер. с англ. М. — Л., Гос. энерг. из-во, 1934.
213. Горев, А. А. К вопросу о том, что такое „экономически наивыгоднейшее сооружение“. „Плановое хоз-во“, 1929, № 8, стр. 199—224.
214. Губин, Ф. Ф. Использование водной энергии. М. — Л., ОНТИ, 1936.
215. Дворяшин, В. И. Об экономическом проектировании турбинных трубопроводов. „Гидротехн. ст-во“, 1932, № 2/3, стр. 47.
216. Демин, И. В. Особенности проектирования ирригационных систем Заволжья на местном стоке. Нижневолгопроект, вып. II, М. — Л., Глав. редак. энерг. литературы, 1934.
217. Егиазаров, И. В. Гидроэлектрические силовые установки. Основы энергетического и гидравлического расчета и проектирования гидроэлектрических сооружений, ч. 3, М. — Л., Глав. ред. энерг. литературы, 2-е изд., 1937.
218. Егоров, Н. А. Экономический расчет сечения деривационного канала гидросиловых установок. „Гидротехн. ст-во“, 1933, № 10, стр. 22—3.
219. Ермолов, А. Н. Железобетонные трубопроводы. „Гидротехнические сооружения“, т. I. Справочное руководство для инженеров водного транспорта. М., Гострансиздат, 1934, стр. 317—55.
220. Захаров, В. П. Необходима принципиальная четкость в вопросах технико-экономических расчетов. „Изв. Средне-Азиатского индустр. ин-та“, 1936, № 2, стр. 49—55.
221. Захаров, В. П. О принципиальной четкости в энергоэкономических расчетах. „Гидротехническое ст-во“, 1937, № 9, стр. 5—8.
222. Золотарев, Т. Л. Энергоэкономическая характеристика Копчагайской ГЭС и обоснование выбора высоты плотины (рукопись). М., Еолоканалпроект, 1933.
223. Золотарев, Т. Л. К вопросу о технико-экономических расчетах при проектировании сооружений ГЭС. „Гидротехн. ст-во“ 1935, № 1, стр. 17—9.
224. Золотарев, Т. Л. Определение параметров сооружений гидроэлектростанций. „Гидротехн. ст-во“ 1937, № 9, стр. 2—5.
225. Зурабов, Г. Г., Бугаева, О. Е. Гидротехнические тоннели, ч. I. М., Трансжелдориздат, 1934.
226. Клишевич, Г. Номограмма для определения наивыгоднейшего диаметра деревянного напорного трубопровода гидроэлектрической установки. „Вестник инженеров и техников“, 1930, № 6, стр. 241—2.
227. Королев, А. А., Гинко, С. С. Открытые подводящие каналы гидростанций. М. Л., ОНТИ, 1937.
228. Кравченко, М. В. Металлические напорные трубопроводы гидроэлектрических установок. Мелноративно-гидротехнич. сборник. Донской политехнический ин-т № 4/8. Новочеркасск, 1930, стр. 39—83.
229. Кригер, В., Джестин, Дж. Гидроэлектрический справочник, чч. 1 и 2, пер. с англ. М. — Л., Энергиздат, 1934 и 1937.
230. Лавров, Г. А., Фандеев, В. В. Выбор экономически наивыгоднейшей глубины регуляционного слоя для земляной плотины с паводковым водосбросом. Нижневолгопроект, вып. VI. М. — Л., Главн. редак. энергетич. литературы, 1936.
231. Мазур, А. М. Формулы и номограммы для экономического расчета сечений деривационных тоннелей. „Гидротехническое ст-во“, 1933, № 9, стр. 3—9.
232. Мазур, А. М., Любченко, Б. М. Гидротехнические тоннели. Экономические и гидравлические расчеты.

223. Морозов, А. А., Форт, Ф. Ф. Трубопроводы гидроэлектрических установок М. — Л., ОНТИ, 1934.
224. Мостков, М. А. Основы расчета гидросиловых установок, чч. 1 и 2 (дактография). Тифлис, Закавказский индустриальный ин-т, 1934.
225. Попов, А. Я. Деревянные трубы. М., Стройиздат, 1932.
226. Попов, И. И. Водноэнергетические ресурсы верховьев рек Малки и Кубани (исключая реку Теберду). Материалы по изысканиям в целях выявления запасов гидравлической энергии. Вып. I. М., Гостехиздат, 1929.
227. Чеботарев, Н. П. Определение наивыгоднейшего расчетного максимального расхода. „Гидротехнич. ст-во“, 1936, № 10, стр. 9—15.
228. Шапов, Н. М. Экономический расчет водотурбинного трубопровода. Гидротехнический сборник Московского высшего технического училища, № 1, М. 1927, стр. 91—8.
229. Adams, A. L. Stave pipe, its economic design and the economy of its use. Trans. A. S. C. E., 1899, v. 41, p. 27—84.
240. Adams, A. L. A solution of the problem of determining the economic size of pipe for high pressure water installation. Proc. A. S. C. E., 1907, May.
241. Barows, H. K. Water Power Engineering. N. Y. and London, Mc Graw—Hill, 1934.
242. Bauersfeld, W. Die wirtschaftliche Berechnung der Hochdruckturbinenleitungen. Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen, 1907, № 28.
243. Bishop, L. E. Economic canal location in uniform countries. Trans. A. S. C. E., 1911, v. 74, p. 178.
244. Bolton, D. I. Electrical Engineering Economics. London, Chapman & Hall Ltd., 1928.
245. Buller, F. H., Woodrow, C. A. Load factor — equivalent hour values compared. Electr. World, 1928, v. 92, p. 59; v. 92, № 7, p. 320.
246. Bundschu, F. Druckrohrleitungen. Berlin, Springer, 1926.
247. Bundschu, F. Wirtschaftlicher Entwurf von Turbinenrohrleitungen. W. u. W. 1931, № 5, S. 56—8.
248. Camerer, B. Wirtschaftliche Gesichtspunkte beim Vorausschlagen von Wasserkraftmaschinen. Z. V. D. I., 1908, v. 52, № 48, S. 1901—11.
249. Catani, R. Tecnica ed economica nelle condotte forzate a diametro costante e a diametri variabili. L'Energ. Elettr., 1933, № 5, p. 353—65.
250. Doolittle, H. L. A method for the economic design of penstocks. Trans. A. S. M. E., 1924, v. 46, p. 1165—78.
251. Enger, M. L. Economic design of penstocks. Eng. News Rec., 1914, 12. IX, p. 300.
252. Forchheimer, Ph. Die Verjüngung der Rohrweite bei Hochdruckleitungen. Z. V. D. I., 1906, S. 1954—5.
253. Hickok, A. Study of economic conduit location. Trans. A. S. C. E., 1914, v. 77, p. 778.
254. Hinds, J. Economic water conduit size. Eng. News Rec., 1937, v. 118, № 4, p. 113—20.
255. Hinds, J. Economic sizes of pressure conduits. Eng. News Rec., 1937, v. 118, № 12, p. 443—9.
256. Hruschka, A. Druckrohrleitungen der Wasserkraftwerke. Berlin, Springer, 1929.
257. Jakobsen, B. F. Economic pressure pipe on penstock pipe design. Engineering and Contracting, 1918, 11. XII, p. 554—6.
258. Kuhn Fr. Die wirtschaftlichen Abmessungen von Wasserstollen. Wasserwirtsch. u. Technik, 1935, № 14—15, S. 165—8; № 16—17, S. 187—90.
259. Lyon, G. E. Economic size of pipe for power purposes. Engineering and Contracting, 1922, 10. V, p. 436—7.
260. Ludin, A. Die wirtschaftliche Bemessung von Triebwasserleitungen. Zeitschr. für das gesamte Turbinenwesen, 1914, № 13.
261. Pagliaro, F. Condotte forzate di massima economia. L'Elettrotecnica. 1912, № 36, p. 805.
262. Santo Rini, P. Le calcul rationell des éléments d'une conduite forcée en métal. Rey, Grenoble, 1921.
263. Schoklitsch, A. Der Wasserbau, Bd. 2. Wien — Berlin, Springer, 1930.
264. Schwedler, Fr. Handbuch der Rohrleitungen. Berlin, Springer, 1930.
265. Steiner, Ch. R. Die wirtschaftlichen Durchmesser von eisernen Druckrohrleitungen. Schweizer. Bauzeitung, 1916, 30, XII, S. 311.
266. Stekke. Die wirtschaftliche Berechnung kontinuierlicher Holzrohrleitung für Wasserkraftanlagen. Technik Ukeblad, 1925, № 51.
267. Tarboux, J. G. Most economical conductor. Electr. World, 1920, v. 93, № 12, p. 591—594.
268. Voetsch, B., Fresen, M. H. Economic diameter of steel penstocks. Trans. A. S. C. E., 1936, v. 62, № 9, p. 1343—59.
269. White, L. Catskill water supply of New-York City. N. Y., John Wiley, 1915.

270. Wholte, B. Economic principles of the generation and use of steam power. W. P. C. S. M. (Scandinavia, 1933). Trans., V, p. 240—50.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО К РАЗДЕЛУ 43 ГЛАВЫ VIII

ОСНОВЫ РАСЧЕТА ДЛЯ СЛУЧАЯ СВЯЗИ ВЕЛИЧИНЫ ПАРАМЕТРА С ВЫРАБОТКОЙ ГЭЦ

271. Айнштейн-Самойлов, Л. С., Маринов, З. С., Марутов, С. С. К вопросу о методологии исчисления капиталовложений и себестоимости энергии гидроэлектрических установок (рукопись). Л., Энергетический, ин-т АН СССР, 1934.
272. Березинский, А. Р. Затворы гидротехнических сооружений СССР. М., Стройиздат, 1936.
273. Гидроэлектропроект и Водгео. Металлические затворы гидротехнических сооружений. Технические условия и нормы проектирования. М.—Л., Стандартгиз, 1935.
274. Веденеев, Б. Е. Простой объективный метод определения стоимости гидрозвуков и его применение при проектировании. „Гидротехнич. ст-во“, 1936, № 6, стр. 2—7.
275. Гидроэлектропроект бюро Кура-Рион. Укрупненные измерители и зависимости к определению сметных показателей (рукопись). Тифлис, Гидроэлектропроект, 1933.
276. Дмитриев, В. В. Металлические конструкции гидротехнических сооружений. М., Стройиздат, 1932.
277. Дидерих. Турбинные трубопроводы. „Гидротехнич. ст-во“, 1933, № 1, стр. 19—23.
278. Ермолов, А. И., Смирнов, А. П. Железобетонные напорные трубопроводы. М., Гостройиздат, 1932.
279. Морозов, А. М. Влияние типа и размеров турбин на подводную часть низконапорной гидростанции. „Гидротехническое ст-во“, 1935, № 10, стр. 14—9.
280. Павлов, Я. П. Зависимость размеров зданий станций средненапорных установок от размеров водоподводящих устройств. „Гидротехнич. ст-во“, 1935, № 3, стр. 1—7.
281. Попов, Н. Н. Строительные коэффициенты гидротурбинных установок, Труды Всесоюзного съезда Гидронито. М., Энергоиздат, 1934, стр. 182—92.
282. Рер, Г. Н. Укрупненные измерители стоимости водохранилищ. М.—Л., Госстройиздат, 1933.
283. Чистосердов, А. С. Опыт нового метода выбора типа и мощности турбин гидроэлектрических станций. „Гидротехнич. ст-во“, 1932, № 7, стр. 11—25.
284. G. I. numeri indici negli impianti idroelettrici. L'Energ. Elettr. 1928, № 2, p. 218—29.
285. Kroell, J. Bau und Aufstellung grosser Drehstromgeneratoren in Wasserkraftanlagen. Deutsche Wasserwirtschaft, 1932, № 10, S. 181—184.
286. Niethammer, F. Maschinenselbstkosten in der Elektrotechnik. E. u. M., 1933, № 33, S. 451.
287. Ornig, J. Gestehungs- und Betriebskosten von Wasserkraftanlagen. E. u. M. 1930, № 13, S. 308—312.
288. Schoklitsch, A. Kostenberechnung im Wasserbau und Grundbau. Wien, Springer, 1937.
289. Sutherland, R. A. Some aspects of water conservation. Trans. A. S. C. E. № 1794, p. 154.

28-900.

СОДЕРЖАНИЕ

Глава I. Энергетическая характеристика гидроэлектростанции	Стр.
1. Гидрологическая характеристика ГЭС	7
2. Энергетическая характеристика ГЭС	13
3. Интегральная кривая энергии	16
4. Аналитическое выражение энергетических характеристик ГЭС	23
5. Методы определения зоны графика нагрузки, покрываемой ГЭС	29
Глава II. Экономическая характеристика гидроэлектростанции	
6. Капиталовложения	37
7. Удельные капиталовложения в установленный квт мощности	40
8. Издержки	41
9. Себестоимость энергии	47
10. Удельные капиталовложения в единицу ежегодной выработки	49
11. Себестоимость дополнительной энергии	49
12. Комплексная энергоэкономическая характеристика ГЭС	50
Глава III. Примеры энергоэкономических характеристик гидроэлектростанций	
13. Основы для построения энергоэкономических характеристик	53
Глава IV. Работа гидроэлектростанции в энергетической системе	
14. Режимные показатели ГЭС	70
15. Баланс мощности и энергии ЭЭС	78
16. Маневренная способность ГЭС	79
17. ГЭС как резерв в системе	82
18. Надежность работы ГЭС	83
19. Автоматизация ГЭС	87
20. Влияние регулирования на место работы ГЭС в графике нагрузки	88
21. Опыт использования ГЭС для покрытия активной нагрузки	90
22. Методика расчетов по определению мощности ГЭС по условиям ее использования в системе	93
23. Использование ГЭС для покрытия реактивной нагрузки системы	100
24. Взаимовлияния ГЭС и ЭЭС	101
Глава V. Техничко-экономические расчеты в гидроэнергетике	
25. ГЭС в народном хозяйстве	103
26. Основы технико-экономических расчетов	106
27. Особенности технико-экономических расчетов по гидроэнергетике	108
28. Аналитическое и графическое представление технико-экономических расчетов	112
Глава VI. Приведение энергоэкономических характеристик	
29. Задачи приведения характеристик	116
30. Графические методы энергетического приведения нерегулируемой ГЭС	118
31. Энергетическое приведение суточно регулируемой ГЭС	120
32. Энергетическое приведение сезонно регулируемой ГЭС	120
33. Аналитические методы энергетического приведения	128
34. Приведение экономической характеристики ЭЭС	129
35. Графические методы экономического приведения	132
Глава VII. Техничко-экономические расчеты по определению параметров гидроэлектростанции, работающей в системе	
36. Работа ГЭС с любой электростанцией	135
37. Аналитические и графические методы расчета по выбору мощности ГЭС	138

	Стр.
38. Работа двух ГЭС	144
39. Работа ГЭС и ГАУ	147
40. Пример расчета по определению мощности ГЭС в системе	150
41. Определение величины расчетного напора	155
 Глава VIII. Техничко-экономические расчеты по определению параметров отдельных сооружений гидроэлектростанций	
42. Виды технико-экономических расчетов по определению параметров отдельных сооружений ГЭС	163
43. Основы расчета для случая связи величины параметра с выработкой ГЭС	164
44. Расчет деривации	171
45. Выбор расчетного значения расхода и величины использования	175
46. Специальные случаи расчета деривации	176
47. Точность технико-экономических расчетов деривации	179
48. Пример расчета деривации	180
49. Определение оптимальной высоты плотины	183
50. Основы расчета для случая отсутствия связи величины параметра с выработкой ГЭС	187
Ссылки и источники	189

Редактор издательства Э. Н. Перля

Технические редакторы Р. М. Юрова и П. А. Савельев Корректор А. С. Шамбан
 Сложено в набор 13/V 1939 г. Подписано к печати 25/X 1939 г. Формат бум. 70X108¹/₁₆. Объем
 12¹/₂ п. л. уч.-изд. л. 17,57. бум. л. 6¹/₂. В 1 п. л. 58000 печ. зн. Тираж 1000 экз. Уполн. Главлита
 № А-19871 РИСО № 1315. АНИ № 1174. Заказ № 2150.
 1-я Образцовая типография Отгиз РСФСР треста "Полиграфкинг". Москва, Валовая, 23.
 Напечатано с готовых матриц в 4-й Днепродзетровской школе ФЗУ печатников. Заказ № 5411

-305645-

Цена 17 руб. 50 коп.

RLST



0000000049035

К-735

V

1939