

ПРОБЕРАНО 1950

621.2

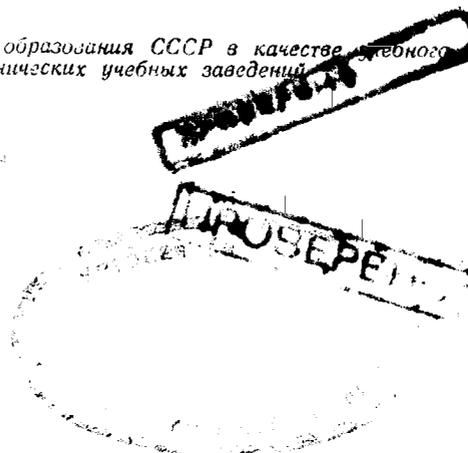
3-80

Т. Л. ЗОЛОТАРЕВ
Доктор технических наук

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ
ОСНОВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия
для высших технических учебных заведений



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА 1950 ЛЕНИНГРАД

2/324
29253

В книге рассматриваются основы учения об использовании водной энергии, исследуются расходная и приходная части энергетического баланса электроэнергетической системы, участие тепловых и гидравлических электростанций в покрытии нагрузки, связь гидроэлектростанций с водным хозяйством водотока, основы энергоэкономических расчетов, методы использования гидроэнергии и построение энергетических характеристик гидроэлектрических станций.

Книга предназначена в качестве учебного пособия для энергетических и электротехнических институтов по специальности гидроэнергетики и является также производственным пособием при проектировании и эксплуатации гидроэлектростанций.

Редактор *А. А. Степанков*

Техн. редактор *С. Н. Бабочкин*

Сдано в набор 13/IV 1950 г.

Подписано к печати 10/XI 1950 г.

T-07988

Бумага $84 \times 108 \frac{1}{16}$ = $6 \frac{1}{8}$ бумажным — 20 п. л. + вклейка
Тираж 4000

Уч.-изд. л. 25,9

Зак. 119

ПРЕДИСЛОВИЕ

Гидроэнергетика как отрасль народного хозяйства ставит своей задачей получение и использование гидравлической (водной) энергии. Как отрасль народного хозяйства она по характеру своего ресурса — реки — связана с водным хозяйством, а по условиям использования гидроэнергии — с энергетическим хозяйством. Эта двойная связь гидроэнергетики является одной из ее особенностей, влияющей на решение основных ее вопросов.

Гидроэнергетика как отрасль техники объединяет технические средства, применяемые для получения и использования гидроэнергии. К ним относятся: гидротехнические сооружения, энергетическое и электротехническое оборудование и т. д. И здесь в части гидротехнических сооружений и в отношении режимов остается двойная связь с народным хозяйством.

Гидроэнергетика как техническая наука опирается на геофизические, гидромеханические, энергетические, экономические и другие закономерности.

За годы сталинских пятилеток советская гидроэнергетика, благодаря особому вниманию Правительства, Партии и лично товарища Сталина вышла на первое место в мире как по масштабу и уровню практически решаемых задач, так и по глубокому научному обоснованию этой молодой отрасли техники. Трудом советских ученых и инженеров заложены теоретические основы гидроэнергетики как науки и создана возможность на данном этапе ее развития сделать достаточно широкие обобщения. Советский народ с великой энергией приступил к сооружению величайших строек Сталинской эпохи — гидроэлектростанций на реках Волге, Днепре и Аму-Дарье.

Гидроэнергетика, как техническая дисциплина, изучается в различных вузах, но в зависимости от специальности подготавливаемых инженеров в нее вкладывается различное содержание. Так, при подготовке гидромехаников в этот курс включаются также вопросы гидрологии, гидротехники и т. д., при подготовке электриков — добавляются вопросы выбора и эксплуатации гидротурбин. Содержание курса гидроэнергетики определяется обычно тем, что не читается в других дисциплинах и необходимо должно быть дано для освоения основных положений гидроэнергетики.

Приведенное положение сказывается в содержании учебных программ, учебников и учебных пособий. Поэтому необходимо четко определить, что действительно является обязательным для включения в курс гидроэнергетики.

Гидроэнергетика опирается в части специальных дисциплин на гидравлический цикл: гидравлика, инженерная гидрология; механический цикл: гидравлические машины; строительный цикл: гидротехнические сооружения со всеми вспомогательными дисциплинами, электротехнический цикл: электрические станции, электрические системы и автоматизацию со всеми вспомогательными дисциплинами, на основы теплоэнергетики и экономику и организацию энергетики и водного хозяйства.

Всю гидроэнергетику целесообразно делить на две части: 1. Получение гидроэнергии. 2. Использование гидроэнергии. В первую часть следует отнести все, что связано с изучением гидроэнергетических ресурсов и технических решений по получению гидроэнергии, т. е. выбору и обоснованию схем получения гид-

роэнергии, соответствующих сооружений и оборудования. Во вторую часть должны быть отнесены вопросы использования гидроэнергии, т. е. исследование управления работой гидроэлектростанций в электросистеме. Настоящая работа посвящена именно второй части, т. е. вопросам использования водной энергии, и делится на три части:

1. Основы использования гидравлической энергии.

2. Водноэнергетическое регулирование.

3. Работа гидроэлектрической станции в электроэнергетической системе.

Широкий размах гидроэлектростроительства и растущий удельный вес гидроэнергии в электробалансе нашей страны потребовали уточнения и углубления профилей специалистов для этой отрасли народного хозяйства. К уже известным и четко определившимся специальностям гидротехника-строителя и электрика потребовались гидроэнергетики двух направлений.

Первое направление — это специалисты по проектированию схем получения гидроэнергии; их называют гидроэнергетиками-гидротехниками. Подобные специалисты готовятся в Ленинградском политехническом институте, Среднеазиатском и других политехнических и промышленных институтах.

Второе направление — это специалисты по использованию гидроэнергии, по энергооборудованию и режимам работы ГЭС в энергосистеме; их называют гидроэнергетиками-электромеханиками. Начали их готовить впервые в 1945 г. на гидроэнергетическом факультете Московского энергетического института.

Настоящий курс ориентирован на второй профиль. Ввиду того, что специальные курсы еще не включают отдельных вопросов или не имеют соответствующих пособий, пришлось включить в первую часть курса некоторые вопросы энергосистем и экономики энергетики. Без этого пришлось бы ссылаться на разбросанные литературные источники.

Основные идеи рассматриваемого курса сформировались за более чем пятнадцатилетний период работы автора в качестве руководителя кафедры гидроэнергетики Московского ордена Ленина Энергетического института имени В. М. Молотова. Большую помощь автору в работе над книгой оказал коллектив кафедры, особенно своим тщательным критическим разбором рукописи. Пользуясь случаем, выражаю свою искреннюю признательность: доц. канд. техн. наук Д. О. Сейфулле, С. Н. Никитину, Б. М. Лосю, В. В. Семенову, ассистентам: Л. А. Каролу, К. К. Кузьмину, С. С. Василенко, Л. С. Лифшицу, И. А. Жежеленко и др. Считаю своим приятным долгом поблагодарить доктора техн. наук, профессора В. Г. Айвазяна и доктора техн. наук, профессора Ф. Ф. Губина, давших много ценных советов при рецензировании, и канд. техн. наук, доц. А. Л. Степанкова, затратившего много труда и оказавшего значительную помощь автору при редактировании рукописи.

За указания, замечания и критику автор заранее выражает читателям книги свою благодарность.

АВТОР

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Обозначения и сокращения, принятые в книге	7

Глава первая

Гидроэнергетика и ее развитие

1-1. Гидроэнергетическая наука	9
1-2. Краткий исторический обзор гидроэнергетической техники	12
1-3. Развитие гидроэнергетики в СССР	14
Заключение	16
Литература	16

Глава вторая

Гидравлическая энергия и ее свойства

2-1. Энергия природных вод	17
2-2. Гидравлическая энергия и ее свойства	18
2-3. Энергетический баланс речного потока	20
2-4. Генезис гидравлической энергии	21
2-5. Условия использования гидравлической энергии	21
Заключение	24
Литература	24

Глава третья

Запасы гидравлической энергии

3-1. Подсчет потенциальных гидроэнергетических ресурсов	25
3-2. Изученность гидроэнергетических ресурсов СССР	27
3-3. Потенциальные гидроэнергетические ресурсы мира	30
Заключение	30
Литература	31

Глава четвертая

Энергетическое хозяйство

4-1. Электроэнергетическая система	31
4-2. Требования к энергоснабжению	35
4-3. Энергетический баланс	36
Заключение	37
Литература	38

Глава пятая

Расходная часть электрического баланса электроэнергетической системы

5-1. Потребители энергии	38
5-2. Режим нагрузки	43
5-3. Графическое представление режима нагрузки	44
5-4. Свойства интегральной кривой продолжительности нагрузки (ИКПН)	46
5-5. Показатели и аналитические выражения для кривых нагрузки	49
5-6. Метод относительных величин	51
5-7. Аналитический подсчет годовой нагрузки	53
5-8. Методы построения календарных кривых нагрузки	56
Заключение	60
Литература	60

Глава шестая

Покрытие нагрузки в электроэнергетической системе

6-1. Баланс мощностей электроэнергетической системы	60
6-2. Баланс энергии электроэнергетической системы и показатели календарных кривых выработки	63
6-3. Нагрузочный резерв	64
6-4. Аварийный резерв	65
6-5. Ремонтный резерв	69
Заключение	70
Литература	70

Глава седьмая

Расход

7-1. Классификация рек	71
7-2. Гидрологическая характеристика	74
7-3. Обобщение гидрологических характеристик	74
7-4. Водохозяйственная характеристика и ее показатели	75
7-5. Аналитические выражения гидрологических и водохозяйственных характеристик	77
7-6. Характерные расходы и стоки	78
7-7. Гидрологические расчеты	79
7-8. Точность гидрологических расчетов	83
7-9. Формы задания гидрологических характеристик	84
7-10. Баланс расходов ГЭС и эксплуатационные коэффициенты использования	85
Заключение	88
Литература	89

Глава восьмая**Напор**

8-1. Баланс напоров	89
8-2. Потери напора на кривой подпора	90
8-3. Колебания горизонта верхнего бьефа	92
8-4. Колебания горизонта нижнего бьефа	93
8-5. Потери напора в водоподводящих сооружениях	96
8-6. Напорная характеристика ГЭС	99
8-7. Эксплуатационный баланс напоров ГЭС	100
Заключение	102
Литература	102

Глава девятая**Энергоэкономические расчеты в гидроэнергетике**

9-1. Виды энергоэкономических расчетов в гидроэнергетике	103
9-2. Основные экономические показатели	105
9-3. Энергоэкономическая характеристика ГЭС	105
9-4. Энергоэкономическая характеристика ТЭС	109
9-5. Метод энергоэкономического расчета	111
9-6. Условия сопоставления вариантов расчета	114
Заключение	116
Литература	116

Глава десятая**Схемы получения гидравлической энергии**

10-1. Типы схем получения гидравлической энергии	117
10-2. Выбор створов	122
10-3. Экономические обоснования выбора схемы получения гидроэнергии	124
10-4. Принципы проектирования каскадной схемы	126
10-5. Экономический расчет схемы каскада ГЭС	128
Заключение	129
Литература	129

Глава одиннадцатая**Водное хозяйство и гидроэнергетика**

11-1. Водное хозяйство и его особенности	129
11-2. Основные принципы организации водного хозяйства в СССР	130
11-3. Структура водного хозяйства	131
11-4. Методы увязывания и экономика водохозяйственного комплекса	133
11-5. Водохозяйственный баланс	134
11-6. Гидроэнергетика и водопотребители	137
11-7. Гидроэнергетика и водопользователи	139
11-8. Гидроэнергетика и затопления и подтопления	142
11-9. Режимные ограничения в водохозяйственном комплексе	143
11-10. Водохозяйственное районирование и водохозяйственные комплексы СССР	144
Заключение	145
Литература	145

Глава двенадцатая**Энергетическая характеристика ГЭС**

12-1. Коэффициент полезного действия ГЭС	146
12-2. Энергетический баланс ГЭС	146
12-3. Определение реально используемых ресурсов гидроэнергии	150
12-4. Энергетическая характеристика ГЭС	151
12-5. Техника гидроэнергетических расчетов	154
Заключение	156
Литература	156

Глава тринадцатая**Гидроэлектрическая станция в покрытии нагрузки**

13-1. Классификация ГЭС	157
13-2. Характерные мощности ГЭС	157
13-3. Календарные кривые выработки для ГЭС	160
13-4. ГЭС без регулирования	161
13-5. ГЭС с неограниченным суточным регулированием	163
13-6. ГЭС с длительным регулированием	166
13-7. Размещение ГЭС в балансах мощности и энергии	168
13-8. Структура мощности ГЭС	170
Заключение	172
Литература	173

Глава четырнадцатая**Тепловая электрическая станция в покрытии нагрузки**

14-1. Энергетические характеристики тепловых электростанций	173
14-2. Тепловая нагрузка и ее теплоэлектрическая характеристика	176
14-3. ТЭС в покрытии нагрузки	178
14-4. Энергетические балансы энергоснабжающих систем	179
14-5. Обобщенное уравнение электроэнергетической системы	181
14-6. Классификация энергетических систем	183
14-7. Топливные характеристики ТЭС	186
Заключение	188
Литература	188

Глава пятнадцатая**Основы графических методов, применяемых в гидроэнергетике**

15-1. Точность графических расчетов	189
15-2. Масштабы и шкалы	189
15-3. Поворот осей	190
15-4. Сложение и вычитание кривых	191
15-5. Основы графических расчетов	191
15-6. Умножение координат кривой	193
15-7. Деление координат кривой	193
15-8. Графическое дифференцирование	194
15-9. Графическое интегрирование	195
Литература	196

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В КНИГЕ

1. Обозначения буквами русского алфавита

<i>G</i> — горизонт, уровень	<i>м</i>
<i>E</i> — энергия потребления — нагрузка	<i>квтч</i>
<i>e</i> — энергия потребления — нагрузка в относительных единицах	
<i>I</i> — издержки производства	руб.
<i>i</i> — издержки удельные	руб./единицу
<i>K</i> — капиталовложения	руб.
<i>k</i> — капиталовложения удельные модульный коэффициент	
коэффициент	
характеристика тепловой системы	
<i>M</i> — модуль стока	<i>л/сек/км²</i>
<i>ц</i> — цена единицы продукции	руб.
<i>У</i> — ущерб	руб.
<i>Э</i> — энергия, вырабатываемая на ЭС — выработка, энергия ресурса	<i>квтч</i>

2. Обозначения буквами латинского алфавита

<i>B</i> — расход условного топлива	<i>кг усл. топлива</i>
<i>b</i> — удельный расход условного топлива	<i>кг усл. топл./квтч</i>
<i>C</i> — коэффициент Шези	
<i>C_v</i> — коэффициент вариации	
<i>C_s</i> — коэффициент асимметрии	
<i>d</i> — диаметр	<i>м</i>
<i>F</i> — площадь водосбора	<i>км²</i>
площадь сечения створа	<i>м²</i>
<i>f</i> — показатель	
<i>G</i> — вес	<i>кг</i>
<i>g</i> — ускорение силы тяжести = 9,81	<i>м/сек²</i>
<i>H</i> — напор, падение, высота	<i>м</i>
<i>h</i> — потери напора	<i>м</i>
показатель длительности использования	<i>час</i>
удельное падение	<i>м/км</i>
<i>i</i> — уклон	
<i>L</i> — длина	<i>м, км</i>
<i>l</i> — длина	<i>м, км</i>
полюсное расстояние	<i>см</i>
<i>n</i> — число приведенных агрегатов, находящихся в аварийном простое	

<i>N</i> — мощность генерирующих установок	<i>квт</i>
мощность энергоресурсов	
<i>n</i> — число приведенных агрегатов оборотность	<i>об/мин</i>
число членов ряда	
<i>P</i> — мощность потребления — нагрузки	<i>квт</i>
обеспеченность многолетняя	<i>%</i> , доли единицы
<i>v</i> — вероятность	
коэффициент издержек	
давление удельное	<i>кг/см²</i>
продолжительность внутригодичная	<i>%</i> , доли единицы
<i>Q</i> — расход воды	<i>м³/сек</i>
расход тепла, тепловая нагрузка	<i>кал/сек</i>
<i>q</i> — удельный расход	
вероятность	
<i>R</i> — гидравлический радиус	<i>м</i>
<i>r</i> — показатель резерва	
число приведенных резервных агрегатов	
<i>T</i> — время	<i>мес., годы</i>
<i>t</i> — время	<i>часы, мес.</i>
температура	<i>°C</i>
характеристика топливной системы	
<i>V</i> — объем	<i>м³</i>
<i>v</i> — скорость	<i>м/сек</i>
<i>W</i> — сток	<i>м³</i>
<i>X</i> — характеристика	
<i>x</i> — характеристика электрической системы	
<i>z</i> — число приведенных агрегатов разность высот	<i>м</i>

3. Обозначения буквами греческого алфавита

α — коэффициент теоретической мощности реки, показатель базовости, выравниности по средней мощности	
показатель зарегулированности	
β — показатель выравниности по максимальной мощности	
пересеченный коэффициент	<i>кг усл. топл./квтч</i>

γ — показатель выравнивания по установленной мощности . . .		α — коэффициент относительной ценности теплоносителя . . .	<i>квтч/кал</i>
объемный вес	<i>кг/м³</i>	μ — масштаб	
Δ — разность		показатель режима нагрузки .	
потери		ν — мощность генерирующих установок в относительных величинах	
приращение		π — мощность потребления — нагрузки в относительных величинах	
δ — показатель использования . .		ρ — показатель одновременности .	
коэффициент формы		Σ — сумма	
ε — показатель режима		σ — показатель устойчивости характерных величин	
энергия потребления нагрузки в относительных величинах . .		τ — дата	
ξ — коэффициент потерь пара в местных сопротивлениях . . .		срок окупаемости	лет
η — коэффициент полезного использования		Ω — площадь водохранилища . . .	<i>км²</i>
коэффициент полезного действия		ω — площадь живого сечения . . .	<i>м²</i>
θ — время в относительных величинах		Υ — отметка	<i>м</i>

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА И ЕЕ РАЗВИТИЕ

1-1. ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НАУКА

Гидроэнергетика как техническая наука представляет собой учение о гидравлической (водной) энергии и методах ее получения и использования. В техническом отношении она ставит своей задачей определить лучшее с народнохозяйственной точки зрения использование гидроэнергетических ресурсов и включения комплекс сооружений и оборудования, преобразующих гидравлическую энергию в форму, удобную для ее использования. Особенностью гидроэнергетики в отличие от других технических наук является глубокая связь через гидроэнергетический ресурс — реку — с естествознанием: геологией, гидрологией, географией, климатологией и т. д.

Научные основы гидроэнергетики представляют собой своеобразное соединение геофизических, физических и экономических законов. К ним относятся в первую очередь закон водного баланса и открытый М. В. Ломоносовым закон сохранения вещества и энергии.

Можно выделить следующие закономерности, определяющие собой соответствующее теоретическое обоснование гидроэнергетических проблем:

- а) теория гидромеханики,
- б) теория поверхностного стока,
- в) теория гидравлических машин,
- г) теория использования гидравлической энергии,
- д) теория энергетического регулирования стока,
- е) теория нестационарных процессов в гидроэнергетических системах,
- ж) теория электроэнергетических систем.

Экономическими основами гидроэнергетики являются конкретные приложения законов политической экономии социализма, выраженные в принципах и методах экономического анализа и расчета.

Особенностью гидроэнергетики как отрасли народного хозяйства является ее двойная связь с народным хозяйством через энергетическое

хозяйство, обнимающее весь комплекс получения, преобразования, передачи и распределения энергии, и через водное хозяйство, включающее получение, передачу и распределение воды для всех многообразных водопользователей и водопотребителей. В условиях социалистического хозяйства использование гидравлической энергии основывается на следующих принципах.

1. Принцип комплексности использования гидравлического ресурса, т. е. гармоничного увязывания интересов всех водопользователей и водопотребителей в водохозяйственный комплекс (ВХК).

2. Принцип экономического обоснования предельной степени использования гидравлического ресурса.

3. Принцип рассмотрения всех вопросов с позиций электроэнергетической системы в целом.

4. Принцип равного качества расчетов. Этот принцип требует одинакового уровня требований ко всем расчетам. Так, в отношении статических расчетов при одинаковых условиях он означает требование равнопрочности, в отношении экономических расчетов — равноэкономичности, в отношении техники всех видов расчетов — равноточности. Известно, что качество гидросиловых установок и их отдельных элементов определяется по наиболее слабому по условиям расчета месту, и рассматриваемый принцип требует, чтобы не было ненужных уточнений сверх уровня определенного для самого неточного элемента расчета.

Ведущим методом анализа в гидроэнергетике является метод баланса. Балансы вещества и балансы энергии составляются для всех звеньев последовательных энергетических преобразований. Обычно методика эта сводится к определению составляющих баланса, отнесенных к определенному времени и месту. Основная проблема заключается в определении факторов, влияющих на составляющие баланса. Баланс рассматривает каждое данное звено

Таблица 1-1

Метод балансов в гидроэнергетике
(ГЭС — гидроэлектростанция, ВХК — водохозяйственный комплекс, ЭЭС — электроэнергетическая система)

Виды балансов и области их использования	Баланс		Место применения			Тип балансового уравнения
	вещества	энергии	ГЭС	ВХК	ЭЭС	
Водный баланс реки при определении гидрологических характеристик	+		×	×		1
Водохозяйственный баланс ВХК при расчете водохозяйственного режима компонентов ВХК	+		×	×		1
Водохозяйственный баланс ГЭС при расчете водохозяйственного режима ГЭС	+		×	×		1
Водохозяйственный баланс регулирования при расчете регулирования компонентов ВХК	+		×	×		1
Гидроэнергетический баланс регулирования ГЭС при расчетах энергетического регулирования ГЭС	+	+	×	×	×	2
Гидроэнергетический баланс регулирования гидроэнергетической системы при расчетах режима системы	+	+	×		×	2
Электрический баланс ГЭС при расчетах условий использования ГЭС в ЭЭС		+	×		×	1
Тепловой баланс ЭЭС при расчетах условий использования ГЭС в ЭЭС		+			×	1
Топливный баланс ЭЭС при расчетах условий использования ГЭС в ЭЭС		+			×	1
Энергетический баланс ЭЭС при расчетах условий использования ГЭС в ЭЭС		+	×		×	1
Экономический баланс ЭЭС при экономических расчетах			×	×	×	3

энергетической цепи преобразований во всех его связях со всем энергетическим комплексом. Некоторое представление о широте применения этого метода в гидроэнергетике дает табл. 1-1, из которой видно, что часть балансов связана с балансом вещества: балансы стока, часть — с балансами энергии, и имеются виды балансов, включающие и тот и другой баланс. На табл. 1-1 показаны области использования тех или иных видов балансов.

Все уравнения балансов строятся в виде выражения

$$\sum A_i = \sum B_i,$$

где A и B — однородные элементы приходной и расходной части баланса. Так как балансы относятся к определенному месту, то ведущим аргументом является время t . В зависимости

от характера зависимостей отдельных составляющих баланса можно все балансовые уравнения разделить на три типа:

I тип — имеется одно из переменных, зависящее только от времени:

$$f(t) = \varphi(t, x, y, \dots) + F(t, x, y, \dots) + \dots$$

Такой вид имеют все балансы, в которых фигурирует как одно из составляющих сток реки или нагрузка, преимущественно зависящие от времени.

II тип — все составляющие баланса зависят от времени и других факторов:

$$f(t, x, y, \dots) = \varphi(t, x, y, \dots) + F(t, x, y, \dots) + \dots$$

К этому виду относятся режимные балансы.

III тип — все составляющие баланса от времени не зависят:

$$f(x, y, \dots) = \varphi(x, y, \dots) + F(x, y, \dots) + \dots$$

В некоторых экономических балансах, отнесенных к определенному периоду, время исключается из балансового выражения.

Энергетические транспорт и преобразования в гидроэнергетической установке представляют собой относительно длинную и сложную цепь. Для водоподводящих сооружений ГЭС можно составить единое уравнение движения воды. Для турбины необходимо написать три уравнения: для водоподводящей части, рабочего колеса и водоотводящей части. Серией уравнений выражается работа регулятора, генератора и электрической части энергосистемы. Современный этап развития гидроэнергетики, как и большинства технических наук, характеризуется изучением нестационарных процессов. В этом отношении трудности решения задач по гидроэнергетике, помимо сложности явлений и отображающих отдельные процессы уравнений, усугубляются необходимостью рассмотрения одновременно нескольких звеньев энергопреобразующей цепи.

Гидроэнергетика широко использует передовой научный метод исследования — метод моделирования. Математическое моделирование — метод математических аналогий впервые в мире был применен в гидротехнике академиком Н. Н. Павловским в виде ЭГДА — метода электрогидродинамических аналогий. Советские ученые сильно развили метод математических аналогий и к настоящему времени на электрических схемах рассчитывают многие гидроэнергетические задачи. Уравнение-аналог подбирается в зависимости от характера исследуемых явлений, и поэтому электрические величины соответствуют различным параметрам гидроэнергетических выражений.

Особенное значение имеет в гидроэнергетике физическое моделирование, которое издавна применяется для изучения гидравлических режимов в сложных гидроузлах, сооружениях и машинах. В настоящее время благодаря работам советских исследователей, в особенности В. А. Веникова, теоретически обоснована возможность моделирования всего комплекса вопросов, связанных с работой гидроэлектростанций в системе.

В Московском энергетическом институте создается динамическая модель гидроэнергетической системы, представляющая уникальную установку, включающую два гидроагрегата с переменными характеристиками, работающие на модель электрической сети и нагрузки. На этой модели можно будет не только наблюдать, исследовать и считать любые случаи нестационарных процессов, но и одновременно, меняя характеристики модели, исследовать работающие в системе конкретные ГЭС.

Необходимо учесть еще одну особенность гидроэнергетической науки. Она состоит в том, что основные исходные гидрологические и энергетические материалы задаются преимущественно в графической форме, очень трудно выражаемой аналитически. В связи с этим в гидроэнергетике получили широкое применение графоаналитические и графические методы расчетов. Эти методы значительно развиты советскими учеными и ими предложено много оригинальных приемов, облегчающих расчеты.

Современное состояние гидроэнергетики как науки обязано советским ученым. Именно в Советском Союзе благодаря широкому развитию гидроэлектростроительства на основе ленинско-сталинской теории электрификации была возможность создать научные основы для гидроэнергетики. Капитальные работы по теории советского энергетического хозяйства и электроэнергетических систем представлены исследованиями акад. Г. М. Кржижановского, В. В. Болотова, В. И. Вейца, С. А. Кукель-Краевского, М. А. Мосткова, Е. А. Руссаковского, автора и других. Основы энергоэкономических расчетов даны в трудах: акад. Б. Е. Веденеева, В. Г. Айвазяна, Ф. Ф. Губина, В. П. Захарова, С. А. Кукель-Краевского, В. А. Куценова, А. А. Степанкова, В. В. Новожилова, М. П. Фельдмана, Б. Л. Эрлихмана, автора и других.

Если не освещать гидравлических и гидротехнических основ гидроэнергетики, то следует отметить большие научные исследования по вопросам гидроэнергетических расчетов, получивших теоретическое обоснование в работах:

А. Д. Гостева, П. А. Ефимовича, Г. П. Иванова, С. Н. Крицкого, Н. В. Мاستицкого, М. Ф. Менкеля, С. И. Рыбкина, Д. О. Сейфулла, М. В. Потапова и других.

Важнейшие проблемы, связанные с изучением неустановившихся процессов в гидроэнергетических системах, получили глубокие научные обобщения в исследованиях акад. С. А. Христиановича, В. А. Архангельского, Н. М. Бернадского, Ф. Ф. Губина, И. В. Егiazарова, Н. А. Картвеллишвили, А. А. Морозова, М. А. Мосткова и других.

В Советском Союзе издан ряд оригинальных капитальных учебников по гидроэнергетике: акад. Б. Е. Веденеева (1924 г.), И. В. Егiazарова (1932 г.), М. А. Мосткова (1934 г.), Ф. Ф. Губина (1936 г.), под редакцией Т. Л. Золотарева (1944 г.), А. А. Морозова (1948 г.) и Ф. Ф. Губина (1949 г.).

Для исследования важнейших вопросов гидрологии, гидротехники, гидромашин, гидрав-

Таблица 1-2

Характеристика направленности научных работ научно-исследовательских организаций, обслуживающих гидроэнергетику

Научно-исследовательские организации	Проблемы						Сокращенное обозначение организаций
	Гидрология	Гидротехника	Гидромашин	Гидравлика	Гидроэнергетика	Водное хозяйство	
Всесоюзный научно-исследовательский институт гидротехники им. Веденеева		+	+	+	+		ВНИИГ
Всесоюзный научно-исследовательский институт промышленного водоснабжения гидротехнических сооружений и инженерной геологии		+		+			ВОДГЕО
Всесоюзный научно-исследовательский институт гидротехники и мелиорации		+		+			ВНИИГИМ
Всесоюзный научно-исследовательский институт гидромашиностроения				+			ВИГМ
Тбилисский научно-исследовательский институт сооружений и гидроэнергетики		+	+	+	+		ТНИСГЭИ
Среднеазиатский научно-исследовательский институт ирригации		+		+			САНИИРИ

Продолжение табл. 1-2

Научно-исследовательские организации	Проблемы						Сокращенное обозначение организаций
	Гидрология	Гидротехника	Гидрометрика	Гидравлика	Гидроэнергетика	Водное хозяйство	
Секция по изучению водно-хозяйственных проблем Академии Наук СССР					+	+	СВП
Энергетический институт Казахской Академии наук					+	+	
Энергетический институт Узбекской Академии наук					+		
Энергетический институт Азербайджанской Академии наук					+	+	
Водноэнергетический институт Армянской академии наук		+			+	+	
Гидроэнергетический факультет Московского Энергетического института		+	+	+	+		ГЭФ МЭИ
Энергетический институт Грузинской Академии наук		+		+	+		
Институт гидрологии и гидравлики Украинской Академии наук	+	+		+		+	
Государственный гидрологический институт	+					+	

лики, гидроэнергетики и водного хозяйства создана сеть крупных научно-исследовательских институтов.

Характеристика направленности некоторых из них дается в табл. 1-2.

1-2. КРАТКИЙ ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТЕХНИКИ

Использование естественных водотоков в энергетических целях применялось русским народом много веков тому назад. Мельницы с водяными колесами, как установлено поцелевшим документам, были известны на Руси еще в XI—XIII веках. Но развитие техники плотинно- и мельницестроения к тому времени позволяет предполагать, что водяные колеса устанавливались на Руси еще раньше.

В XVI веке на речке Лахоме близ Вологды работала гидроустановка, приводившая в работу молот дляковки железа. Известна установка того же времени под Москвой, готовившая бумажную массу.

Особенно большое развитие получила гидротехника в Петровское время, причем Петр I — неутомимый преобразователь России, проявил много инициативы в водохозяйственном строительстве. Гидротехнические сооружения того периода либо были связаны с созданием напора для водяных колес, либо с созданием искусственных водных соединений. Так, в 1719—1722 гг. М. И. Сердюковым была построена Вышневолоцкая судоходная шлюзованная система, соединившая бассейн Волги с Балтикой. Интересно отметить, что сооружения системы имели комплексное назначение: водой водохранилища, созданного на реке Цне, питались многочисленные гидромеханические установки и было сооружено много водяных колес для различных производств.

Строили плотины и гидроустановки на Урале и Алтае И. И. Ползунов, Е. А. и М. Е. Черепановы и выдающийся мастер-строитель К. Д. Фролов, который в XVIII веке соорудил четырехступенчатый деривационный каскад на р. Корбалихе на Алтае. В Змеиногорске на Урале им же была построена мощная гидроустановка с длинной деривацией (более 2,2 км) и также с четырехступенчатым использованием. Земляная плотина этой установки высотой более 18 м существует и поныне.

Русские инженеры и мастера накопили многовековой опыт гидростроительства и создали свою школу гидротехников.

Особенное развитие в XIX и начале XX века получила воднотранспортная гидротехника. Крупнейший русский гидротехник В. М. Лохтин в 1904 г. писал: «Нет ни одной страны в мире, где бы реки и судоходство имели такое значение, как у нас. По ним разветвилась во все стороны наша народность, наша торговля и наша государственность, строились города и села и промышленные центры.

...есть русская школа речного искусства, школа богатая, достойная изучения и сулящая за это обильные плоды».

Если в эпоху возникновения промышленного капитализма гидротехническое строительство было на высоте, то гидравлические двигатели переживали кризис. «Его величество пар», один из факторов промышленного переворота, совершенно вытеснил из энергетической базы несовершенные, маломощные, привязанные к водному источнику водяные колеса. Хотя к тому времени возникли такие уникальные установки, как гидросиловая установка Крегсгольмской мануфактуры на р. Нарве, на которой имелись водяные колеса предельной мощности, каждое по 500 л. с., но это была

лебединая песнь колесных водяных двигателей.

Переворот в гидроэнергетике пришел в XIX веке из двух источников. Во-первых, это было изобретение гидравлической турбины. Знаменитый Леонард Эйлер, работавший в Российской Академии наук много лет и справедливо считавший Россию своей второй родиной, еще в XVIII веке создал теорию турбин. Но материальная база была несовершенна, а главное, не созрела еще потребность в таких двигателях. В XIX веке стал реально вопрос о новом гидравлическом двигателе. В первой половине XIX века появляется ряд конструкций турбин. В России гидротурбина, изобретенная Игнатием Сафроновым, широко внедрилась на уральских заводах. За рубежом уже позднее были созданы турбины конструкции Фурнейрона, Жонваля и других. Затем появилась более совершенная конструкция турбины Френсиса с регулирующим аппаратом и всасывающей трубой. В восьмидесятых годах оформились современные конструкции струйнокровшевых (активных) турбин. Несмотря на эти успехи гидромашиностроения, развитие использования гидроэнергии шло весьма медленно. Не было еще главного второго источника — электрической техники. В этой области русские ученые не только вписали славные страницы, но закрепили за нашей Родиной приоритет в решении основных задач. В 1874 г. Ф. А. Пироцкий провел на Волковом поле в Петербурге опыты по передаче электрической энергии на расстояние до 1 км. В 1876 г. П. Н. Яблочковым был изобретен трансформатор.

В 1876 г. Пироцкий проводил удачные опыты передачи электрического тока по рельсовому пути. В том же году Ф. А. Пироцкий опубликовал статью «О передаче работы воды как движителя на всякое расстояние посредством гальванического тока», в которой он писал: «Ввиду громадных издержек, необходимых на содержание паровых движителей больших заводов и фабрик, нам пришла мысль о возможности передачи работы воды как самого дешевого движителя на известное расстояние посредством гальванического тока, полученного какою-либо динамоэлектрической машиной».

В затхлой атмосфере царской России изобретения и опыты талантливых русских ученых не могли найти поддержки и практического применения.

Даже редакция «Инженерного журнала», поместившая статью Ф. А. Пироцкого, писала, что она «слагает с себя всякую ответственность относительно практической стороны дела...».

В 1882 г. были закончены мюнхенские опыты М. Депре передачи энергии постоянного тока. Понадобился гений Энгельса, чтобы оценить перспективы электропередач. В своем известном письме к Э. Бернштейну, 1883 г. он писал:

«...Новейшее открытие Депре, состоящее в том, что электрический ток очень высокого напряжения при сравнительно малой потере энергии можно передавать по простому телеграфному проводу... окончательно освобождает промышленность почти от всяких границ, полагаемых местными условиями, делает возможным использование также и самой удаленной водяной энергии, и если вначале оно будет полезно только для городов, то в конце концов оно станет самым мощным рычагом для устранения противоположности между городом и деревней».

А еще раньше, в письме к К. Марксу, Ф. Энгельс писал: «Открытие делает возможным использование всей колоссальной массы водяной силы, пропадавшей до сих пор даром» (К. Маркс и Ф. Энгельс, переписка 1868—1883 г., т. XXIV, стр. 587, Госполитиздат).

Теория электропередач была дана впервые в 1880 г. Д. А. Лачиновым. Первая мощная передача переменного тока была осуществлена в 1891 году на электрической выставке во Франкфурте-на-Майне. Энергия подавалась от гидростанции на речке Неккар на 175 км. Мощность в 200 кВт передавалась при напряжении 25 000 в. Творец этой схемы М. О. Дольво-Добровольский одновременно явился изобретателем первого трехфазного двигателя, тем самым решив важнейшую проблему электрической техники переменного тока — создание простого по своей конструкции и экономичного двигателя.

Интересно отметить, что уже в 1894 г. инженером В. Ф. Добротворским был разработан первый проект гидроэлектрической станции на р. Волхове мощностью 22 500 кВт.

С появлением электрических машин и высоковольтных линий электропередач, в использовании гидроэнергии открылись неограниченные перспективы и очень скоро во всем мире гидроэнергия стала занимать все более и более видное место в электроснабжении. Дешевая гидроэнергия вызвала к жизни электрохимическую промышленность и другие электроемкие производства. Желание использовать богатые средоточия гидравлической энергии требовало удлинения линий электропередач и повышения их мощности; все это повышало напряжение электропередач. Это влияние гидроэнергетики на

высоковольтную технику хорошо проследить на развитии советской гидроэнергетики. Волховская ГЭС потребовала напряжения в 34 кв. Строительство Днепровской ГЭС освоило 160 кв, а Свирская ГЭС вызвала к жизни 220 кв. Передача энергии от мощных волжских ГЭС требует перехода на 400 кв, а проекты крупнейших гидроэлектростанций на сибирских реках ускоряют научно-исследовательские работы по передаче энергии постоянным током напряжением порядка миллиона вольт.

Возможность получения больших мощностей при малых габаритах водоподводящих сооружений и турбин привела к особо интенсивному развитию средне- и высоконапорных установок. Но этого типа установки возможны, как правило, в горных районах, на реках же равнинного типа, представляющих собой основные магистрали расселения человечества, падения невелики. Жизнь требовала создания низконапорной высокооборотной турбины. Это стало возможным лишь после разработки теории подъемной силы лопасти отцом авиации Н. Е. Жуковским, который, как автор теории гидравлического удара, также является отцом теории неустановившихся гидроэнергетических процессов.

В XX веке широкое применение получили различные типы лопастных и поворотнлопастных турбин, позволивших значительно расширить нижнюю зону используемых напоров.

По эффективности энергопреобразования гидротурбины подошли к потолку: к. п. д. уже превышает 94%.

В 1919 г. был сделан еще один скачок в развитии гидроэлектрической техники — автоматизация гидроэлектростанций.

1-3. РАЗВИТИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В СССР

Еще до Великой Октябрьской социалистической революции русская инженерная мысль смело выдвигала интересные проекты использования водной энергии. Можно указать, например, на схемы использования рек: Днепра (у порогов), Волхова (у порогов), Суны, Вуоксы (у водопада), Терека и многих других. Но реализация этих проектов была не по силам царской России.

В своем «Наброске плана научно-технических работ», направленном в Академию Наук, Ленин указывал на необходимость использовать для обеспечения экономического подъема страны «...Водные силы и ветряные двигатели вообще и в применении к земледелию» (Ленин, Собрание сочинений, 3 изд., т. XXII, стр. 434).

Уже в апреле 1918 г. В. И. Ленин предложил начать строить Волховскую ГЭС для создания прочной и не зависящей от привозного топлива энергетической базы для петроградской промышленности.

Первые лампочки Ильича зажглись от малых гидростанций, которых в 1919 году уже было 47 на суммарную мощность 1 600 квт. О них на IX Всероссийском съезде Советов В. И. Ленин говорил, что: «Этими мелкими станциями были созданы в деревне центры современной новой крупной промышленности».

В 1920 году был составлен Ленинский план электрификации — план ГОЭЛРО. Этот план предусматривал строительство за 15 лет 30 новых электростанций, из них ГЭС — 9. Из намеченных к вводу 1 750 тыс. квт на ГЭС отводилось 515 тыс. квт. Этот план был оценен товарищем Сталиным как «Мастерский набросок действительно единственного и действительно государственного хозяйственного плана без кавычек» (т. V, стр. 50).

В порядке реализации плана ГОЭЛРО началось строительство Земо-Авчальской ГЭС на р. Куре (1922 г.), Кондопожской — на р. Суне (1923 г.), Бозсуйской на арыке Боз-су (1923 г.), Аджарис-Цхальской в Грузии в 1924 г. и других. В 1926 г. были пущены в эксплуатацию: Волховская ГЭС и Бозсуйская ГЭС, в 1927 г. — Земо-Авчальская и Хариузовская (Алтай) ГЭС, в 1928 г. — Кондопожская (Карело-Финская ССР), Ленинанская (Армения) и др. К началу первой Сталинской пятилетки уже работало 9 ГЭС суммарной мощностью около 100 тыс. квт. Развернулось строительство новых установок: Нижне-Свирской, Дзорагетской и Канакирской (Армения), Кадырьинской (Узбекистан), Рионской (Грузия), Гизельдонской (Сев. Кавказ) и мирового гиганта — Днепровской ГЭС.

От изолированных установок и узлов перешли к комплексным большим схемам. Были разработаны схемы реконструкции средней и нижней Волги (1931 г.), Севано-Зангинского каскада (1931 г.), Большого Днепра (1932 г.), Волго-Дона (1933 г.), Ангары (1933 г.), Верхней Волги (1934 г.).

План ГОЭЛРО был досрочно выполнен еще в первой пятилетке, план которой был закончен в четыре года. Мощность районных электростанций составила тогда 2,86 млн. квт, из них на ГЭС около 0,43 млн. квт. Вступила в опытную эксплуатацию Днепровская ГЭС, самая мощная станция Европы. Ее строительство — это был экзамен на зрелость, блестяще сданный советскими гидротехниками.

Вторая пятилетка дала еще больший скачок в развитии электрификации в целом и гидроэлектростроительства в частности. К 1935 г. мощность пущенных 19 ГЭС составила около 0,75 млн. *квт.* Всего за вторую Сталинскую пятилетку было построено 22 ГЭС мощностью 0,57 млн. *квт.* Были осуществлены грандиозные водохозяйственные комплексы, которые обогатили теорию и практику советского гидростроительства: Беломорско-Балтийский канал им. Сталина (1932 г.), канал им. Москвы (1937 г.).

Третья Сталинская пятилетка, осуществление которой было прервано войной, ознаменовалась пуском второй ГЭС на Волге: Угличской, Баксанской ГЭС (Сев. Кавказ), Комсомольской ГЭС на р. Чирчике и других. К началу войны было введено 37 ГЭС суммарной мощностью 1,5 млн. *квт.* В процессе строительства находились ГЭС на мощность в 1 млн. *квт.*, большинство из которых были законсервированы на период войны.

Во время суровых дней Великой Отечественной войны ГЭС во многих случаях были единственными или основными источниками энергоснабжения (Волховская ГЭС для Ленинграда, Волжские ГЭС для Москвы и др.).

В результате разрушений, причиненных немецко-фашистскими варварами, выбыли из работы ряд ГЭС мощностью 1,0 млн. *квт.* Несмотря на тяжелые условия, строительство ГЭС во время войны продолжалось. Были пущены ГЭС: Тавакская (на р. Чирчик), Щербаковская (на р. Волге), несколько ГЭС на Чирчик-Бозсуйском тракте. Было начато новое строительство ГЭС: Нижне-Варзобской (Таджикистан), Фархадской ГЭС (Узбекистан), Озерной (на озере Севан, Армения).

Уже во время войны интенсивно велось восстановление разрушенных ГЭС: в 1944 г. были пущены агрегаты Волховской ГЭС, Баксанской ГЭС, Гизельдонской, в 1945 г. — Нижне-Свирской, Кегумской (Зап. Двина), Раухиальской (р. Вуокса), в 1946 г. — Нива II и первый агрегат ДнепроГЭС в 1947 г.

В законе о первом послевоенном пятилетнем плане восстановления и развития народного хозяйства СССР сказано:

«Развернуть строительство гидроэлектростанций, обеспечив всемерное повышение удельного веса гидроэлектроэнергии в выработке электроэнергии по народному хозяйству».

В целях осуществления этого задания восстанавливается 6 ГЭС, включая Днепровскую. Завершается строительство 30 ГЭС — Сухумской, Нива II, Озерной, Фархадской и др.

Строятся 13 новых крупных ГЭС, среди которых грандиозные узлы с уникальными сооружениями и оборудованием: Мингечаурская (на р. Куре), Камская, Гюмушская (на р. Занге), Верхне-Свирская. На восьми ГЭС будет пущена первая очередь.

Всего должно быть введено за пятилетие 2,3 млн. *квт* и, кроме того, по малым ГЭС еще 1,0 млн. *квт.* Гидроэнергия в электробалансе страны с 10,5% в 1940 г. повысит свою долю до 15,2% в 1950 г.

За годы советской власти резко повысилась изученность гидроэнергетических ресурсов нашей Родины. Выявлена возможность сооружения в различных районах Союза, включая крайний север, 1745 гидроэлектрических станций суммарной мощностью около 100 млн. *квт.*, со среднегодовой выработкой 550 млрд. *квтч.* Первичными исследованиями намечены ГЭС с выработкой в 360 млрд. *квтч.* Исследованием охвачены свыше 30% гидроэнергоресурсов страны.

За период Сталинских пятилеток в области советского гидроэлектростроительства были созданы квалифицированные кадры инженеров проектировщиков и строителей, которых возглавили такие крупнейшие авторитеты, как акад. И. Г. Александров, акад. Б. Е. Веденеев, акад. А. В. Винтер, акад. Г. О. Графтио, С. Я. Жук, И. И. Кандалов, Б. К. Александров и другие. Достигнутые рекорды по масштабам сооружений, по срокам их создания, по оригинальности и рациональности решения сложных технических задач поставили советскую гидроэлектростроительную технику на первое место в мире.

В невиданно короткий срок за годы советской власти была фактически создана новая отрасль гидромашиностроения. Работы виднейших ученых и инженеров: И. Н. Вознесенского, В. С. Квятковского, Н. Н. Ковалева, И. И. Куколевского, Н. М. Шапова и других обеспечили теоретическую и практическую подготовку важнейших вопросов в области современного гидромашиностроения. Уже давно на Волжских ГЭС успешно работают единственные в мире поворотлопастные турбины диаметром рабочего колеса в 9 м.

Широко развилась автоматизация ГЭС. В Законе о послевоенном пятилетнем плане восстановления и развития народного хозяйства СССР поставлена задача: «Широко развернуть работы по автоматизации производственных процессов электростанций и электросетей; в первую очередь проводить полную автоматизацию работы гидроэлектростанций».

В настоящее время ни одна новая ГЭС в СССР не сооружается без автоматизации.

Прогрессивная роль гидроэнергетики как отрасли народного хозяйства может во всей своей силе сказаться и сказывается только в условиях социалистической экономики.

К. Маркс указывал: Водная сила — такая естественная сила, которая «...не относится ни к числу общих условий соответственной сферы производства, ни к числу таких ее условий, которые можно создать как общие условия» (К. Маркс, Капитал, т. III, стр. 569, Москва, Партиздат, 1936 г.). По своему существу водные силы как силы природы являются базисом «...исключительно повышенной производительной силы труда» (К. Маркс, Капитал, т. III, стр. 570, Москва, Партиздат, 1936 г.).

На гидроэлектрических станциях на человеко-час труда персонала приходится в среднем 500—600 квтч. На крупных ГЭС удельная выработка доходит до 1 200 квтч/чел.-час, а на некоторых полностью автоматизированных ГЭС превышает 10 000 квтч/чел.-час.

Гидроэлектрические станции экономят топливо и разгружают транспорт от его подвозки. ГЭС являются мощным побудителем в развитии электропередач и создании электроэнергетических систем. Эксплуатационные высокие качества ГЭС: маневренность, простота обслуживания, надежность, легкость регулирования и обратимость агрегатов делают их весьма ценным элементом электросистемы, значительно улучшающим ее экономические и эксплуатационные показатели.

Наличие в энергосистеме ГЭС с достаточным регулированием облегчает использование непостоянных источников энергии, таких, как приливно-отливной, ветровой и солнечной.

Обладающие достаточно емкими водохранилищами ГЭС позволяют с высоким к. п. д. аккумулировать энергию в огромных размерах.

Комплексная увязка использования гидроэнергии с водным хозяйством позволяет в условиях планового хозяйства не только экономично удовлетворять запросы народного хозяйства, но и решать такие проблемы, как улучшение климата и преобразование природы по великому сталинскому плану.

Гидроэлектростанции являются виднейшим элементом электрификации сельского хозяйства, что особенно усиливает их значение как решающего рычага в ликвидации противоречий между городом и деревней. В силу своих особенностей, независимости от топливодобывающей промышленности и транспорта, ГЭС имеют исключительное оборонное значение.

Как основа создания сложных промышленных комбинатов ГЭС в целом являются для народного хозяйства мощным районнообразующим фактором.

Использующие природные источники возобновляемой энергии и легко поддающиеся автоматизации гидроэлектрические станции являются элементами энергетической техники, соответствующими техническому базису коммунистического общества.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Гидроэнергетическая наука является учебным о гидравлической энергии и методах ее получения и использования. Ее научные, технические и экономические основы опираются на основные геофизические, физические и экономические законы и вытекающие из них закономерности.

В методике исследования гидроэнергетических проблем большое значение имеет метод баланса, рассматривающий каждое звено энергетических преобразований как неразрывную часть всей цепи, а всю цепь — как часть комплекса энергетического хозяйства. Все большее значение приобретает в гидроэнергетике метод физического и математического моделирования.

Работы и исследования советских ученых и инженеров обусловили современное развитие и ведущее положение гидроэнергетической науки в СССР.

Ряд особенностей гидроэнергетики как отрасли народного хозяйства в условиях социалистической экономики определяют ее важную роль как одной из составляющих технической базы коммунистического общества.

Из обзора исторического развития гидроэнергетической техники видна исключительная роль русских ученых, особенно в решении основных задач электротехники XIX века, предопределивших возможность широкого использования гидроэнергетических ресурсов. Бурное развитие гидроэлектростроительства в Советском Союзе обусловлено благоприятными условиями, созданными советской системой, вниманием партии, правительства и лично товарища Сталина к этой важной области народного хозяйства.

Литература

- 1-1. В. В. Данилевский, Русская техника, изд. 2-е, Лениздат, Л., 1948 г.
- 1-2. Т. Л. Золотарев, Проблемы гидроэнергетической науки, «Гидротехническое строительство», 1949 г., № 4.
- 1-3. Люди русской науки, том I. Гос. изд. техн. теорет. литературы, М.-Л., 1948 г.
- 1-4. М. А. Шателен, Русские электротехники, Госэнергоиздат, М.-Л., 1949 г.

ГЛАВА ВТОРАЯ

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ И ЕЕ СВОЙСТВА

2-1. ЭНЕРГИЯ ПРИРОДНЫХ ВОД

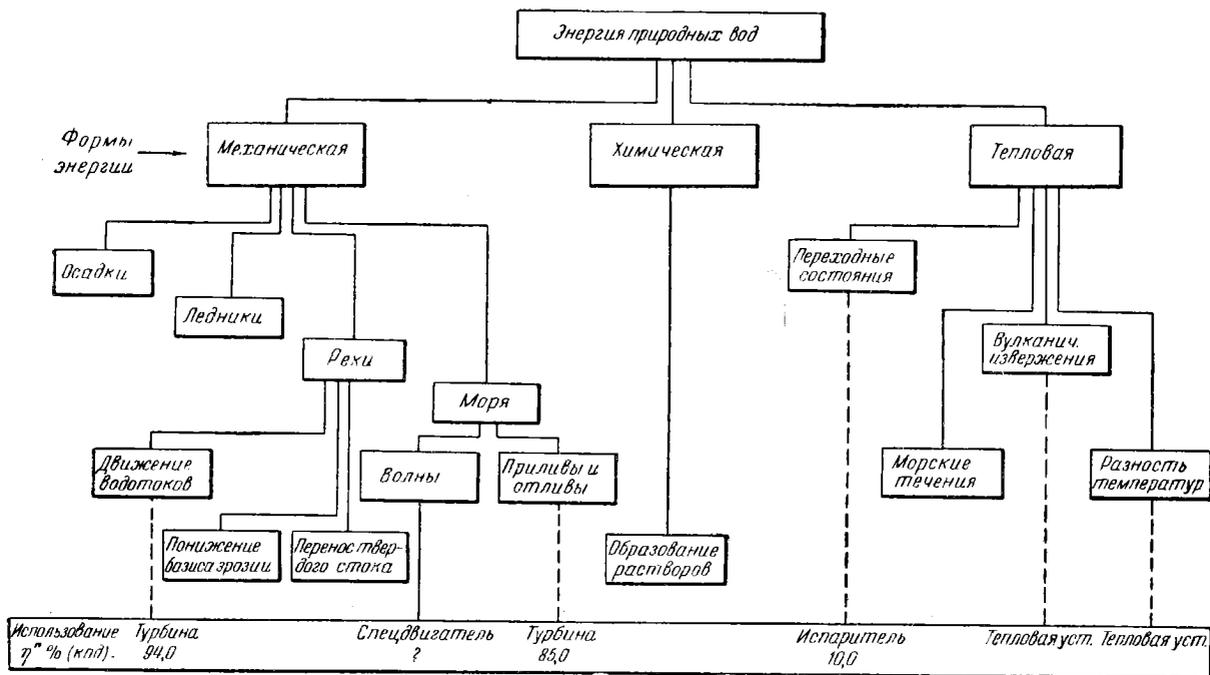
Природная вода может быть носителем энергии в трех формах: механической, химической и тепловой.

В. И. Вернадский писал: «Вся масса воды в жидкой и в газообразной и в твердой форме находится в непрерывном движении, переполнена действенной энергией, сама вечно меняет-

Механическая энергия движения ледников не подсчитана. Непосредственное использование энергии сползания ледников практически невозможно.

Основным объектом изучения и технического использования является энергия рек.

Потенциальная мощность рек мира исчислена недостаточно полно и определена



Фиг. 2-1. Классификация форм и видов энергии природных вод.

ся и меняет все окружающее. Картина видимой природы определяется водой». На фиг. 2-1 дана классификация возможных видов энергии природных вод.

Механическая энергия атмосферных осадков заключается в выпадающих ежегодно на поверхность суши $74\,000\text{ км}^3$ воды. Непосредственное использование энергии этого вида природных вод затруднено ввиду их незначительной концентрации, неравномерности и непостоянства выпадения осадков.

Энергия ледников определяется их колоссальной массой, охватывающей площадь в 16 млн. км^2 и составляющей около 21 млн. км^3 , что в переводе на воду составляет 18 млн. км^3 . Если бы весь лед растаял, уровень мирового океана поднялся бы на 50 м .

при расходе 95%-ной обеспеченности в $559,1\text{ млн. квт}$, из которых на СССР приходится $58,5\text{ млн. квт}$.

В природных условиях, как это показано на фиг. 2-3, энергия рек частично идет на размыв русла (понижение базиса эрозии) и перенос взвешенных в воде твердых частиц (твердого стока). Ежегодно реками размывается до 100 млрд. т твердой породы.

Энергия морей проявляется в форме волн («фиолетовый уголь») и приливно-отливной энергии («синий уголь»). Поскольку первопричиной энергии волн являются ветры, ее характерная черта — большая неравномерность. Подсчеты дают большие количества потенциальной волновой энергии морей. Несмотря на большой интерес к этому вопросу и осуществ-

ление, правда, в небольших масштабах, некоторых опытных установок по использованию волновой энергии морей, практическое использование волновой энергии является еще проблематичным. Техническое решение преобразования непостоянной по величине и направлению энергии удара волны в энергию, осуществляющую равномерное вращение электрического генератора, представляет весьма сложную задачу: к. п. д. такой установки не может быть большим. Если же учесть необходимость сооружения сложных конструкций и оборудования, то становятся ясными трудности широкого использования этого вида гидравлической энергии.

В другом положении находится вопрос использования приливно-отливной энергии. Высота приливной волны в среднем в районе Мурманска составляет 4 м, имеются районы (Пенжинская губа в Охотском море), где она доходит до 11 м. Приливная энергия циклическая, но неравномерная, и использование ее становится целесообразным лишь при совместной работе с другими энергоустановками, компенсирующими период снижения мощности приливно-отливных установок. Потенциальные ресурсы приливно-отливной энергии для СССР исчислены в 82 млрд. кВтч ежегодной выработки. Имеется ряд проектных разработок для отдельных объектов. Создание специальных эффективных конструкций, низконапорных обратимых проточных гидротурбин может открыть широкие перспективы использования энергии морских приливов и отливов.

Химическая форма энергии вод проявляется в образовании растворов солей, являющихся основным фактором химической энергии. Учитывая, что ежегодно растворяется водой до 27 млн. т твердых веществ, можно судить о громадной величине этого вида природной энергии, практическому использованию которой препятствует ее рассредоточенность.

Тепловая форма энергии природных вод может быть технически применена в схемах, работающих на принципе использования перепада температур. Этот перепад температур имеет место в тропических морях и океанах, между поверхностью (+20—25° С) и глубинными слоями воды (+4° С). Известный советский физик В. А. Михельсон еще в начале XX века разработал на этом принципе схему использования тепла воды Петровско-Разумовских прудов в Тимирязевской Академии в Москве. В тридцатых годах XX века во Франции был предложен проект такой установки. В качестве рабочего тела использовалась сама же вода,

но при искусственно пониженном давлении. Охлажденную воду из глубины предполагалось брать специальной трубой. Такая установка мощностью до 10 тыс. кВт была осуществлена в Карибском море на пароходе, но она штормом была разрушена. К. п. д. оказался невелик, около 8%.

Для географических и климатических условий СССР более интересна и имеет некоторые перспективы возможность использования зимой перепада температур между водой незамерзающих сибирских рек (+1, +4° С) и воздухом (—30, —40° С). Для этих так называемых «арктических» установок требуется найти особое рабочее тело, которое при положительной температуре было бы в газообразном состоянии, а при отрицательной — в жидком. Один из отгонов нефти — бутан — подошел по своим показателям. Большие исследования по этим вопросам у нас вел акад. П. П. Лазарев. Аналогичная схема бутановой арктической энергоустановки была предложена канадским инженером Баржо, но распространения эти установки ввиду низкого к. п. д. и дороговизны сооружения не получили. Задачей исследователей в этой области является нахождение рабочего тела, имеющего более благоприятные термохимические свойства. Тогда этот своеобразный энергоресурс может стать важным источником энергии для Арктики.

Энергия морских течений не учтена и не используется, хотя этот вид природной энергии неисчерпаем.

Большие возможности, повидимому, имеются в области использования энергии переходных состояний воды. Энергия испарения воды с водной поверхности и суши земного шара составляет около $3,4 \cdot 10^{20}$ кал ежегодно. Непосредственное использование этой энергии пока осуществлено только в гелиоиспарителях, применяемых для опреснения воды.

Из краткого перечня форм энергии, источником и носителем которой является находящаяся в постоянном кругообороте природная вода, можно видеть, что большое практическое и промышленное значение имеет пока что использование энергии речных потоков. Поэтому предметом дальнейшего нашего изучения является энергия рек.

2-2. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ И ЕЕ СВОЙСТВА

Энергия по определению Энгельса является общей мерой движения при его превращениях из одной формы в другую. Работа же характеризует изменение

формы движения только с количественной стороны, отвлекаясь от всех качественных различий между отдельными формами движения.

Водная или гидравлическая энергия водотоков (рек) относится к механической форме энергии и может быть в виде:

$$\begin{array}{ll} \text{потенциальной энергии} & \text{и кинетической энергии} \\ \mathcal{E}_z = G \cdot z \quad (2-1); & \mathcal{E}_v = G \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (2-1) \\ \text{энергия положения} & \text{энергия скоростная} \\ \mathcal{E}_p = G \cdot \frac{p}{\gamma} \quad (2-1); & \\ \text{энергия давления} & \end{array}$$

где \mathcal{E} — энергия (кгм);
 z — разность высот (м);
 p — давление (т/м^2);
 G — вес воды (кг);
 γ — объемный вес воды;
 v — скорость (м/сек);
 g — ускорение силы тяжести $9,81 \text{ м/сек}^2$.

Эти выражения соответствуют известному положению, что энергия любой формы измеряется произведением фактора экстенсивности на фактор интенсивности.

Действительно, выражение для электрической энергии

$$\mathcal{E} = IU,$$

где I — сила тока; U — напряжение; для тепловой энергии:

$$\mathcal{E} = D \cdot i,$$

где D — количество пара; i — теплосодержание пара.

Фактор экстенсивности (емкость) выражает такое свойство, которое для целого суммируется из значений для отдельных частей, составляющих данное целое. Эта особенность называется аддитивностью свойства.

Для гидравлической энергии фактор экстенсивности выражается весом воды:

$$G = \gamma \cdot Q \cdot t \text{ кг.} \quad (2-2)$$

Здесь γ — объемный вес (кг/м^3);
 Q — расход воды ($\text{м}^3/\text{сек}$); t — время (сек).

Для электрической энергии фактор экстенсивности — сила тока — I , для тепловой — количество пара — D .

Фактор интенсивности (потенциал, напряженность) выражает напряженность свойства или его степень. Фактор интенсивности не складывается как сумма величин факторов интенсивности отдельных частей, а выравнивается.

Для гидравлической энергии фактор интенсивности выражается в зависимости от состояния гидравлической энергии геометрическим

(z), пьезометрическим (p/γ) или скоростным напором ($\frac{v^2}{2g}$).

Соответственно для электрической формы энергии фактор интенсивности — напряжение U для тепловой — теплосодержание пара i .

Таким образом, общее выражение для гидравлической энергии можно записать:

$$\mathcal{E} = \gamma \cdot Q \cdot t \cdot H \text{ кгм,} \quad (2-3)$$

для мощности

$$N = \frac{\mathcal{E}}{t} = \gamma \cdot QH \text{ кгм/сек;} \quad (2-4)$$

здесь N — мощность (кгм/сек).

Выражение для мощности в л. с. и квт будет:

$$N = 13,33 QH \text{ л. с.,} \quad (2-5)$$

$$N = 9,81 QH \text{ квт.} \quad (2-6)$$

Энергия выражается:

$$\mathcal{E} = 0,00273 \cdot Q \cdot H \cdot t \text{ квтч.} \quad (2-7)$$

Гидравлическая или водная энергия — одна из форм механической энергии — характеризуется тем, что вода выполняет функции как энергоносителя, так и энергопреобразователя.

Вода как носитель механической энергии может быть представлена в виде:

а) энергоносителя потенциальной энергии. Этот вид переноса энергии (передача давления) охватывает напорные гидравлические системы с малым движением, например гидравлический привод, гидравлический пресс и т. п.;
 б) энергоносителя кинетической энергии — безнапорные системы деривации воды. В данном случае переносится расход — фактор экстенсивности. Второй фактор энергии — напор — фактор интенсивности — определяется другими условиями;

в) энергоносителя потенциальной и кинетической энергии — напорные системы деривации воды. В этом случае переносятся оба фактора энергии, причем фактор интенсивности (напор или давление) меняется в зависимости от места рассмотрения.

Вода как преобразователь механической энергии может быть рассмотрена в двух направлениях.

I. Вода как внутренний энергопреобразователь, когда меняется форма гидравлической энергии.

Возможны два случая:

а) переход из потенциальной формы в кинетическую. Такие переходы имеют место при

всяком сужении живого сечения: конфузур, сопло и т. п.;

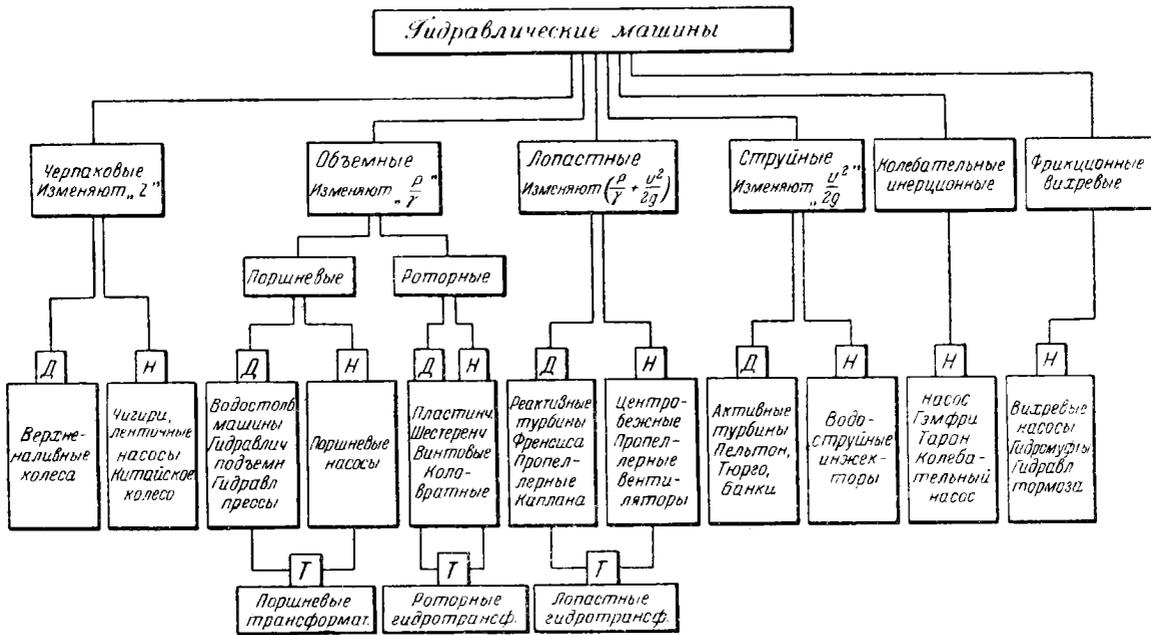
б) переход из кинетической формы в потенциальную. Этот переход происходит при всяком расширении живого сечения: диффузор, всасывающая труба и т. п.

Во всех случаях, когда вода является внутренним энергопреобразователем, энергия, затрачиваемая на обтекание водой твердых поверхностей и тел, является потерями энергии, поскольку из дальнейшего энергетического баланса исключается.

2-3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС РЕЧНОГО ПОТОКА

Энергетический баланс речного потока в естественном состоянии, как это видно на фиг. 2-3, включает шесть элементов, которые можно объединить в четыре группы:

1) Энергия, затрачиваемая на преодоление сопротивлений движению воды: а) преодоление внутреннего трения, б) преодоление трения о поверхность русла, в) потери энергии на удары и пр.



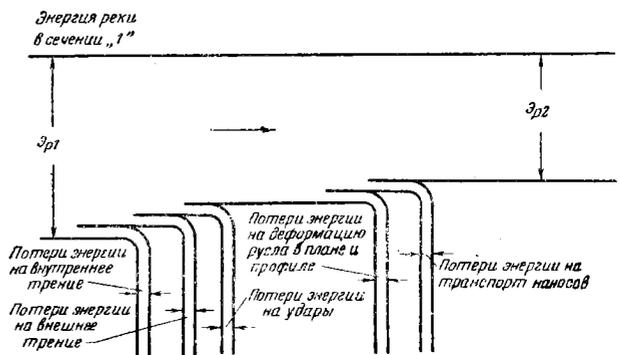
Д – двигатель, Н – насос, Т – гидравлический трансформатор

Фиг. 2-2. Энергетическая классификация гидравлических машин.

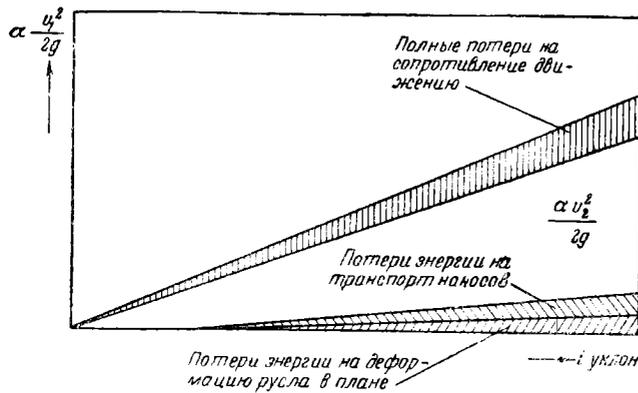
II. Вода как внешний энергопреобразователь, когда имеют место взаимные переходы гидравлической и механической формы энергии.

Механическая форма энергии относится к твердому телу, которое либо воспринимает гидравлическую энергию и своим движением преобразует ее в механическую (турбина), — либо, наоборот, получаемую механическую энергию своим движением переводит в гидравлическую энергию (насос). Эти преобразования осуществляются в различных формах. На фиг. 2-2 приведена построенная на этом энергетическом принципе классификация гидравлических машин по И. И. Куколевскому и В. С. Квятковскому. Во всех этих случаях обтекание лопасти машины является процессом полезного преобразования энергии.

2) Энергия, затрачиваемая на деформацию русла в горизонтальном и вертикальном направлениях.



Фиг. 2-3. Энергетический баланс реки в естественном состоянии.



Фиг. 2-4. Схематическая зависимость структуры энергетического баланса речного потока от уклона водотока.

3) Энергия, затрачиваемая на транспорт наносов.

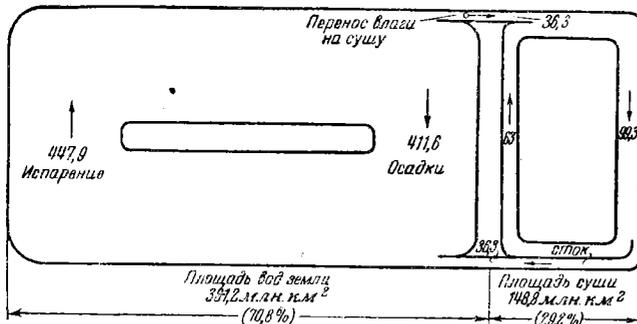
4) Кинетическая энергия потока $\left(\alpha \frac{v^2}{2g}\right)$.

Соотношение между этими четырьмя составляющими зависит от многих факторов. Схематически связь их с уклоном русла можно представить на фиг. 2-4. Транспорт наносов и размыв русла начинаются с каких-то определенных скоростей течения воды и соответствующих им уклонов.

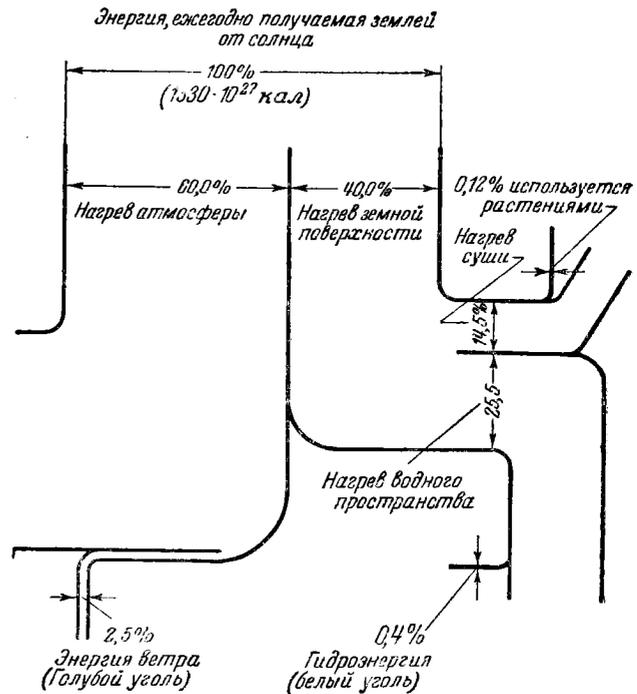
2-4. ГЕНЕЗИС ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Из гидрологии известно, что движение поверхностных вод является звеном большого круговорота воды на земле. На фиг. 2-5 приведены современные данные по балансу водоворота на земном шаре.

По подсчетам в атмосфере находится около 12 300 км³ воды, из чего следует, что при общей величине годовых осадков на земле 511 000 км³ требуется, чтобы круговорот совершился 41 раз в течение года, т. е. раз в 9 суток. Фактически выпадение осадков и новое образование обла-



Фиг. 2-5. Баланс круговорота воды на земле (в тыс. м³).



Фиг. 2-7. Энергетический баланс земли.

ков должно повторяться много чаще, так как далеко не вся толща атмосферы участвует в образовании осадков. Около 50% всех осадков выпадает вблизи экватора в зоне 20° северной и южной широты. Около 74% всей атмосферной воды, поступающей на поверхность земного шара, составляют дождевые воды.

Для рассмотрения водного круговорота на земле и переходов воды из одного физического состояния в другое приведена схема на фиг. 2-6 (см. стр. 22). Поскольку источником гидравлической энергии является солнечная энергия, она принадлежит к постоянно возобновляемым энергетическим ресурсам. Доля ее в энергетическом балансе земного шара относительно невелика. На фиг. 2-7 приведен энергетический баланс земного шара, из которого, например, видно, что ветровая энергия по своему количеству во много раз превышает гидравлическую энергию.

2-5. УСЛОВИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Для технического использования гидравлическая энергия должна быть преобразована в гидравлических машинах в механическую и затем в генераторах в электрическую энергию. Для этого необходима возможная концентрация факторов экстенсивности и интенсивности,

Агрегатные состояния воды	Газообразное	Переход	Жидкое	Переход	Твердое	Переход	Газообразное	
Атмосфера	Водяной пар	Конденсация → ← Испарение	Облака из водяных паров Поднявшийся туман. Дождь	← Замерзание таяние →	Облака из водяных кристаллов Снег, град	Испарение → ← Конденсация	Водяной пар	Метеорология
Переход	Диффузия ↓ Конвекция ↑ Ветры		Дождь ↓ Брызги ↑ Смерчи		Снегопад ↓ Выпадание града ↑ крупы	↑ Подъем снега ↓ ветром	Диффузия ↑ Конвекция ↓ Ветры	
Поверхность земли	Водяной пар ближайшего прилегающего слоя воздуха и почвы	→ ←	Влага на поверхности предметов. Сток осадков, источники, реки, озера, болота, моря, океаны	→ ←	Иней. Облед. Град. Крупа in situ. Снег. Ледяной покров. Айсберги. Времен. почвен. мерзл.	→ ←	Водяной пар ближайшего прилегающего слоя воздуха и почвы	Гидрология
Переход	Диффузия ↓ Грязевые вулканы ↑ Гейзеры Диффузия		Просачивание ↓ Поглощение трещинами, провалами	↑ Капиллярное Выходы грунт., артез. вод. мин. вод.		↑ Диффузия ↓ Грязевые вулканы Гейзеры		
Недра земли	Водяной пар Ювенильный пар	→ ←	Грунтовая влажность Грунтовые воды Артезианские воды Ювенильные источники	→ ←	Вечная мерзлота. Ледяные пещеры	→ ←	Водяной пар Ювенильный пар	Геология
Переход	Вулканы ↓						Вулканы ↓	Метеорология
Атмосфера	Водяной пар	→ ←	Облака Поднявшийся туман Дождь	→ ←	Облака из водяных кристаллов Снег, град	→ ←	Водяной пар	

Фиг. 2-б. Схема переходов воды в круговороте на земле.

т. е. расхода и напора. В связи с этим по возможным условиям получения гидроэнергии источники ее могут быть разделены на две группы:

А. Естественные и Б. Искусственные.
Рассмотрим каждую из них.

А. Естественные источники гидравлической энергии

К этой группе относятся естественные концентрации гидравлической энергии, к которым относятся (фиг. 2-8):

а) Места концентрированного падения на одной реке: водопады, пороги, падуны. Эти участки водотоков, как правило, являются объектами первоочередного использования, поскольку при относительно меньших затратах дают наибольший энергетический эффект. К таким установкам относятся, например, сооруженные ГЭС на реках Волхове, Свири, Днепре, Суле.

б) Места, позволяющие получить значительный энергетический эффект при переброске стока из одной реки в другую. Это возможно, если имеется достаточная разность отметок и экономически оправданная схема переброски.

Таких схем предложено много. Переброска горных рек позволяет при длинных туннельных деривациях получать концентрацию напора более 900 м. Возможны переброски и равнинных рек. Даже верховья таких рек, как Западная Двина, Днепр и Волга могут быть переброшены в бассейн рек, впадающих в Ильменское озеро.

Грандиозные перспективы энергетического использования перебрасываемого стока рек открываются планом поворота части стока сибирских рек: Оби и Енисея с севера на юг в пустынные районы Средней Азии.

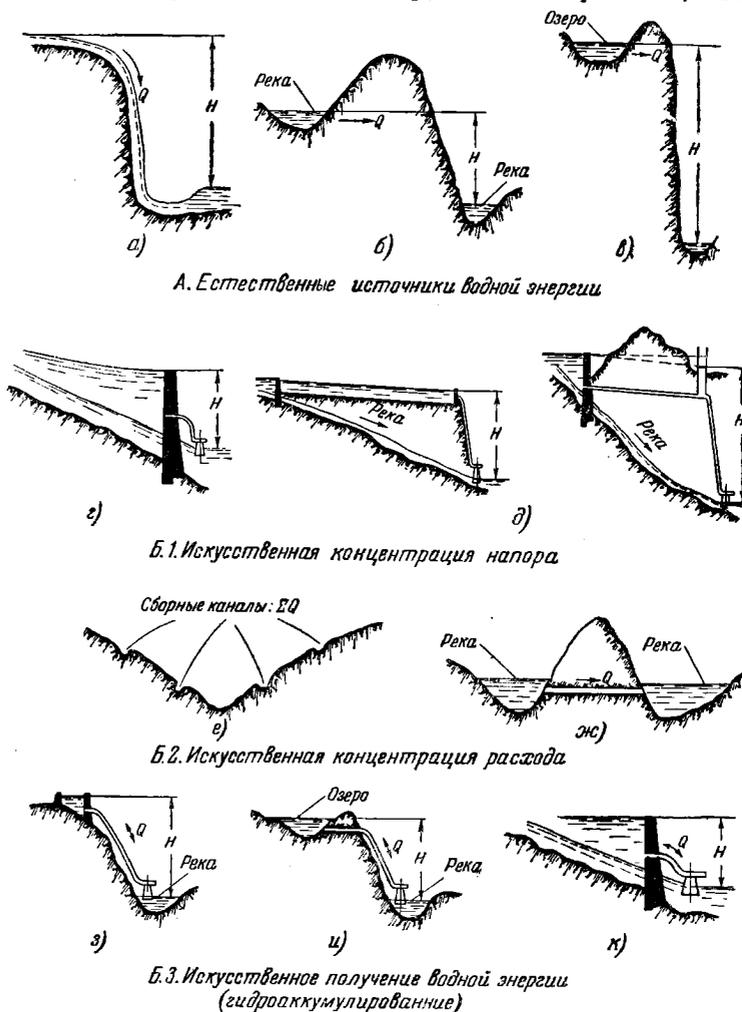
в) Сброс воды высокогорного озера с вековыми или возобновляющимися запасами. Такая схема осуществляется в Армении, где вековые запасы озера Севан за 50 лет будут спущены в реку Зангу, на которой сооружается каскад из семи ГЭС. Так как с уменьшением площади озера

уменьшаются потери на испарение, составляющие в настоящее время до 85% от приходной части баланса озера, в перспективе расход для каскада будет сохранен на уровне, требуемом эксплуатацией.

Б. Искусственные источники гидравлической энергии

Благоприятные естественные условия концентрации гидравлической энергии встречаются редко, и поэтому главным путем использования гидравлической энергии является ее искусственное сосредоточивание при помощи различных технических решений.

Так как возможно концентрировать напор, расход и то и другое одновременно, искус-



Фиг. 2-8. Классификация условий использования гидравлической энергии.

а — водопад; б — переброска стока из одной реки в другую; в — сброс воды высокогорных озер; г — плотинная; д — деривационные; е — перехват склонового стока; ж — переброска стока из другого бассейна; з — искусственный верхний бассейн; и — верхний бассейн — озеро; к — ГАЭС, совмещенная с ГЭС.

ственные схемы использования можно разделить на три вида (фиг. 2-8).

Б. 1. Искусственная концентрация напора

Известны три схемы концентрации напора: г) плотинная схема, д) деривационная схема (с безнапорной или напорной деривацией).

Выбор схемы концентрации напора является важнейшей задачей, решаемой при установлении схемы получения гидроэнергии.

Б. 2. Искусственная концентрация расхода

Увеличение стока возможно за счет своего бассейна и за счет переброски из другого бассейна; соответственно отметим две схемы:

е) Перехват склонового стока. Такая схема обогащения стока рек возможна в горных районах. В основе ее лежит перехват склонового стока при помощи специальной системы канав, дренажей и каналов.

ж) Переброски из другого бассейна. Эта схема отличается от схемы (б) тем, что здесь разность уровней незначительна и решающим является переброс воды. Исключительное значение имеет переброска стока северных рек в бассейн реки Волги.

Б. 3. Искусственное получение гидравлической энергии

В этом случае и расход и напор создаются искусственно, следовательно, установка «безводная», «мертвая» и для своего действия требует затраты энергии со стороны, т. е. заряда.

По существу эти установки являются аккумуляторами гидравлической энергии. Для создания такого гидроаккумулятора необходимы возможность топографического получения разности уровней и источник, из которого можно получать необходимую для оборота воду.

В качестве верхнего бассейна может быть:

- з) искусственный верхний бассейн,
- и) естественный водоем или озеро,
- к) возможно также и такое техническое решение, при котором гидроаккумуляторная

установка совмещается с ГЭС (ГАЭС). В этом случае в определенное время гидроагрегаты обращаются в насосы и качают воду из нижнего бьефа в верхний. Такие схемы наиболее удобны для русловых и приплотинных низконапорных установок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергия природных вод проявляется в разнообразных формах, но только энергия рек на сегодня является основой гидроэнергетики. Гидравлическая энергия отличается рядом свойств. Вода предстает в виде энергоносителя и внутреннего и внешнего энергопреобразователя. Формулы потенциальной мощности и энергии показывает их пропорциональность произведению расхода (стока) на напор.

Рассмотрение баланса водотока в естественном состоянии выявляет, отчего зависит величина кинетической энергии водотока. Генетический анализ энергии рек связывает ее с циклом большого круговорота воды. Поверхностный сток составляет всего 7,6% от всего обращающегося на земле количества воды. Энергетическое использование водотока возможно при различных типах энергетических установок. Наиболее распространенным типом гидроэнергетических установок является гидроэлектрическая станция (ГЭС).

Изучение условий получения водной энергии позволяет выделить естественные источники водной энергии и определить методы искусственной концентрации напора, расхода и создания водной энергии (гидроаккумуляторные установки).

Литература

- 2-1. М. В. Великанов, Гидрология суши. Четвертое издание, Гидрометеиздат, Л., 1948.
- 2-2. В. Н. Вернадский, История природных вод, т. 2. Химиздат, 1933.
- 2-3. С. В. Избаш, Начала гидравлики. Московский энергетический институт (лиитографировано), М., 1949.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ЗАПАСЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3-1. ПОДСЧЕТ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Подсчет потенциальных гидроэнергетических ресурсов производится по формуле $N = 9,81 QH \text{ квт}$ (2-6), т. е. к. п. д. установки принимается равным единице. Наиболее распространен метод подсчета ресурсов по отдельным участкам, согласно правилам, установленным международным энергетическим комитетом.

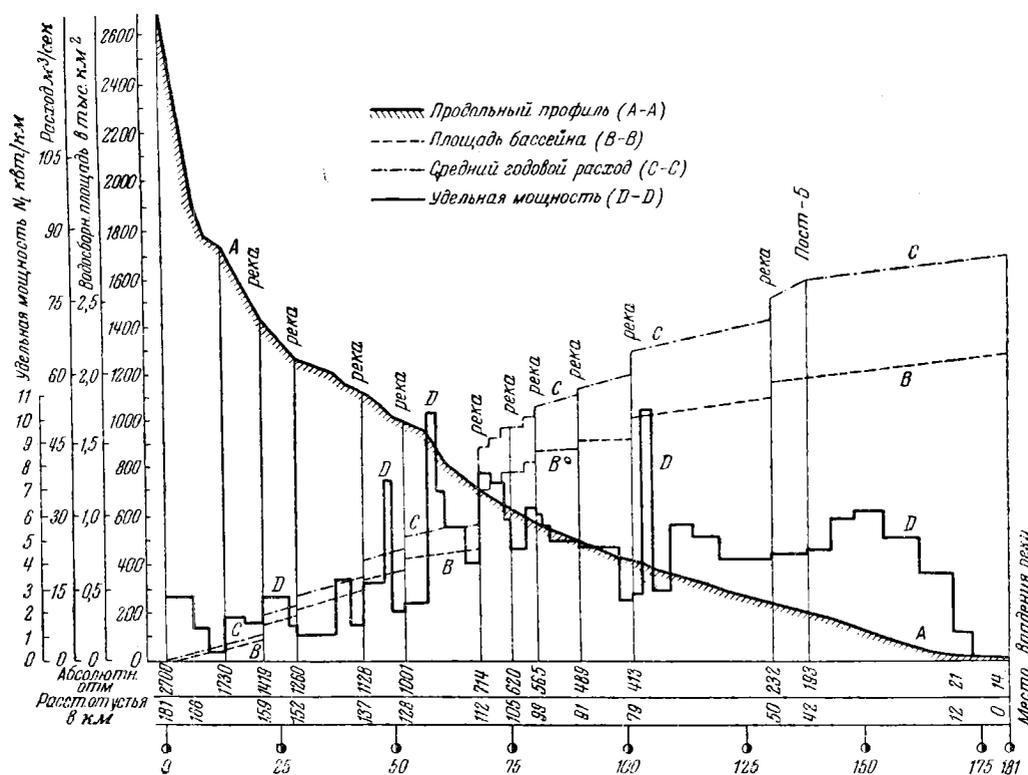
Q_{50} — 50%-ной обеспеченности (называемого также средним);

Q_{95} — 95%-ной обеспеченности (называемого также минимальным).

Графическая кадастровая характеристика гидроэнергетических ресурсов включает (фиг. 3-1):

1. Продольный профиль реки, характеризующий падение уровней воды по длине реки.

2. Кривую нарастания среднего расхода (Q_{50}) и площади бассейна вдоль реки.



Фиг. 3-1. Графическое представление потенциальных ресурсов гидравлической энергии для участка реки.

Потенциальная мощность участка реки 1-2 определяется по формуле

$$N = 9,81 \left(\frac{Q_1 + Q_2}{2} \right) \cdot H_{1-2} \text{ квт}, \quad (3-1)$$

т. е. за расчетный расход принимается средний на участке.

Подсчет надлежит производить для двух значений расходов:

3. Кривые изменения удельной мощности по участкам:

$$N_{l_{1-2}} = \frac{N_{1-2}}{l_{1-2}} \text{ квт/км.}$$

4. Интегральную кривую мощности

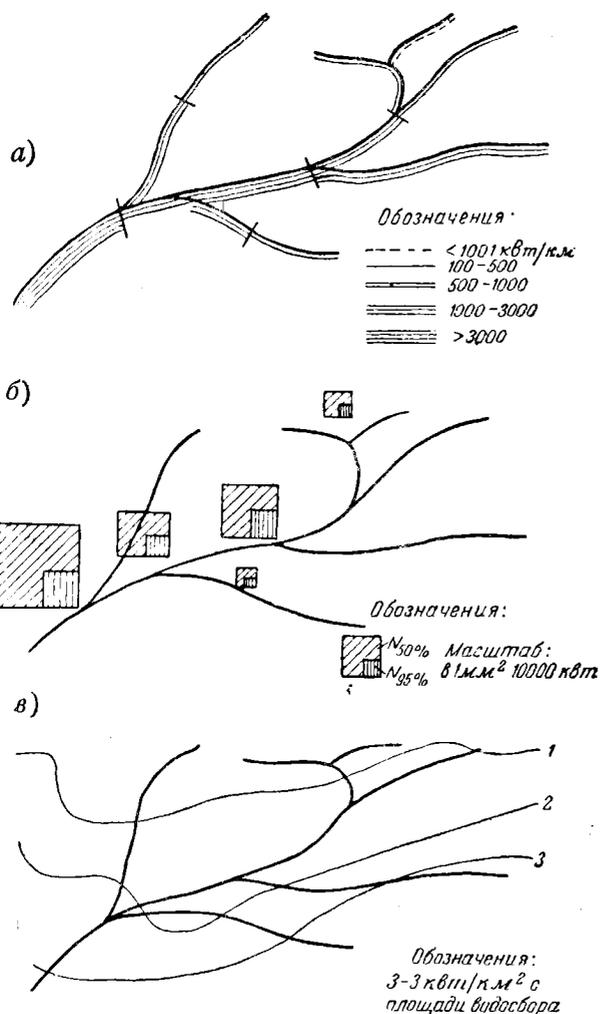
$$N = \int N_l dl \text{ (не приведена).}$$

Для подсчетов применяется табличная форма записи по образцу табл. 3-1.

Таблица 3-1

Подсчет потенциальных гидроэнергетических ресурсов

№ по пор.	Название створа	Отметка м	Падение Н, м	Расстояние между створами L, км	Расходы в створе		Средние расходы на участке		Мощность на участке		Удельная мощность по участку		Суммарная мощность	
					$Q_{50\%}$ м ³ /сек	$Q_{95\%}$ м ³ /сек	Q_{50} м ³ /сек	Q_{95} м ³ /сек	N_{50} квт	N_{95} квт	N_{50}/θ квт/км	N_{95}/θ квт/км	ΣN_{50} квт	ΣN_{95} квт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—



Фиг. 3-2. Методы картографического изображения гидроэнергетических ресурсов.

Изображение гидроэнергетических ресурсов на картах (фиг. 3-2) обычно дается в виде: а) изменения удельной мощности вдоль реки,

б) графического представления мощности отдельных участков, в) изменения потенциальной энергии по водосборной площади, т. е. $\mathcal{E}_F = \frac{\mathcal{E}}{F} \text{ квтч/км}^2$ (С. В. Клопов называет этот показатель „энергетический модуль“).

При слабой изученности малых рек подсчет по отдельным участкам весьма затруднен. С. В. Григорьев предложил подсчитывать мощности по всей реке сразу по приближенной формуле:

$$\Sigma N = N_1 + N_2 + \dots + N_n = a \cdot N_0, \quad (3-2)$$

где

$$N_0 = 9,81 \cdot Q_n \cdot \Sigma H \text{ квт},$$

N_0 — теоретическая мощность в устье реки при использовании расхода в устьевом створе (Q_n) на полном падении реки (ΣH).

a — „коэффициент теоретической мощности рек“, меньшей единицы, приводящий эту теоретическую мощность к потенциальной.

Исследования С. В. Григорьева позволили ему установить, что величина a зависит от типа профиля реки (выпуклый, прямой и вогнутый) и типа кривой нарастания площадей бассейна, которая при постоянстве модуля стока (для малых бассейнов допустимое предположение) повторяет в другом масштабе кривую нарастания расходов. На фиг. 3-3 показаны значения величины a в зависимости от сочетания типов профилей и кривых нарастания площадей водосборов.

Ф. С. Воеводский, пользуясь формулой (3-2), сводит определение коэффициента a к вычислению суммарного падения. Он

предложил принимать

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H_{расч}, \quad (3-3)$$

где

$$H_{расч} = \bar{\nabla} - \nabla', \quad (3-4)$$

т. е. разность средней отметки бассейна и наименьшим горизонтом воды на территории бассейна (базиса эрозии). Проверка этой формулы показала хорошее совпадение с поучастковым расчетом.

Все приведенные формулы [кроме (3-6)] не учитывают энергоресурсов притоков и мелкой гидрографической сети. Также не учитываются возможности перехвата склонового стока, которые в горных районах могут резко повысить запасы водных энергетических ресурсов.

3-2. ИЗУЧЕННОСТЬ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ СССР

Три основных фактора определяют энергетические возможности того или иного участка

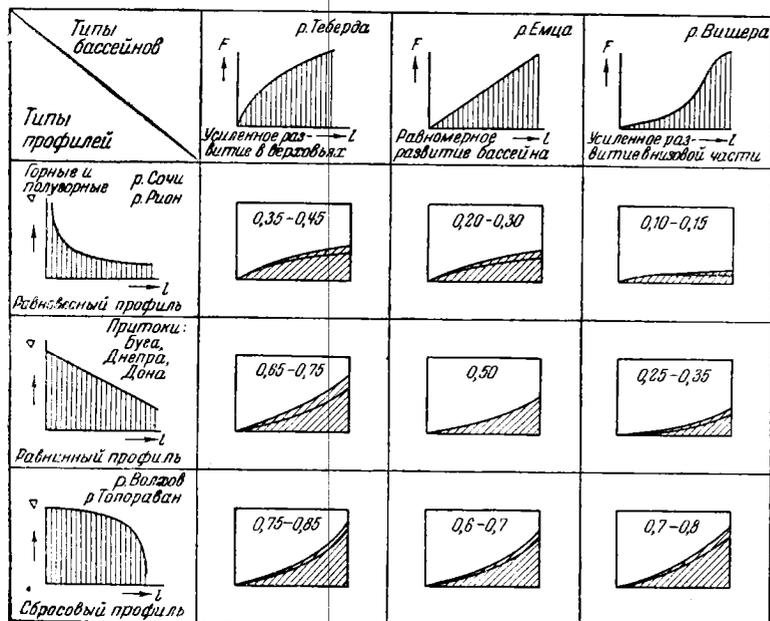
реки: его гидрология, топография и геология. Если для проведения топографических и геологических изысканий сроки могут быть относительно небольшими, то гидрологическое изучение требует длительного периода наблюдений. Чем меньше период наблюдений, тем менее надежный материал используется для определяющих параметров ГЭС энергетических расчетов. Отсюда неизбежность изменений со временем исходных гидрологических данных по мере изучения гидроэнергетических ресурсов.

Самой первой стадией изучения бассейна реки должно быть составление водноэнергетического кадастра, который должен дать объективное представление о природных условиях и возможностях использования водной энергии. В силу отмеченного развития исследований гидроресурсов страны водноэнергетический кадастр также эволюционирует.

К настоящему времени в СССР проведены в этом направлении исключительные по масштабу и глубине исследования работы.

1) Водный кадастр. Работа по составлению кадастра ведется непрерывно с 1931 г. Государственным гидрологическим институтом и составляет приведенный в единую систему свод основных гидрологических и гидрогеологических сведений о водных объектах Союза, необходимых для общей ориентировки в вопросах о водных ресурсах в целях построения плана их пообъектного использования.

На основании этих работ издаются специальные справочники, которые охватывают отдельные бассейны и освещают: географические основы гидрологии рек, гидрологическую изученность района, характеристики основных водных объектов, общие гидрологические свой-



Фиг. 3-3. Зависимость величины коэффициента теоретической мощности от сочетания типов профилей и типов водосборных бассейнов.

В последнее время в СССР подсчеты потенциальных запасов гидроэнергии ведутся, исходя из потенциальной среднегодовой выработки. Формула приобретает вид для бассейна:

$$\mathcal{E} = \frac{1}{367} \int_0^F \bar{M} \cdot H \cdot dF, \quad (3-5)$$

где \bar{M} — средний модуль стока, F — площадь водосбора.

М. А. Мостков ввел понятие элементарного объема „орографической фигуры“ $dV = HdF$ и тогда:

$$\mathcal{E} = \frac{1}{367} \int_0^F \bar{M} dV = \frac{1}{367} \cdot \bar{M} \cdot V_0. \quad (3-6)$$

Таблица 3-2

Эволюция подсчетов потенциальных ресурсов водной энергии для Советского Союза (без малых рек)

№ по пор.	Издание	Год	Автор подсчета	Потенциальные среднегодовые гидроэнергетические ресурсы в млн. кВт
1	План ГОЭЛРО.	1921	По дореволюционным материалам Академия Наук	19,5
2	Доклад от СССР на первой мировой энергетической конференции	1924	Водный кадастр с привлечением новых исследований	61,0
3	Состояние работ по кадастру водных сил	1925	Ильин В. С.	80,0
4	Атлас энергетических ресурсов СССР	1934	Золотарев Т. Л. на базе новой обработки Государственного гидрологического института	280,0
5	Гидростанции СССР	1945	Гидроэнергопроект	280,0

ства района, существующие и возможные виды и размеры использования вод. Кроме того, имеются различные материалы по гидрографии, содержащие систематическое описание рек и основные сведения об их режиме, необходимые для предварительного решения вопросов гидротехнического строительства и водохозяйственного использования рек.

2) Атлас энергетических ресурсов СССР, выпущенный в 1933—1935 гг., впервые дал комплексную картографическую (количественную и качественную) характеристику всех основных энергетических ресурсов страны в районном разрезе. На 20 картах обозначены располагаемые ресурсы: каменного угля, горючих сланцев, нефти, горючих газов, торфа, а также лесотопливные, гидроэнергетические, ветроэнергетические и гелиоэнергетические ресурсы.

Количественная и качественная характеристики по энергетическим ресурсам приведены по состоянию изученности на начало 1933 года. Всего учтено 647 рек суммарной протяженностью около 207 000 км и площадью бассейнов 18,3 млн. км², т. е. около 85% всей территории страны.

Этот капитальный труд является и на сегодня основным источником сопоставимых данных по энергетическим ресурсам СССР.

3) Водноэнергетические схемы (ВЭС) представляют собой первую стадию проектной разработки и поэтому по сравнению с водным кадастром и атласом энергетических ресурсов отличаются большей разработанностью в расчетной части.

Водноэнергетические схемы должны быть составлены для всего Союза и синтезированы в виде единой водохозяйственной схемы СССР, которая должна быть первой увязкой водох-

зяйственных комплексов страны. Такие ВЭС составлены (до 1941 г.) Гидроэнергопроектом для большинства районов страны. ВЭС состоят из двух разделов:

а) водноэнергетические ресурсы; 1) физико-географическая характеристика, 2) кадастр потенциальной мощности.

б) Утилизация водных сил: 1) водопользование в районе, 2) конкретные схемы использования энергии изученных рек (построенные по единому методу).

4) Схемы электрификации и сельского хозяйства СССР, охватывающие в своих разделах по использованию гидроэнергии, главным образом ресурсы малых и средних рек. Эти схемы составляются с 1948 г. в системе Главсельэлектро и дадут материалы по водным энергоресурсам малых рек.

Для характеристики степени изученности гидроэнергетических ресурсов предложено разделение на категории, подобные применяемым при характеристике изученности полезных ископаемых. Показателем принимается мощность или энергия, отнесенные к расходу 50 и 95% обеспеченности, и к. п. д. = 1,0. Категории:

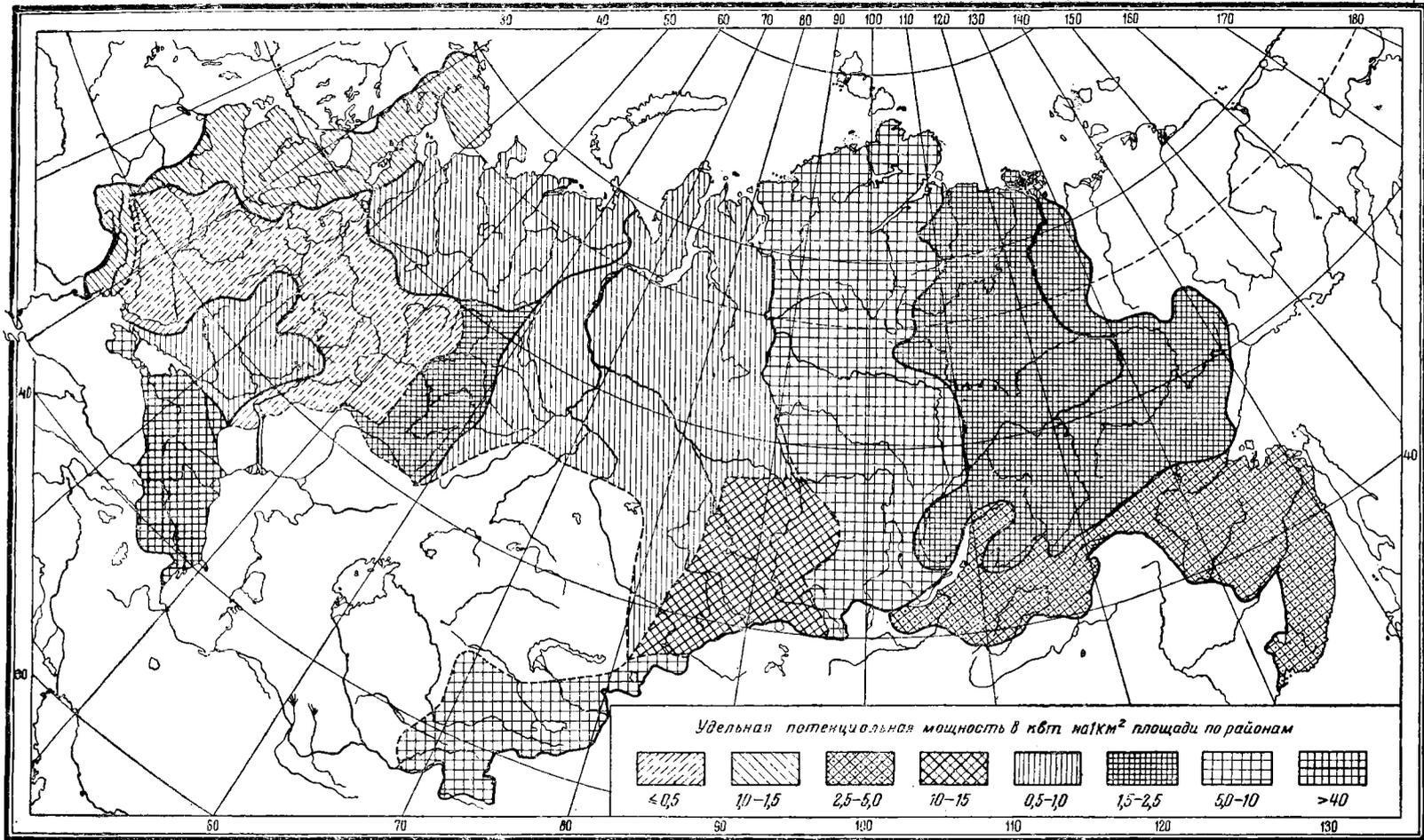
А — действующие и строящиеся ГЭС,

В — ГЭС, имеющие проекты;

В₁ — ГЭС, имеющие проекты в стадии схемы использования, рабочей гипотезы, технико-экономического доклада;

С — потенциальные ресурсы, не имеющие схем использования.

Состояние изученности к началу четвертой пятилетки составляло по категориям (в процентах к потенциальным запасам): А — 2,00%, В — 4,20%, В₁ — 26,0% и всего 32,2%.



Фиг. 3-4. Карта потенциальных гидроэнергетических ресурсов малых рек СССР.

Развитие изучения потенциальных ресурсов по данным различных источников приведены в табл. 3-2.

Приближенный подсчет потенциальных энергоресурсов малых рек по Европейской части СССР был сделан С. В. Григорьевым, который определил их для всего СССР в 66 млн. *квт* среднегодовой мощности. Таким образом, потенциальные энергоресурсы малых рек составляют 23,2% от ресурсов главных рек. На фиг. 3-4 дана схема удельной потенциальной мощности малых рек по районам СССР, цифровой материал приведен в табл. 3-3. Таким

по известным на сегодня данным в количестве $N_{50} = 345$ млн. *квт*, или $\mathcal{E}_{50} = 3000$ млрд. *квтч*.

Распределены эти запасы, как показывают приведенные материалы, весьма неравномерно. Наибольшая концентрация запасов водной энергии имеет место в горных районах: Кавказ, Памир, Алтай и другие. Большими запасами энергии также обладают мощные равнинные реки. Зоны «гидроэнергетических пустынь» совпадают либо с безводными районами, либо с равнинными заболоченными районами.

Таблица 3-3

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы малых рек Советского Союза (по С. В. Григорьеву)

Районы рек	Потенциальная мощность	
	Общая N_{50} млн. <i>квт</i>	Удельная <i>квт/км²</i>
<i>Европейская часть СССР</i>		
I. Север	0,91	0,95
II. Карело-Мурманский край	0,34	1,42
III. Северо-запад	0,59	1,24
IV. Бассейн р. Днестра и Причерноморья	(0,34)	
а) Бассейн реки Днестра	0,14	1,25
б) Остальная часть	0,20	0,35
V. Бассейн Дона и Приазовья	0,22	0,70
VI. Бассейн р. Волги и реки Урала	0,41	0,37
VII. Подрайон Урала	1,50	2,11
VIII. Кавказ и Закавказье	10,72	44,4
IX. Крым	0,09	12,3
Итого по Европейской части СССР	15,12	
<i>Азиатская часть СССР</i>		
I. Дальневосточный край	5,21	3,95
II. Район р. Лены	10,69	1,84
III. Район р. Оби и Енисея	(27,67)	
а) Подрайон Западно-Сибирской низменности	2,80	
б) Подрайон Саяно-Байкальской горной страны	5,52	0,98
в) Алтайской горной страны	7,14	11,25
г) Средне-Сибирское плато	12,21	5,65
IV. Средняя Азия	7,01	6,9
Итого по Азиатской части СССР	50,58	
Всего по СССР	65,70	

образом, общие потенциальные энергетические ресурсы рек Советского Союза можно оценить

3-3. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МИРА

Наиболее полная сводка данных по гидроэнергетическим ресурсам мира была сделана Ф. Я. Нестеруком в 1946 году. По проведенным расчетам мировые потенциальные гидроэнергетические ресурсы для обеспеченности 95% составляют 500,6 млн. *квт*, а с учетом СССР 559,1 млн. *квт* (табл. 3-4). Опубликованные материалы по гидроэнергетическим ресурсам отдельных стран весьма неполны и не позволяют производить достаточно надежные сопоставления. В табл. 3-5 приведены сведения по десяти наиболее богатым гидроэнергетическими ресурсами странам. Эти данные показывают, что СССР твердо занимает первое место в мире.

Таблица 3-4

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы мира (по Ф. Я. Нестеруку)

Части света	N_{95} млн. <i>квт</i>
Европа (без СССР)	55,2
Азия (без СССР)	110,4
Африка	204,4
Австралия и Океания	18,0
Северная Америка	57,4
Центральная и Южная Америка	55,2
Всего	500,6
СССР	58,5
Итого	559,1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подсчет потенциальных гидроэнергетических ресурсов проводится для расходов 95 и 50%-ной обеспеченности при к. п. д., равном единице. Разработан ряд методов, позволяющих упростить расчеты, ведя их не по участкам рек, а по площадям.

Таблица 3-5
Потенциальные гидроэнергетические ресурсы
некоторых стран мира
(по Ф. Я. Нестеруку)

Название страны	Потенциальные гидроэнергетические ресурсы		
	N_{95} млн. кВт	N_{50} млн. кВт	Σ_{50} млрд. кВтч
1. СССР	58,5	280	2 457
2. США	32,0	91,0	(800)
3. Бельгийское Конго		(66,0)	580
4. Бразилия	15,5	(29,4)	528
5. Канада	15,2	(53,0)	(465)
6. Эквадор	13,0	(40,0)	(350)
7. Китай		(14,8)	130
8. Норвегия	12,1	(14,6)	128
9. Индия	7,5	(20,0)	175
10. Япония	5,7	13,2	(115)
11. Мексика	4,5	(12,0)	(105)
12. Франция	3,5	5,8	51

Примечание. Цифры в скобках из других источников.

Изученность гидроэнергетических ресурсов Советского Союза непрерывно возрастает

и уже по категориям ($A + B_1 + B_2$) составила к началу 4-й пятилетки 32,2%. Потенциальная мощность всех рек (больших и малых) СССР определена для 50% обеспеченности в 345 млн. кВт, что соответствует потенциальной выработке в 3 000 млрд. кВтч. По своим запасам гидроэнергии СССР занимает первое место в мире.

Литература

3-1. А. Н. Вознесенский. Гидроэнергетические ресурсы нашей Родины. Гидротехническое строительство, 1945, № 12.

3-2. Н. А. Григорович, Гидроэнергетический кадастр. Госэнергоиздат, М.—Л., 1937.

3-3. С. В. Григорьев, Потенциальные энергоресурсы малых рек СССР, Гидрометеоздат, Л., 1948.

3-4. Т. Л. Золотарев, Гидроэнергетические ресурсы СССР. Атлас Энергетических ресурсов СССР, т. I, часть 3, Госэнергоиздат, М.—Л., 1935.

3-5. Т. Л. Золотарев и Н. А. Караулов, Изучение гидроэнергетических ресурсов СССР, энергетические ресурсы СССР, том II. Из-во АН СССР, 1938.

3-6. Ф. Я. Нестерук, Гидроэнергетические ресурсы мира и основные показатели оборудования крупнейших зарубежных гидроэлектростанций. Госэнергоиздат, М.—Л., 1946 г.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО

4-1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Энергетические преобразования в энергетическом хозяйстве могут быть сведены к четырем фазам:

1) Получение энергетического ресурса (энергоисточник).

2) Преобразование энергетического ресурса в форму, пригодную для транспорта энергии (энергопроизводство).

3) Передача и распределение энергии (энергопередача и энергораспределение).

4) Потребление энергии (энергопотребление).

В фазы 3 и 4 может входить также фаза 2 — преобразования энергии. Обычно в фазу 3 входит преобразование той же формы энергии, но с изменением параметров (изменение фактора интенсивности: напряжения, давления и т. д.). В 4 фазе энергоприемники могут также в своем технологическом процессе преобразовывать полученную форму энергии в другую необходимую форму. Практически энергия при-

меняется в современном хозяйстве в форме механической, тепловой, химической (топливо) и электрической. Соответствующие характеристики по фазам энергетических преобразований сведены в табл. 4-1.

Из табл. 4-1 видно, что если говорить о технически освоенных в настоящее время в промышленных масштабах источниках энергии, то можно рассматривать лишь гидроэнергию и топливную энергию. Топливная энергия отличается неограниченной возможностью аккумуляирования, что для гидроэнергии определяется местными условиями.

В табл. 4-2 и 4-3 приведена структура мирового энергопотребления по видам энергоресурсов по частям света за 1938 г. Из таблиц видно, что на химические энергоресурсы приходится 93,4% всего мирового энергопотребления, т. е. на сегодня топливо остается решающим и определяющим источником энергопроизводства. Классификация схем получения энергии приведена на фиг. 4-1, а характеристика современных предельных к. п. д. сопоставительно дана в табл. 4-4.

Таблица 4-1
Сравнение видов энергии по фазам энергетических преобразований

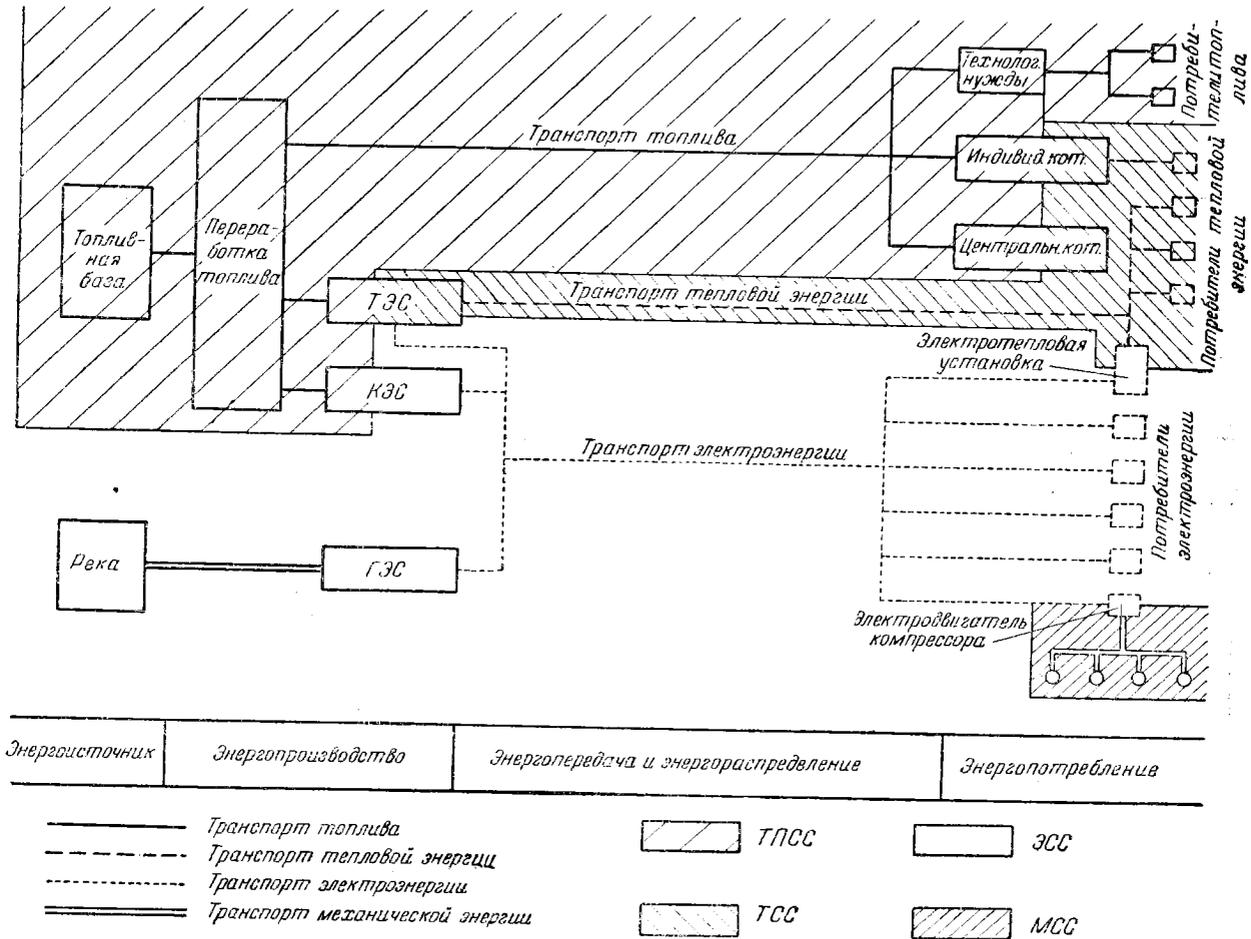
Виды энергии	Энергоисточник	Энергопроизводство	Энергопередача и энергораспределение	Энергопотребление
Механическая	Водная энергия Ветровая энергия	Гидроэнергетические установки Ветроэнергетические установки	Ременная передача Передача водой или воздухом под давлением	Рабочие машины, непосредственно потребляющие механическую энергию
Химическая	Топливная база	Обогащение и переработка топлива Газификация топлива	Транспорт топлива по дорогам, рекам и трубопроводам	Непосредственно потребляющие технологические приемники и тепловые установки: котельные и ЭС
Тепловая	Прямые источники — перепад температур, подземные горячие газы и пр. пока не используются	Из химической энергии топлива в тепловых установках; индивидуальные котельные, централизованные котельные теплоэлектростанции (ТЭС)	Транспорт горячей воды и пара	Теплоиспользующие установки
Электрическая	Прямые источники: атмосферное электричество, внутриатомная энергия и пр. пока не используются	Из механической энергии двигателей; тепловых КЭС и ТЭС, гидравлических ГЭС, ветровых ВЭС	Электропередачи	Электроприемники, преобразующие электроэнергию в механическую, тепловую, лучистую, химическую и электрическую формы энергии

Таблица 4-2
Структура мирового энергопотребления по частям света на 1938 г. (по Ф. Я. Нестеруку)

Страны	Всего в мировом энергобалансе	По видам энергоресурсов			
		Уголь	Нефть	Природные газы	Гидроэнергия
Европа	43,0	56,8	13,2	6,0	44,3
Азия	10,5	11,6	10,0	—	9,8
Африка	0,8	1,4	0,1	—	0,3
Северная Америка	41,3	28,8	63,4	90,0	42,1
Центральная Америка	0,2	0,3	0,9	4,0	0,2
Южная Америка	3,2				
Австралия и Океания	1,0	1,1	—	—	1,1
Итого в %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Весь мир					
Итого в млн. т усл. топлива	1 938	1 264	453	94	128

Таблица 4-3
Структура мирового энергопотребления по видам энергоресурсов на 1938 г. (по Ф. Я. Нестеруку)

Страны	Уголь	Нефть	Природные газы	Гидроэнергия	Итого %
Европа	86,1	7,1	—	6,8	100,0
Азия	71,7	22,2	—	6,1	100,0
Африка	96,0	2,0	—	2,0	100,0
Северная Америка	45,6	35,9	11,8	6,7	100,0
Центральная Америка	—	92,8	—	7,2	100,0
Южная Америка	5,4	90,0	—	4,6	100,0
Австралия и Океания	91,5	—	—	8,5	100,0
Весь мир	65,4	23,2	4,8	6,6	100,0



Фиг. 4-1. Схема электроэнергетической системы.

Таблица 4-4

Сопоставление к. п. д. энергогенерирующих установок

№ по пор.	Установки	К. п. д. в %
1	Обогащение и газификация топлива	80—98
2	Газификация топлива	
Перевод химической энергии в тепловую энергию		
3	Индивидуальные котельные	70—80
4	Централизованные котельные низкого давления	80—85
5	Паровые котлы мощных установок	85—90
Перевод тепловой энергии в механическую энергию		
6	Паровые турбины	20—35

Продолжение табл. 4-4

№ по пор.	Установки	К. п. д. в %
Перевод химической энергии в механическую энергию		
7	Двигатель внутреннего сгорания .	25—40
8	Газовый двигатель	25—40
9	Газовая турбина	Находится в процессе освоения
Преобразование механической энергии		
10	Гидротурбина	88—94
11	Гидронасос	85—90
12	Компрессор	82—87
Преобразование механической энергии в электроэнергию		
13	Генератор	96—98
14	Проточная гидротурбина	Находится в процессе освоения

Для фазы энергопередачи все технические преимущества целиком за электрической формой энергии, как это видно из табл. 4-5.

Таблица 4-5
Сопоставление современных методов передачи энергии на расстояние

	Дальности передачи		К. п. д. η , %	Скорость передачи, км/час
	предельно-техническая, км	предельно-достигаемая для экономической, км		
1. Механическая энергия				
Трубопроводы . . .	200	100	60	10
2. Химическая энергия				
Перевозки по железной дороге . . .	Не ограничены	1 000	85	50
Перевозки по водным путям	То же	2 000	85	20
Газопровод	2 000	1 200	80	15
Нефтепровод	1 500	1 200	80	15
3. Тепловая энергия				
Теплопроводы . . .	50	10	90	10
4. Электрическая энергия				
Переменный трехфазный ток	1 300	300	90	Световая
Постоянный ток высокого напряжения	4 000	75	92	Световая находится в процессе освоения

Примечание. К. п. д. передачи для сопоставимости отнесен к передаче на 100 км (кроме теплоты) в средних условиях.

Весьма важным показателем является рост электрификации мирового энергетического баланса. Так, в 1938 г. электроэнергия составляла 15,5% от всего потребленного количества энергии, а в 1947 г. по предварительным данным дошла до 19%. Доля гидроэнергии в производстве электроэнергии в мировом электробалансе составила в 1940 г. более 35%.

Физическое и организационное объединение всех четырех фаз преобразования энергии для каждой из форм энергии определяет собой создание соответствующей системы.

Таким образом, возможно создание четырех энергоснабжающих систем:

1. *МСС* — система, снабжающая механической энергией (фиг. 4-1). Такие системы весьма ограничены по масштабам и, как правило, связаны с технологическими особенностями производства. Например, система воздушного хозяйства на заводе или руднике. Как правило, МСС является производной, поскольку получение механической энергии производится в насосе или компрессоре, приводимом в действие электрическим двигателем.

2. *ТПСС* — топливоснабжающая система (фиг. 4-1). Потребителями топлива являются:

а) потребители, использующие топливо для технологических целей;

б) потребители, использующие топливо для получения тепловой энергии:

1) индивидуальные котельные;

2) централизованные котельные;

3) теплоэлектростанции (ТЭС);

в) потребители, использующие топливо для получения механической энергии с последующим ее преобразованием в электрическую:

1) теплоэлектростанции (ТЭС),

2) конденсационные электростанции (КЭС).

3. *ТСС* — теплоснабжающая система (фиг. 4-1).

Кроме уже перечисленных (2,б) производителей тепловой энергии, к ним следует прибавить электрокотлы и электронагреватели, как правило, использующие дешевую электроэнергию от гидроэлектростанций (ГЭС).

4. *ЭСС* — электроснабжающая система (фиг. 4-1) включает все три возможных пути получения электроэнергии: от тепловых двигателей (КЭС и ТЭС), от гидравлических двигателей (ГЭС) и от пока мало распространенных ветровых двигателей (ВЭС).

В энергоснабжающих системах объединение звеньев энергетических преобразований возможно по всем фазам. Это видно на приведенных схемах.

Высшей формой организации энергетического хозяйства является электроэнергетическая система (ЭЭС), которая физически и организационно объединяет четыре типа энергоснабжающих систем. Централизация энергоснабжения, осуществляемая на основе электрификации страны, газификации и централизованного теплоснабжения промышленности и городов, является основным направлением в развитии энергетики Советского Союза.

На фиг. 4-1 показана схема ЭЭС, из которой видно, что в ЭЭС единство осуществляется по всем фазам:

1) Единство энергоресурса — топливная база — может служить источником для газификации, теплофикации и электрификации.

2) Единство энергопроизводства — имеет место на ТЭС, которые одновременно вырабатывают электрическую и тепловую энергию. При использовании электротепловых установок это может относиться и к ГЭС.

3) Единство энергопередач — энергопередачи объединяются по видам энергоносителя. Возможно объединение газовых сетей, тепловых сетей, электрических сетей и сетей, подающих механическую энергию в виде воды или воздуха под давлением.

4) Единство энергопотребителя. Потребитель, или группа потребителей, может одновременно потреблять энергию различных форм.

В схему электроэнергетической системы не включены энергетические установки, использующие ветровую, приливно-отливную и солнечную энергию, ввиду незначительных размеров их промышленного использования.

ЭЭС по характеру энергопотребления может быть структурно разделена на три централизованных системы:

ТПСС — топливоснабжающая,

ТСС — теплоснабжающая, или теплосистема.

ЭСС — электроснабжающая, или электросистема.

Вопросы взаимосвязей этих систем в ЭЭС рассматриваются ниже. Для каждой из энергоснабжающих систем может быть отдельно рассмотрен свой энергетический баланс, что и является исходным и основным путем исследования систем.

4-2. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЮ

Основные требования к энергоснабжению народного хозяйства могут быть выражены следующими положениями:

а) количественное обеспечение энергией в соответствии с переменной во времени потребностью;

б) качественное обеспечение энергии (для электрической формы энергии: постоянство напряжения, частоты, для тепловой — постоянство температур и давления, для химической — постоянство калорийности) и

в) бесперебойность снабжения.

Первое условие может быть выражено требованием равенства в каждый данный момент количества подведенной энергии (и мощности) количеству потребной энергии (мощности). Поскольку на всех стадиях преобразования и передачи энергии имеют место потери энер-

гии, самое общее выражение этого условия представляется в виде балансового уравнения:

$$\mathcal{E}_n - \Delta \mathcal{E}_c = E. \quad (4-1)$$

подведенная энергия к ЭЭС потери энергии в ЭЭС энергия, полезно используемая потребителями

Баланс энергии, отнесенный к малому интервалу времени, приводит к балансу мощностей:

$$N_n - \Delta N_c = P. \quad (4-2)$$

подведенная мощность к ЭЭС потери мощности в ЭЭС полезно используемая мощность потребителями ЭЭС

Эти балансовые уравнения должны быть соблюдены для всего периода работы ЭЭС. Поскольку левая часть уравнений есть приходная часть электробаланса, а правая — расходная, приведенные положения могут быть выражены следующим простым образом.

Всегда должно быть обеспечено равенство приходной и расходной части электрического баланса системы. Баланс мощностей (4-2) можно представить в виде:

$$N_n = P + \Delta N_c; \quad (4-3)$$

в этом виде выражение для подведенной мощности носит название рабочей мощности — N_{pb} , т. е.

$$N_{pb} = P + \Delta N_c. \quad (4-4)$$

Третье условие бесперебойности энергоснабжения определяет необходимость обеспечить сверх потребностей обязательный резерв в системе. Резерв здесь понимается в широком смысле слова (анализ дается ниже). Это условие несколько изменяет уравнение баланса, приводя его к виду:

$$N_{pb} + N_{pz} = N_{pc}; \quad (4-5)$$

здесь N_{pz} — резервная мощность, N_{pc} — располагаемая мощность, представляющая сумму рабочей и резервной мощностей.

Баланс мощностей может быть окончательно сформулирован как требование равенства подведенной мощности располагаемой мощности.

Несмотря на простоту приведенных балансовых уравнений, решение их представляет значительные трудности. Это объясняется, во-первых, тем, что составляющие этих уравнений изменяются во времени и притом харак-

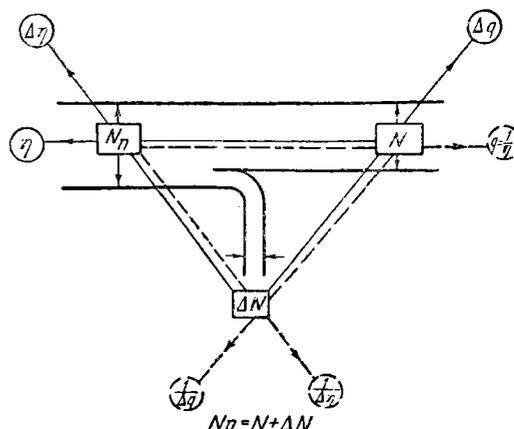
тер зависимости от времени энергетических показателей нагрузки и различных типов электростанций индивидуален; во-вторых, как при проектировании, так и при эксплуатации должно быть соблюдено условие получения минимума народнохозяйственных издержек. Последнее положение требует поисков возможных оптимальных сочетаний покрытия нагрузки и лучшей структуры резерва. В-третьих, для выполнения условия достижения минимума издержек в народном хозяйстве приходится добиваться уменьшения потерь энергии (мощности). Величины потерь зависят от многих факторов, в том числе от режимных факторов — управляемых и регулируемых. С другой стороны, вариации режимов отдельных составляющих ЭЭС системы взаимно определяют условия работы. Для ГЭС вопрос осложняется зависимостью подводимой мощности от режима реки и работы других водопотребителей и водопользователей, входящих в водохозяйственный комплекс.

Изучение энергетического баланса во всех его видах и на всех звеньях энергетических преобразований и в целом для электростанций и системы определило методику составления и анализа энергетических балансовых уравнений. Метод энергетического баланса стал одним из ведущих исследовательских методов электроэнергетики в целом и гидроэнергетики в частности. Этот метод позволил обеспечить комплексный подход к решению задачи энергоснабжения, максимально удовлетворяя требованиям народного хозяйства в части повышения производительности труда за счет его энерговооруженности, усиления энергетической и топливной базы страны использованием местных энергетических ресурсов, повышения коэффициента использования энергоресурсов и т. д.

4.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС

Работа может совершаться только при наличии разности потенциалов (разности интенсивностей). Процесс работы происходит автоматически до выравнивания потенциалов, после чего прекращается, хотя запас энергии не изменяется.

Поскольку при всяком процессе преобразования и превращения энергии часть энергии переходит в формы энергии, не являющиеся целевыми (преимущественно в тепловую), такие переходы могут рассматриваться как потери. Энергетический баланс выглядит в общей форме для любого звена цепочки — энергетических преобразований в виде:



Фиг. 4-2. Структура баланса звена энергетических преобразований.

$$\mathcal{E}_n = \mathcal{E} + \Delta\mathcal{E}; \quad (4-5)$$

здесь \mathcal{E}_n — подведенная энергия;
 \mathcal{E} — полезно преобразованная энергия;
 $\Delta\mathcal{E}$ — потери энергии при преобразовании.

Это же уравнение может быть записано для мощностей:

$$N_n = N + \Delta N, \quad (4-6)$$

где обозначения аналогичны. На фиг. 4-2 показано схематически это условие в виде балансовой диаграммы.

Ввиду трудностей аналитического выражения зависимости $N_n = N(N)$ широко применяется выражение балансовых соотношений в относительных величинах, применяемых как показатели эффективности процесса энергетического преобразования.

Принимая за знаменатель одно из трех составляющих, можно получить три выражения:

$$1 = \frac{N}{N_n} + \frac{\Delta N}{N_n};$$

$$\frac{N_n}{N} = 1 + \frac{\Delta N}{N};$$

$$\frac{N_n}{\Delta N} = \frac{N}{\Delta N} + 1.$$

Введем известные показатели энергетического баланса:

$$\frac{N}{N_n} = \eta \quad \text{к. п. д. — коэффициент полезного действия};$$

$\frac{\Delta N}{N_n} = \Delta \eta$ Δ к. п. д. — дополнение к. п. д. до единицы;

$\frac{N_n}{N} = q$ — удельная мощность (затрата подведенной мощности на единицу полезной мощности);

$\frac{\Delta N}{N} = \Delta q - \Delta$ — дополнение удельной мощности в связи с тем, что $\eta < 1$.

Тогда приведенные три выражения баланса можно записать:

$$1 = \eta + \Delta \eta, \quad (4-7)$$

$$q = 1 + \Delta q, \quad (4-8)$$

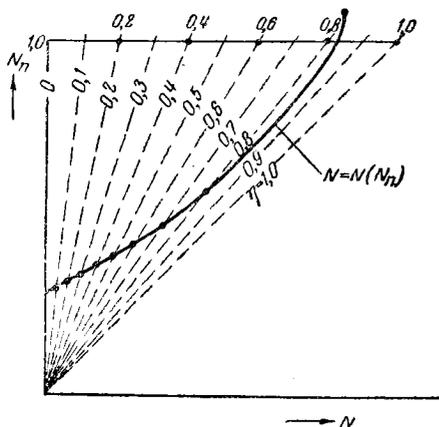
$$\frac{1}{\Delta \eta} = \frac{1}{\Delta q} + 1. \quad (4-9)$$

На фиг. 4-2 показана мнемоническая схема построения всех возможных шести показателей как отношений трех составляющих энергетического баланса. Поскольку η и q обратимы, т. е.: $\eta = \frac{1}{q} \ll 1$; $q = \frac{1}{\eta} \gg 1$, то легко показать, что

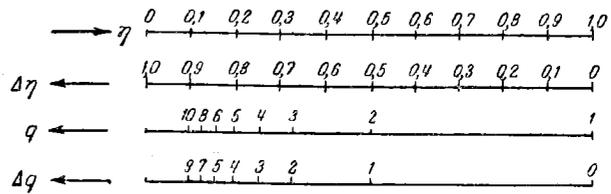
$$\Delta q = \frac{\Delta \eta}{\eta}, \quad (4-10)$$

$$\Delta \eta = \frac{\Delta q}{q}. \quad (4-11)$$

Если взять координатное поле (N_n, N) , которое будем называть эксплуатационным полем, то это позволит легко получить выражение для всех показателей. Нетрудно показать, что прямые линии, исходящие из начала координат, выражают линии постоянного к. п. д.



Фиг. 4-3. Эксплуатационная характеристика в поле (N_n, N) .



Фиг. 4-4. Совмещение функциональных шкал показателей эксплуатации: η , $\Delta \eta$, q и Δq .

Действительно (фиг. 4-3), выражение для лучей будет:

$$N = k \cdot N_n,$$

где

$$k = \frac{N}{N_n} = \eta = \text{const.}$$

Таким образом, проведя линию под 45° (при условии равенства масштабов для N_n и N), получим изолинию при $\eta = 1,0$. Разделив горизонталь на уровне $N_n = 1,0$ на 10 частей, можно получить пучок изолиний к. п. д., позволяющий просто по зависимости $N = N(N_n)$ построить $\eta = \eta(N_n)$ либо $\eta = \eta(N)$.

Приведенные зависимости (4-10) и (4-11) позволяют построением функциональных шкал использовать сетку изолиний в поле (N_n, N) для получения зависимостей — показателей η , $\Delta \eta$, q , Δq от N_n или N .

Совмещение функциональных шкал дано на фиг. 4-4. Более детальное изложение техники построения и преобразования подобных эксплуатационных характеристик рассматривается в третьей части курса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Высшей формой организации энергетического хозяйства является электроэнергетическая система (ЭЭС), которая может быть рассмотрена состоящей из трех систем: электроснабжающей (ЭСС), теплоснабжающей (ТСС) и топливоснабжающей (ТпСС). Каждая система делится по фазам преобразования энергии и по первичным энергоресурсам. Сопоставление современных методов производства и передачи энергии показывает технические преимущества электрической формы энергии. Это получило отражение в росте электрификации мирового энергетического баланса.

Требования к энергоснабжению приводят к форме балансового уравнения. Исследование энергобаланса каждого из звеньев преобразования энергии позволяет в эксплуатацион-

ном поле (N_d, N) получить характеристики процесса.

Два относительных показателя η и $\Delta\eta$ (или обратные q и Δq) характеризуют баланс.

Литература

4-1. Т. Л. Золотарев, Проблемы гидроэнергетической науки. „Гидротехническое строительство“, 1949, № 4.

4-2. Т. Л. Золотарев, Энергетика будущего. Госкультпросветиздат, М., 1948.

4-3. С. А. Кукель-Краевский, Электроэнергетическая система. ГОНТИ, М—Л. 1938.

4-4. Д. О. Сейфулла, Исследование энергетического процесса гидроагрегатов методом особых режимных точек. „Гидротехническое строительство“, 1949, № 6.

ГЛАВА ПЯТАЯ

РАСХОДНАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

5-1. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭНЕРГИИ

Электроэнергетические системы осуществляют централизованное снабжение энергией различных потребителей в основном в виде электрической и тепловой энергии. Необходимо отметить существенную разницу в потребителях этих двух форм энергии. Потребители электроэнергии преобразуют ее также и в другие формы энергии, потребители тепловой энергии обычно дальнейших преобразований не делают. Для электрической системы существенное значение имеет характер потребителей активной или активно-реактивной электроэнергии. При значительном преобладании реактивной нагрузки существенно ухудшается коэффициент мощности ($\cos \varphi$) в электросети, что сопровождается увеличением потерь энергии в электросистеме. В табл. 5-1 приведены характеристики основных групп приемников электроэнергии и показан современный предельно достигнутый к. п. д.

Все производственное потребление энергии может быть, по В. И. Вейцу, разделено на четыре группы:

1. Механическая обработка материалов и их перемещение, на что приходится около 20% потребления энергии на производственные нужды.

Этот вид производственного использования энергии наиболее полно электрифицируется. Степень электрификации, т. е. доля электрической формы использования энергии на указанные цели достигла в Советском Союзе к 1940 г. по мощности — 82%, по потреблению энергии — 75%. Предельные значения степени электрификации механической обработки материалов и их перемещения, учитывая, что ряд

Таблица 5-1

Характеристика приемников электрической энергии

Форма энергии, используемая приемником	Типы машин и аппаратов преобразователей энергии	Характер электрической нагрузки		Максимальный к. п. д. приемника
		активный	реактивный	
Механическая	Электрический привод (электродвигатели)	+	+	96,0
	Электромагнит	+	+	96,0
Тепловая и лучистая	Электрические печи дуговые	+		
	индукционные	+	+	
	Электрическая сварка	+		
	Электронагревательные приборы	+		99,5
Химическая	Электронисровые приборы	+	+	
	Электроосвещение	+		16,0
	Электролизеры	+		92,0
	Электролизные ванны	+		92,0
Электрическая	Аккумуляторы (заряд)	+		90,0
	Трансформаторы	+	+	99,0
	Преобразователи	+	+	96,0
	Линии электропередач	+	+	92,0

процессов не электрифицируется (например, воздуходувные и др.), составляют соответственно на передовых крупных предприятиях тяжелой промышленности СССР 90 и 80%. В капиталистических странах общий коэффициент электрификации промышленности по мощности ниже, чем в СССР: в США — 75%, в Англии — 61%.

2. Высокотемпературные процессы и химические процессы (обжиг, плавка, сварка

и т. п.) — в СССР составляют 50% от общего промышленного энергопотребления.

Электроэнергия широко внедряется в эту область через электролиз, электротермию и разнообразные формы электротехнологии. Пока все же ввиду своей дешевизны газификация занимает ведущее положение и коэффициент электрификации высокотемпературных и химических процессов по потреблению энергии не превышает 5%.

3. Низкотемпературные процессы (сушка, нагрев, выпаривание и др.) — 30% от общего промышленного энергопотребления. В СССР примерно $\frac{2}{3}$ тепловой энергии расходуется на технологические нужды и $\frac{1}{3}$ на отопительные. Электрификация этих потребителей весьма невелика. Важно отметить степень покрытия потребности в тепловой энергии за счет ТЭС, достигающей в СССР 10%.

4. Освещение, составляющее 1% от общего производственного потребления энергии, электрифицировано почти полностью.

Для количественной оценки потребной энергии для различных видов промышленных потребителей можно воспользоваться так называемыми удельными нормами потребления электроэнергии. Эти удельные нормы для промышленности обычно относятся к единице готовой продукции. Такой единицей при однородной продукции может быть тонна, кубометр готовой продукции и т. п. При большом разнообразии продукции, например в машиностроении, нормы приходится относить к 1 000 руб. стоимости готовой продукции. В сельском хозяйстве применяется норма, отнесенная к гектару обрабатываемой земли, к голове скота и т. д. В коммунальном хозяйстве целесообразно принимать сводную норму потребления энергии, относимую на одного жителя. Последний вид норм является наиболее общим.

Установление норм потребления электроэнергии обычно проводится на основании исследования отчетных данных и соответствующих расчетов. Наиболее употребительны статистические нормы, которые имеют недостаток в том, что, во-первых, отражают прошлое, во-вторых, не вскрывают тенденции к росту или снижению норм, в-третьих, не могут учесть новую технику. Более верные нормы могут быть получены при проведении соответствующих опытных проверок. В Советском Союзе широко применяется метод теоретического расчета нормативов. Конечно, пока не по всем технологическим процессам можно определить нормы потребления электроэнергии посредством теоретических расчетов, но многие нормати-

вы достаточно точно определяются таким способом.

В схеме на фиг. 5-1 представлены в полупологарифмическом поле средние нормативы удельного потребления электроэнергии в промышленности и на транспорте. Приведенные в схеме данные показывают, что для отдельных производств электроэнергия потребляется в значительном количестве, до 100 квтч/т готовой продукции. Сюда относятся многочисленные процессы химической, топливной, горно-рудной промышленности, машиностроения. От 100 до 1 000 квтч/т потребляют так называемые среднеелектроемкие потребители. Свыше

Таблица 5-2

Нормативы электропотребления на коммунально-бытовые нужды (в квтч на жителя в год)

В городах с численностью населения	Конец		
	IV пятилетки	V пятилетка	VI пятилетка
До 50 000	50—70	90—200	150—400
50 000—100 000	60—90	100—215	175—450
100 000—300 000	80—125	175—300	250—600
Более 300 000	125—225	200—400	275—650

Таблица 5-2а

Нормативы электропотребления для электрификации колхозов (по материалам генсхемы электрификации сельского хозяйства УССР)

Характер нагрузки (для колхозов)	Измеритель норматива	Нормативы	
		Установленная мощность, ат	Годовое потребление, квтч
Освещение жилых домов . . .	м ² полезной площади	2,4—3,2	2,4—4,8
Освещение общественных и культурных учреждений . . .	то же	4,0—6,0	4,0—7,2
Наружное освещение улиц . . .	пог. м	0,7—1,5	1,0—3,6
Общественно-бытовые предприятия			
а) бани и прачечные . . .	житель	1,0—3,0	0,8—3,0
б) хлебопекарни	"	1,0—2,0	1,0—2,0
Индивидуальные бытовые нагревательные приборы . . .	"	10,0—100,0	4,0—50,0
Радиотификация			
а) индивидуальная . . .	"	0,8—2,0	0,8—2,0
б) радиоузлы	"	0,7—1,2	1,4—4,8
Кинофикация	"	2,2—2,2	0,88—1,3
Бытовое водоснабжение . . .	"	2,0—3,0	1,6—4,8
Животноводство			
корова		74—300	39—515
свиноматка		52—790	42—1360
лошадь		34—95	22—114
овец		4,1—7,0	2,7—3,3
курица		1,3—9,0	1,4—8,6
Электромотыба	га зерновых	16—78	12—26
Орошение (при 1 м подъема)	га овощных	8—9	11—17
Электропахота	га	26	45

	Машино-строение	На 1000 т/км брутто Железнодорожный транспорт	Строй-материалы	Легкая про-мышленность Пищевкусовая промышленность	Резиновая и асбестовая промышленность	Химическая промышленность	На м ³ (по лесу) Лесная, лесоб-работыв, лесохимическая и бумажная	Черные и цветные ме-таллы	Топливная промышленность	Горно-рудная промышленность
3									Уголь (обогащение)	
4							Лесозаготовки		Нефть (бурение)	
5										Калийная руда (добыча)
6						Водород (электролиз воды)				
7									Нефть (добыча)	Железная руда (обогаш.)
8										
9									Уголь (коксование)	
10									Сланец (добыча)	
									Торф (добыча)	
20		Уклон 3% Уклон 6% Уклон 9% Уклон 12% Уклон 15%		Хлебозавод		Лейна селитра Суперфосфаты Натриевая селитра	Лесопиление	Какс	Угледобыча	Железная руда (добыча) Полиметал руда (добыча)
30						Соляная к-та Сера из сероводор.		Сталь		Медная руда (добыча) Минеральная руда (обогаш.) Калийная руда (обогаш.) Фосфор руда (обогаш.) Литий мет. руда (обогаш.)
40	в зависимости от количества энергии	Пригородное движение				Ам. селитра Серная к-та				
50				Мельницы дерев. Кондитерские		Хлорная известь	Стройдетали			
60									Уголь (брикетирование)	
70				Цементные Цемент в шаттл-печка		Суперфосф двойной Сульфат аммония Калиев селитра Аммофос				
80				Стекло						
90				Цемент в вращающ. печи	Молочно-масл. з-ды			Прокат	Торф (газификация)	
100				Сахар Макарон Мяскомб.	Галоши	Серная к-та контакт Азотная к-та выс. дав.		Медь (кабельн. провол.)	Нефть (глубокая переработка)	
200				Регенерация резины		Получение азота		Чугун в целом		

Удельное потребление энергии в кВтч на тонну конечной продукции

200			Мясокомб	Регенерация резины			Мукуш в целом	
300		Фарфор Фаянс			Получение азота берг из каменного угля Пластмасса			Уголь (подземная газификация)
400				Шины Асбест	Этиловый спирт Азотная к-та	Бумага газетная Целлюлоза сульфитная Бумага белая	Медь рафинировка Свинец	
500					Сероуглерод	Целлюлоза сульфитная Бумага писчая	Оксид алюминия Цинк дистил Алюминий рафинир.	Нефть (глубокая переработка с гидрогенизацией мазута)
600								
700								
800						Древесная мука	Электросталь (высшая) Оксид алюминия	
900								
1000			Гидроэлектростанция		ВК спиртовой	Древесная мука	Электросталь медь (фрагмент)	
		Цемент глиноземистый			Аммиак конверс.		Медные трубы	
2000			Грубосуконное пр-во			Бумага в целом Гидролиз древесины		
			Тонкосуконное пр-во		Аммиак глуб. осл		Медь черновая в конвертере	
3000			Хл-бум пр-во		Цианамид		Медь (электротехн.)	Уголь (гидрированный)
4000					Хлор электролиз Нитрид кальция		Цинк электролитный Медь электротехн.	
5000								
6000					Фосфор к-та	Бумага	Оксид алюминия Электролитическ. Заработ алюмин (прокат)	
7000								
8000								
9000							Алюмин. трубы	
10000								
					Аммиак Фосфор электро-возгонка			
20000							Металл алюминий в целом	
30000							Магний (электролиз из хлорист магния)	
40000								

Фиг. 5-1. Нормы удельного электропотребления в промышленности и на транспорте.

1 000 квтч/т — электроемкие потребители. Среди них обращают внимание некоторые производства (металлический алюминий, электролиз магния и другие), потребляющие свыше 10 000 квтч/т.

В соответствии с приведенными данными следует отметить значение энергетической со-

ставляющей в себестоимости различных видов продукции. Она имеет большое значение в расчетах, определяющих надежность электроснабжения, и составляет для электроемких потребителей от 15 до 55 процентов себестоимости готового продукта.

Для коммунально-бытового потребления

	Топливная пром-сть	Черная и цветная металлургия	Лесная, лесобратый, лесохимическ и бумажная (на м ³)	Химическая промышл Резиновая пр-сть	Легкая пр-сть пищевкусая пр-сть	Стройматер. машиностр.
0,01						
0,02		Медь (электролиз) Ферросплавы Сталь-бессемеров	Лесопиление			
0,03		Электросталь (прокат) Медь (катанка и др обработка)		Лейна		
0,04		Цинк				
0,05						
0,06						
0,07						
0,08						
0,09						
0,10		Чугун в целом		Боляная к-та		Цемент
0,2					Хлеб	Фарфор-фаянс стекла
0,3	Двойной газ из пирога					
0,4		Сталь-бессемеров				
0,5	Газиф Винклера			Санит аммиакконверс.		
0,6	Нефтелерегонка				Звекла	Машиностроение (в зависимости от характера продукции)
0,7	Прямоточн коксован					
0,9	Крекинг нефти	Медь черная	Древесная масса		Макаронь	
1,0	Двойной водян газ Подз газификац угля		Пр-во строидеталей	Синтаммиак электролиз Сульфат аммония Аммиачн азотра Суперфосфаты Хлор электролизом		
2	Глубокая перераб нефти	Алюминий (прокат) Магний Алюминий (трубы)	Древесная мука	Фосфорная кислота Сант ам глуб азл. Галоши Натриевая селитра Фосфор электровазон Этиловый спирт	Кондит изделия Мясоскомбинат Молочно-молочн.	
3			Бумага Целлюлоза	Калиевая селитра		
4	Гидрирование угля				Хлопчатобум пр-во Сахар	
5			Бумага в целом	Асбест		
6	Глубокая переработ нефти с гидрогениз мазута					
7						
8						
9						
10		Окись алюм байер Электротерм окись ал Окись алюм (спекание)		Пластмассы		
20			Гидролиз древесины	Регенерация резины	Грубое сукно Трикотаж Тонкое сукно	

Фиг. 5-2. Нормы удельного потребления пара в промышленности.

и сельского хозяйства в табл. 5-2 и 5-2а приводятся последние данные энергопотребления, принимаемые в проектных расчетах.

В отношении потребления тепловой энергии необходимо различать потребителей по характеру требуемых давлений и температур. Кроме того, отдельные виды производств требуют для своего технологического процесса непосредственно топливо (топливоекмие) и сами могут быть генераторами тепловой и иногда электрической энергии. Вопросы энергобаланса отдельных отраслей производства выходят за пределы нашего рассмотрения и являются объектом изучения соответствующих курсов.

На фиг. 5-2 приведена также в полулогарифмическом поле характеристика удельных норм потребления пара (в t) в промышленности на тонну конечной продукции для теплоемких производств.

5-2. РЕЖИМ НАГРУЗКИ

Потребление электроэнергии меняется во времени, поэтому одним количеством потребленной энергии характеризовать потребителя невозможно, необходимо также рассмотрение режима потребления. Если мы рассмотрим цепь энергетических преобразований от энергетического ресурса до потребителя энергии, то (фиг. 5-3) ясно, что по всей линии преобразования энергии будут иметь место потери энергии. Очевидно, что для подсчета нагрузки необходимо эти потери учесть. В зависимости от того, к какому звену электроэнергетической системы отнесен расчет, к нагрузке потребителя должны быть добавлены те или иные потери. Для возможности сопоставления нагрузки расходной части электробаланса и выработки приходной части электробаланса необходимо относить их к определенному месту системы. Наиболее распространенным является отнесение всего расчета либо к зажимам генераторов электростанции, либо к выводам повысительной подстанции высокого напряжения. При анализе расходной части электробаланса

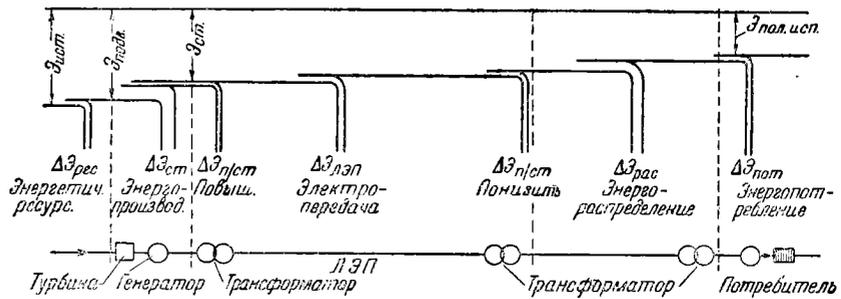
расчет относят к высоковольтной стороне понизительных подстанций.

Нагрузка формируется и изменяется во времени, поэтому расчет должен охватывать определенный интервал времени (от суток до многолетнего периода). Исходной является календарная кривая нагрузки (ККН) за сутки, так называемый график нагрузки. Эта кривая (фиг. 5-4,а) дает ход изменения мощности во времени за сутки. Обычно она строится ступенчатой по часовым интервалам.

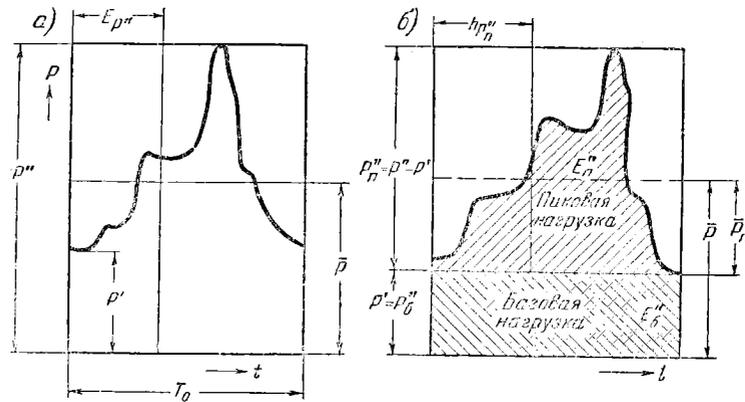
Для календарной кривой нагрузки можно определить четыре характерных мощности: установленная $P_{ус}$, или мощность присоединения (для суток $P_{ус}$ постоянная), максимальная P'' — максимальная мощность потребления; средняя \bar{P} — средняя мощность потребления, минимальная P' — минимальная мощность потребления.

Вся кривая нагрузки разбивается на две зоны (фиг. 5-4, б):

базовая часть нагрузки — ограниченная минимальной мощностью (P'), для



Фиг. 5-3. Схематический энергетический баланс цепи преобразования энергии от энергетического ресурса до потребителя энергии.



Фиг. 5-4. Анализ суточной календарной кривой нагрузки (ККН).

которой потребление постоянно в течение всего периода, в данном случае 24 часов;

пиковая часть нагрузки — переменная во времени нагрузка с мощностью, изменяющейся от минимальной кривой нагрузки (P') до максимальной кривой нагрузки (P'').

Из календарной кривой нагрузки видно, что максимальная пиковая мощность

$$P'_n = P'' - P', \quad (5-1)$$

а средняя пиковая мощность

$$\bar{P}_n = \bar{P} - P'. \quad (5-2)$$

Если весь расчетный период в данном случае сутки = 24 часам, обозначить через T_0 , то можно аналитически представить выражение для полного количества энергии, требуемого для покрытия календарной кривой нагрузки в виде:

$$E'' = \bar{P} \cdot T_0, \quad (5-3)$$

т. е. полное количество энергии, требуемое для покрытия кривой нагрузки, пропорционально площади, ограниченной графиком нагрузки, а также выражается площадью прямоугольника, имеющего высоту, равную средней мощности. Если это количество энергии разделить на величину максимальной мощности, то получим *условное* время, в течение которого при работе постоянной мощностью, равной максимальной, было бы потреблено то же количество энергии:

$$h_{pn} = \frac{E''}{P''}. \quad (5-4)$$

Эта величина h_{pn} называется показателем использования максимальной мощности нагрузки и имеет размерность времени (обычно в часах). Если показатель этот выразить в долях от всего календарного времени, то он запишется так:

$$\delta_{pn} = \frac{h_{pn}}{T_0}. \quad (5-5)$$

Часто нижний индекс (P'') опускается, если нет опасности спутать с показателями для других мощностей.

Очевидно, должно иметь место условие:

$$E'' = \bar{P} \cdot T_0 = P'' \cdot h,$$

откуда

$$h = \frac{\bar{P}}{P''} T_0 = \delta \cdot T_0. \quad (5-6)$$

Если требуется раздельное вычисление базовой (E'_0) и пиковой (E''_n) части кривой нагрузки:

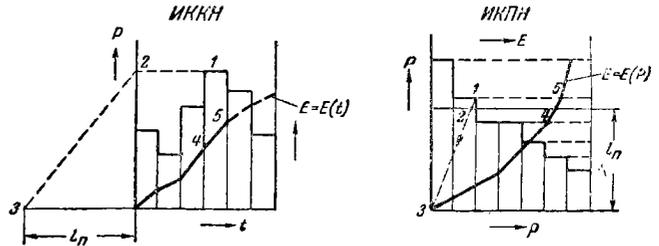
$$E'' = E'_0 + E''_n = P'' \cdot T_0 + (P'' - P') h_n, \quad (5-7)$$

здесь h_n — использование (в часах) максимальной пиковой мощности:

$$h_n = \frac{E''_n}{P''} = \frac{\bar{P}_n \cdot T_0}{P''} = \frac{\bar{P} - P'}{P'' - P'} T_0. \quad (5-8)$$

5-3. ГРАФИЧЕСКОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕЖИМА НАГРУЗКИ

Для исследования режима нагрузки и ряда специальных расчетов график нагрузки — *ККН* подвергается преобразованиям. Так, *ККН* легко перестраивается в кривую продолжительности нагрузки (*КПН*) фиг. 5-5, как



Фиг. 5-5. Построение интегральных кривых нагрузки графическим интегрированием.

это делается для любых календарных кривых¹. Далее возможно построение двух видов интегральных кривых:

Интегральной календарной кривой нагрузки (*ИККН*), дающей зависимость

$$E = \int P \cdot dt = E(t), \quad (5-9)$$

и интегральной кривой продолжительности нагрузки (*ИКПН*), дающей зависимость:

$$E = \int p \cdot dP = E(P). \quad (5-10)$$

Как показано на фиг. 5-5, построение этих интегральных кривых можно провести обычным графическим интегрированием. На фиг. 5-5 показано построение одного из участков ин-

¹ Необходимо сразу отметить, что термины „продолжительность“ и „обеспеченность“ выражают одно и то же. Для удобства мы будем пользоваться термином „продолжительность“ при рассмотрении суточного и годового отрезка времени и термином „обеспеченность“ для многолетнего периода.

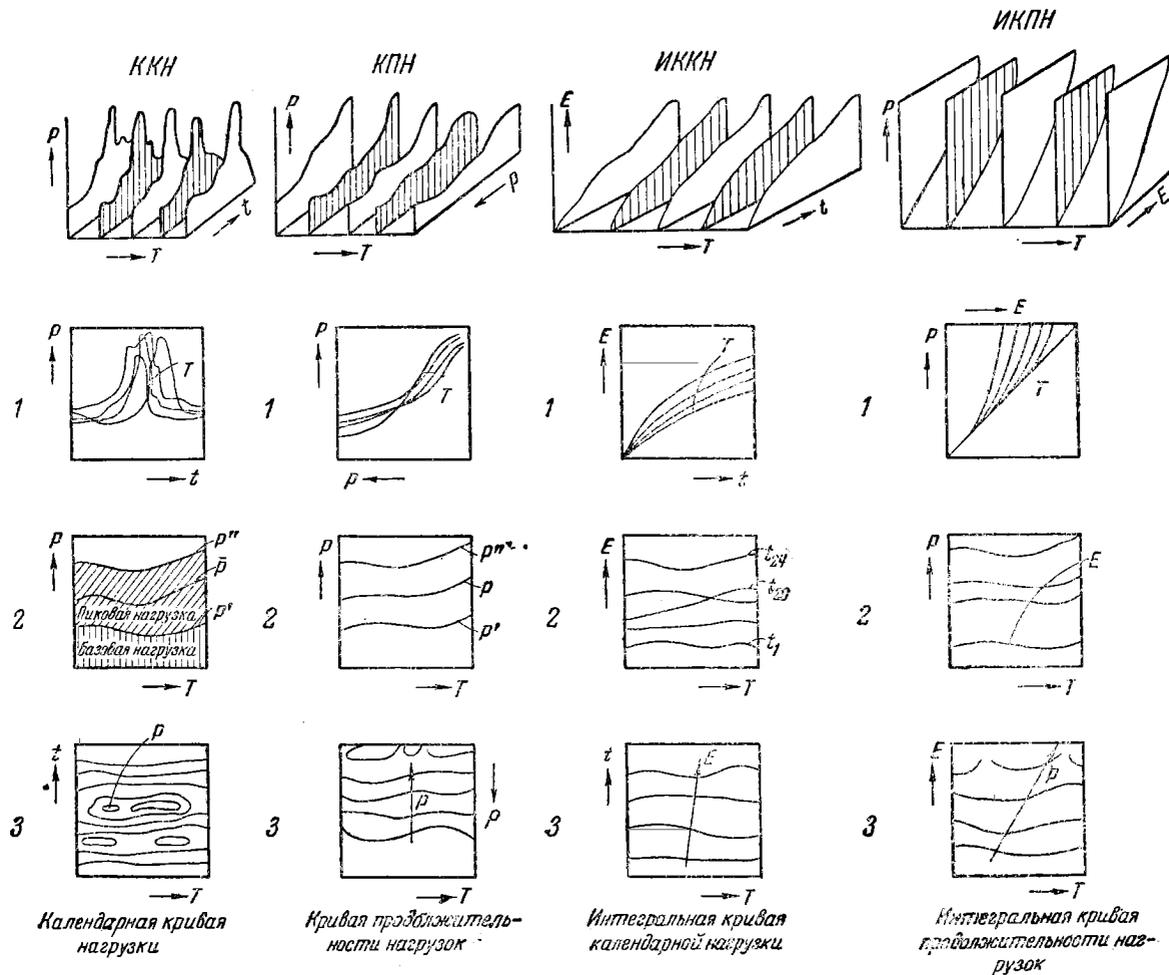
тегральных кривых. Нумерация дает последовательность построения. Участок кривой 4-5 параллелен лучу 23. Выбор полюсного расстояния — l_n производится исходя из заданного масштаба для нагрузки по известному выражению:

$$l_n = \frac{\mu_e}{\mu_t \cdot \mu_p} \text{ или } l_n = \frac{\mu_e}{\mu_p \cdot \mu_p}. \quad (5-11)$$

Приведенные преобразования календарного графика относились к суткам, основным же

E, P, T . На фиг. 5-6 показаны все эти объемные графики и приведены их проекции на три координатные плоскости.

Проекция календарных кривых. Проекция на плоскость (P, t) — *ККН-1* — календарное суточное поле, дает совмещенное изображение всех типовых графиков и может быть использован лишь для специальной обработки. Проекция на плоскость (P, T) — *ККН-2* — календарное годовое поле, дает возможность построения изменения в течение года характерных мощ-



Фиг. 5-6. Обобщение графических представлений кривых нагрузки в виде объемных кривых.

расчетным периодом является год. Можно представить себе объемный график, объединяющий суточные графики. Таких объемных графиков можно составить четыре, причем двумя осями координат будет время: в часах для суток — t и в сутках для года — T . Вертикальная координата либо мощность, либо энергия, только для *ИКПН* координаты будут:

ностей *ККН*: минимальной, средней и максимальной. Так же, как на суточном *ККН*, площадь, ограниченная кривой минимальных мощностей, определяет базовую нагрузку (E'_0), а между кривыми минимальных и средних мощностей — пиковую нагрузку (E'_n). В сумме, т. е. площадь, ограниченная линией средних

мощностей, дает полное потребление энергии (E''). Проекция на плоскость (t, T) — *ИКН-3* — дает в календарном поле изолинии мощностей. Пользование таким видом графиков затруднительно.

Рассмотрим проекции кривых продолжительности нагрузки:

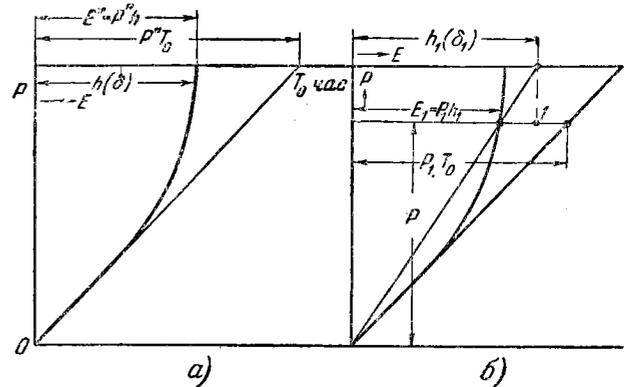
Проекция на плоскость (P, p) — *КПН-1* — поле продолжительности, дает комплекс кривых продолжительности нагрузки и требует специальной обработки для использования. Проекция на плоскость (P, T) — *КПН-2* — календарное годовое поле, представляет собой уже известную нам годовую кривую нагрузки. Проекция на плоскость (T, p) — *КПН-3* — календарное поле продолжительности, изображает в изолиниях мощность и используется для специальных целей.

Проекция интегральных календарных кривых нагрузки. Проекция на плоскость (E, t) — *ИКН-1* — календарное суточное поле, дает совмещенное изображение интегральных кривых нагрузки. Проекция на плоскость (E, T) — *ИКН-2* — календарное годовое поле, изображает в изолиниях часы суток. Интерес представляют огибающие, дающие максимальную и минимальную нагрузку. Проекция на плоскость (t, T) — *ИКН-3* — календарное поле, на котором проведены изолинии нагрузки. Представляет интерес для анализа условий использования энергии, вливаемой для покрытия нагрузки.

Наконец, проекции интегральных кривых продолжительности нагрузки. Проекция на плоскость (P, E) — *ИКПН-1* — энергетическое поле, дает совмещение интегральных кривых нагрузки, позволяет провести сопоставимый анализ показателей кривых нагрузки. Проекция на плоскость (P, T) — *ИКПН-2* — календарное поле, по мощности показывает в изолиниях величину нагрузки. Очень полезный график, так как позволяет устанавливать возможности использования выработки электроэнергии. Проекция на плоскость (T, E) — *ИКПН-3* — на календарное энергетическое поле, изображает изолинии мощностей и также позволяет делать анализ условий использования мощности.

5-4. СВОЙСТВА ИНТЕГРАЛЬНОЙ КРИВОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ НАГРУЗКИ (ИКПН)

ИКПН представляет собой большой интерес, поскольку ее применение в расчетах имеет наибольшее распространение. Из самого построения *ИКПН* следует, что по ней можно определять нагрузку (E) для любого значения



Фиг. 5-7. Определение величины средней нагрузки по *ИКПН*.

мощности (P) или любого интервала мощности (ΔP).

Поскольку прямая линия, с которой *ИКПН* сливается в зоне мощностей базовой нагрузки, выражает нагрузку (энергию) при полном использовании мощности (т. е. при $\delta = 1,0$), можно эту прямую назвать: линия полной нагрузки (*ЛПН*). Большие удобства в использовании дает *ИКПН*, если линия полной нагрузки строится под углом в 45° , что позволяет одновременно использовать ее как линию обращения для координатных осей.

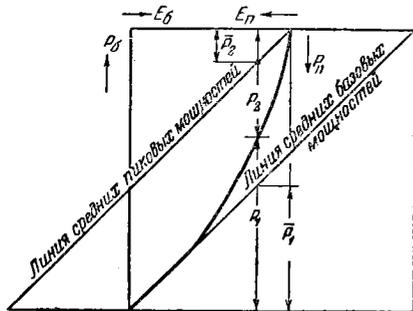
Рассмотрим свойства *ИКПН*.

а) Определение средней мощности.

На фиг. 5-7,а показано, что определение средней мощности (\bar{P}) производится опусканием перпендикуляра из конца *ИКПН*. Пересечение этой вертикали с линией полной нагрузки и определяет положение средней мощности. Доказательства правильности этого построения следуют из фигуры: значение \bar{P} соответствует полному количеству потребленной энергии E' . Поскольку это положение действительно для любого значения мощности, отсчитываемой снизу (мы будем называть: с базы), линия полной нагрузки является также линией средних базовых мощностей.

Аналогично (фиг. 5-7,б) можно определить среднюю мощность для любого отрезка кривой нагрузки, представляемого на *ИКПН* участком интегральной кривой с мощностью ΔP . В этом случае необходимо с начала участка *ИКПН* провести линию, параллельную линии полной нагрузки (при нашем построении под 45°), и опустить на нее вертикаль с конца участка кривой. На фигуре видно, как при этом получается величина — $\Delta \bar{P}$.

б) Определение средней пиковой мощности.



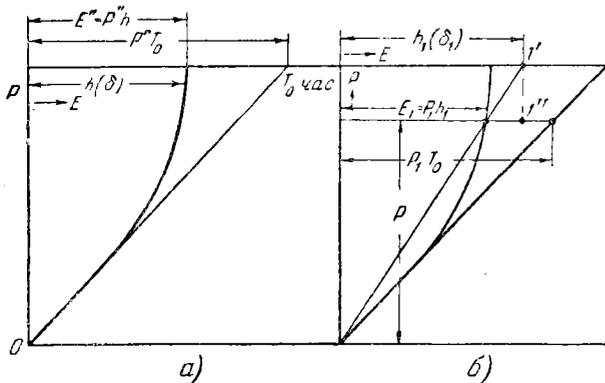
Фиг. 5-8. Определение средней пиковой мощности при помощи линии средних пиковых мощностей.

Для анализа пиковой части ИКПН следует (фиг. 5-8) из вершины ИКПН провести линию, параллельную линии полной нагрузки. Она, как видно из фигуры, будет служить линией средних пиковых мощностей. На фиг. 5-8 показано, как определять среднее значение мощности для одной и той же точки ИКПН при отсчете с базы (\bar{P}_1) и с пика (\bar{P}_2).

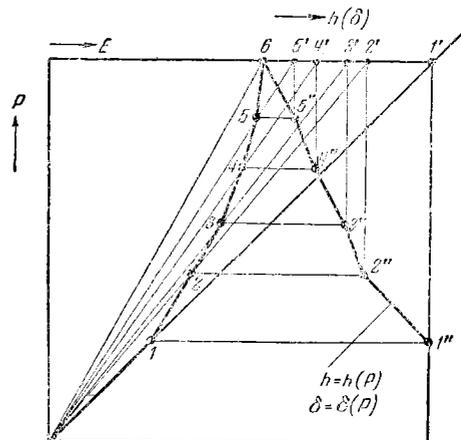
в) Определение показателя использования.

Из самого построения (фиг. 5-9, а) ИКПН видно, что если провести горизонтальную линию от значения максимальной мощности (P'') и принять отрезок ее до линии полной нагрузки за T_0 или 1,0, то верх ИКПН отделит на этой прямой непосредственно значение h или δ , т. е. величину использования максимальной мощности в часах или в долях единицы.

Для любого другого значения мощности базовой нагрузки (на фиг. 5-9, б мощность P_1) необходимо провести луч из начала кривой (в данном случае начала координат) и он отсечет на горизонтали максимальной мощности значение показателя использования



Фиг. 5-9. Графическое определение показателя использования базовой нагрузки по ИКПН.



Фиг. 5-10. Графическое построение кривой показателя использования базовой нагрузки.

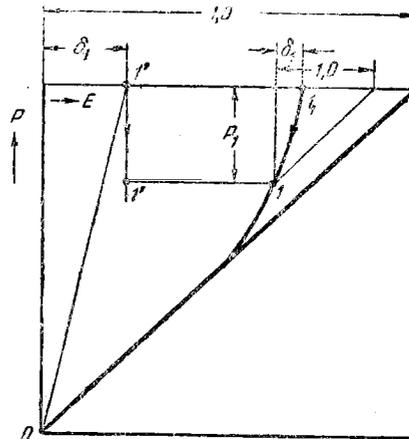
$h_1(\delta_1)$ — точка I' . Эту величину можно снести на горизонталь рассматриваемой мощности, в точку I'' . Доказательство следует из подобия двух треугольников.

Пользуясь этим приемом, можно построить кривую изменения показателя использования мощности при вливании с базы (т. е. при покрытии нагрузки, идя с нуля вверх):

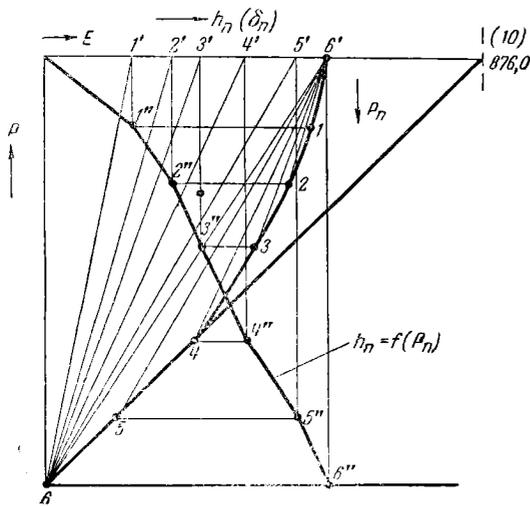
$$h_0 = h(P).$$

На фиг. 5-10 это построение показано. Последовательность: $1-1'-1''$, $2-2'-2''$ и т. д. В базовой части нагрузки эта кривая превращается в вертикальную линию $I'-I''$.

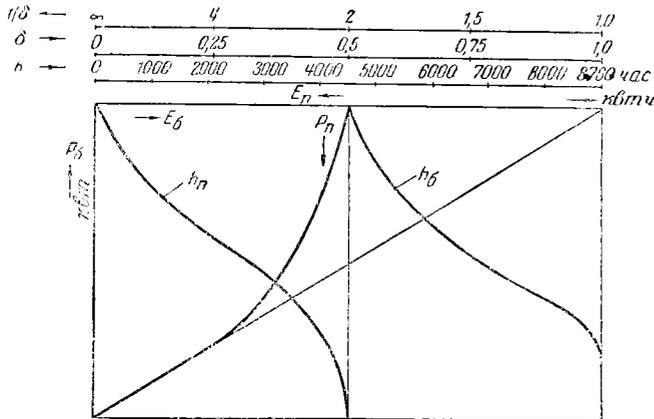
На изложенном принципе основано графическое определение показателя использования для участка ИКПН. Для этого (фиг. 5-11)



Фиг. 5-11. Графическое определение показателя использования для участка ИКПН.



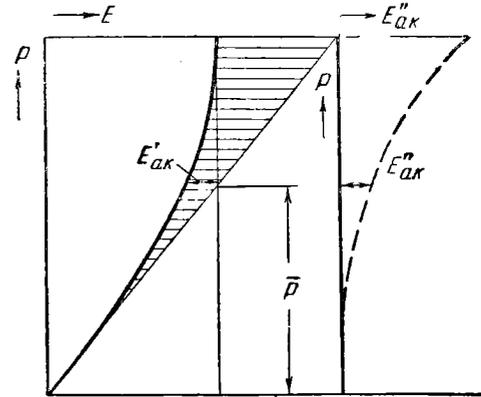
Фиг. 5-12. Графическое построение кривой показателя использования пиковой нагрузки.



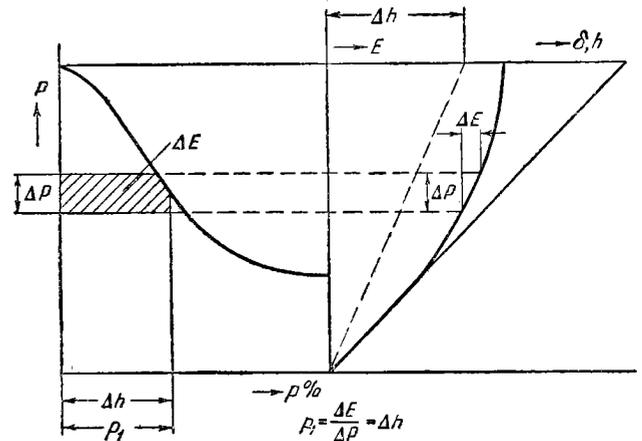
Фиг. 5-13. ИКПН с ее производными кривыми показателей использования базовой и пиковой нагрузки.

проводят луч из начала участка кривой в ее конец — II_1 , а затем из начала координат проводят луч, параллельный этому — OI' . Этот луч отсекает на горизонтали максимальной мощности значение показателя использования $h_1(\delta_1)$ для мощности P_1 .

Доказательство следует из подобия двух треугольников. Пользуясь этим приемом, можно по точкам (на фиг. 5-11 точка I'') построить кривую изменения показателя использования при вливании энергии с пика кривой нагрузки (т. е. при покрытии нагрузки, идя от максимальной вниз). На фиг. 5-12 показано такое построение кривой $h_n = h(P_n)$. Последовательность следующая: $16'$ и параллельно $61'$ и до $1''$, далее $26'$ и параллельно $62'$ и $2''$ и т. д.



Фиг. 5-14. Определение энергии выравнивания.



Фиг. 5-15. Доказательство совмещения ИКПН с кривой использования дополнительной мощности.

г) Объединение производных кривых от интегральной кривой нагрузки.

На фиг. 5-13 показана схема построения кривых использования. Обращаем внимание на возможность совмещения на горизонтальной линии максимальной мощности масштабов для

$$E_δ, E_n, h_δ, h_n, δ, \frac{1}{δ}.$$

д) Определение энергии выравнивания.

Для многих энергетических расчетов представляет большой интерес определение энергии, необходимой для выравнивания нагрузки. Эта величина для любого значения мощности выражается отрезком между ИКПН и линией полной нагрузки. На фиг. 5-14 показано, что эта величина на уровне средней мощности дает значение энергии, необходимой для покрытия всей нагрузки. Эту величину будем называть максимальной энергией аккумуляирования и обозначим через $E'_{ак}$.

е) Связь ИКПН с КПН.

Из основного выражения для ИКПН (5-10) следует, что поскольку

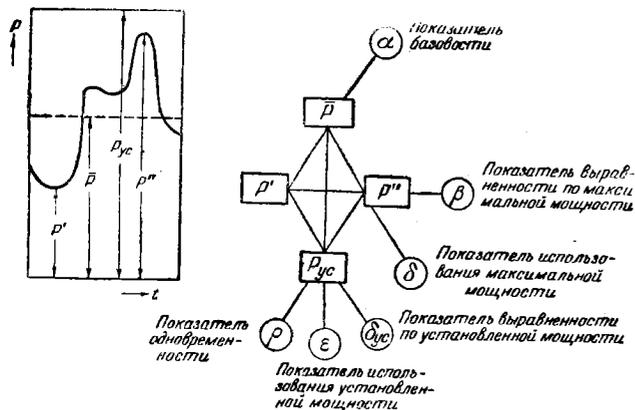
$$\frac{dE}{dP} = p.$$

С другой стороны (фиг. 5,15) очевидно, что отношение выражает использование дополнительной мощности — Δh . Следовательно, $\Delta h = p$ и кривая продолжительности нагрузки является одновременно кривой использования дополнительной мощности. Это свойство используется в некоторых энергоэкономических расчетах.

5-5. ПОКАЗАТЕЛИ И АНАЛИТИЧЕСКИЕ ВЫРАЖЕНИЯ ДЛЯ КРИВЫХ НАГРУЗКИ

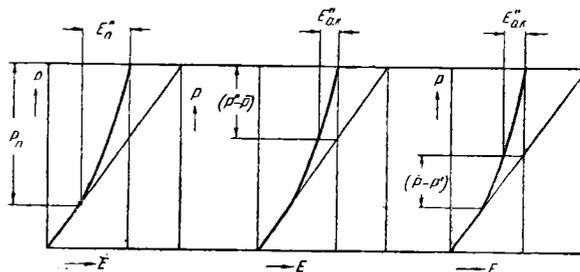
Кривые нагрузки, как уже было отмечено, могут относиться к различным звеньям энергетической системы и охватывать различный временной интервал. Помимо этого, нагрузка может выражаться в различных формах энергии: тепловой, механической, электрической. Наконец, должны быть оговорены условия работы, например, определенный коэффициент мощности, определенная схема регулирования нагрузки и т. д. Естественно стремление выразить кривые нагрузки в удобной аналитической форме, что позволило бы ряд важных расчетов проводить без трудоемких графических построений. Кроме того, аналитическое представление кривых нагрузки позволяет обобщать ряд расчетных зависимостей, делая более универсальными получаемые выводы.

Как видно из формы кривых календарной нагрузки, они не могут быть представлены в аналитической форме, поэтому для возможности их сопоставления широко применяются показатели кривых, конструируемые как отношения характерных мощностей и нагрузок. К сожалению, ни обозначения, ни терминологию



Фиг. 5-16. Структура показателей ККН.

4 Т. Л. Золотарев.



Фиг. 5-17. Определение показателей режима по ИКПН.

гия окончательно не установились, поэтому ниже для некоторых показателей приводится несколько названий, встречающихся в энергетике.

Удобно принимать, что все показатели являются отношением меньшей величины к большей, т. е. всегда меньше единицы. Для четырех характерных мощностей можно составить шесть показателей. На фиг. 5-16 показана мнемоническая схема их построения.

Показатели следующие:

показатель базовости

$$\alpha = \frac{P'}{P}, \tag{5-12}$$

показатель выравнивания по максимальной мощности

$$\beta = \frac{P'}{P''}, \tag{5-13}$$

показатель выравнивания по установленной мощности

$$\gamma = \frac{P'}{P_{yc}}, \tag{5-14}$$

показатель использования максимальной мощности (показатель полноты графика нагрузки)

$$\delta = \frac{\bar{P}}{P''}, \tag{5-15}$$

показатель использования установленной мощности (показатель нагрузки)

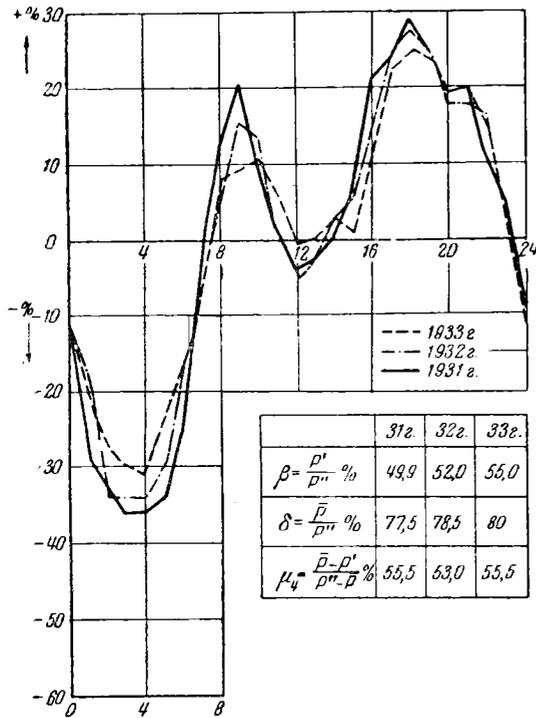
$$\delta_{yc} = \frac{\bar{P}}{P_{yc}}, \tag{5-16}$$

показатель одновременности (показатель участия в максимуме)

$$\rho = \frac{P''}{P_{yc}}. \tag{5-17}$$

Легко видеть, что эти показатели связаны соотношениями:

$$\frac{\alpha \cdot \delta}{\beta} = \frac{\alpha \cdot \delta_{yc}}{\gamma} = \frac{\delta \cdot \rho}{\delta_{yc}} = \frac{\beta \cdot \rho}{\gamma} = 1. \tag{5-18}$$



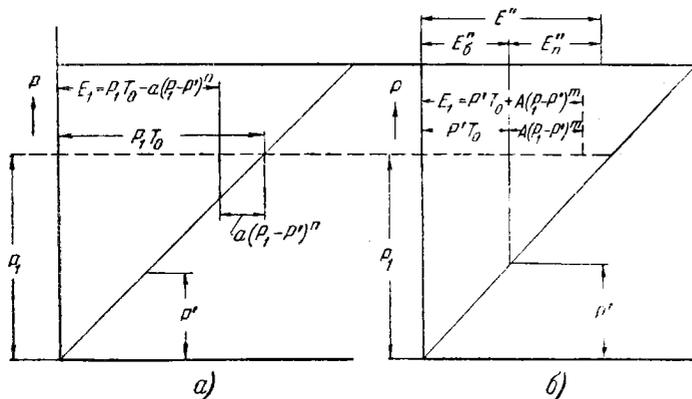
Фиг. 5-18. Сопоставление ККН для московской энергосистемы (в долях от \bar{P}).

Для уточнения влияния формы кривой календарной нагрузки применяются показатели, используемые для различных целей и получаемые из комбинации характерных мощностей. Можно отметить такие показатели (фиг. 5-17):

показатель использования пиковой мощности

$$\delta_n = \frac{E''_n}{P''_n \cdot T_0} = \frac{E''_n}{(P'' - P')T_0}, \quad (5-19)$$

показатель использования пиковой мощности выше средней



Фиг. 5-19. Схемы к аналитическому выражению ИКПН.

$$\delta_{n > \bar{P}} = \frac{E''_{ак}}{(P'' - \bar{P}) T_0}, \quad (5-20)$$

показатель использования пиковой мощности ниже средней

$$\delta_{n < \bar{P}} = \frac{E''_{ак}}{(P - P') T_0}, \quad (5-21)$$

показатель формы

$$\mu_1 = \frac{\bar{P}}{P''_n}, \quad (5-22)$$

показатель нагрузки средней мощности

$$\mu_2 = \frac{E'' - E''_{ак}}{E''}, \quad (5-23)$$

показатель пиковости

$$\mu_3 = \frac{\bar{P}}{\Sigma P''_n}, \quad (5-24)$$

показатель пиковости

$$\mu_4 = \frac{\bar{P} - P'}{P'' - \bar{P}}. \quad (5-25)$$

На фиг. 5-18 показано сопоставление суточных графиков нагрузки для московской электроэнергетической системы в долях от \bar{P} за три года, а в таблице приведены соответствующие показатели.

Для ИКПН было предложено много выражений. Наибольшее распространение получило выражение, предложенное М. А. Мостковым в виде:

$$E = PT_0 - a(P - P')^n; \quad (5-26)$$

здесь (фиг. 5-19,а) a и n — коэффициенты, характеризующие кривую.

Как видно из формулы (5-26), она может применяться для $P > P'$ и рассматривает энергию E как разность между полной возможной выработкой энергии при данной мощности ($P_1 T_0$) и недовыработанной энергией „провальной“ части кривой $[a(P - P')^n]$, которая может быть названа энергией, выравнивающей (до полной) нагрузки. Полагая $P = \bar{P}$, получим:

$$a(\bar{P} - P')^n = E''_{ак}. \quad (5-27)$$

Значение коэффициентов a и n можно приближенно найти из условий, что для

$$P = P''; E'' = \bar{P} \cdot T_0 = P'' T_0 - a (P'' - P')^n,$$

так как $\frac{dE}{dP} = P;$

то

$$\frac{dE}{dP''} = 0 = T_0 - na (P'' - P')^{n-1};$$

$$n = \frac{P'' - P'}{P'' - \bar{P}}, \quad (5-28)$$

$$a = \frac{P'' - \bar{P}}{(P'' - P')^n} T_0. \quad (5-29)$$

Из приведенного выражения ИКПН (5-26) можно дифференцированием получить выражение для КПН:

$$p = T_0 - a \cdot n \cdot (P - P')^{n-1}. \quad (5-30)$$

Удобнее выражение для ИКПН представлять как сумму постоянной части — базовой нагрузки ($P' T_0$) и переменной части — пиковой нагрузки [$A (P - P')^m$], т. е.

$$E = P' \cdot T_0 + A (P - P')^m. \quad (5-31)$$

Это выражение при дифференцировании дает простой одночлен, что очень удобно для аналитических расчетов.

На фиг. 5-19,б показано, как строится это выражение.

Пользуясь условием $P'' T_0 + A (P'' - P')^m = \bar{P} \cdot T_0$, можно выразить один из коэффициентов через другой

$$A = \frac{(\bar{P} - P')}{(P'' - P')^m} \cdot T_0, \quad (5-32)$$

$$m = \frac{\lg(\bar{P} - P') + \lg T_0 - \lg A}{\lg(P'' - P')}. \quad (5-33)$$

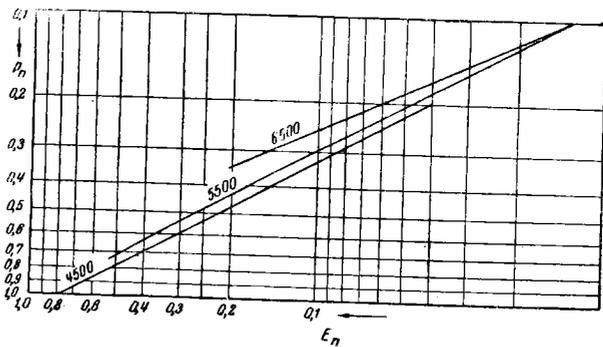
Вообще для быстрого и практически достаточно точного определения значений A и m можно рекомендовать пользоваться нанесением ИКПН на логарифмическую клетчатку; тогда A будет выражаться отрезком на оси нагрузок, а m — угловым коэффициентом прямой, в которую обратится ИКПН. На фиг. 5-20 показано определение коэффициента m для трех типовых кривых нагрузки.

Для случая вливания энергии с пика можно пользоваться выражением, предложенным Л. А. Каролем (отсчеты ведутся от вершины ИКПН):

$$E_n = A P_{пик}^n, \quad (5-31a)$$

n — в большинстве случаев близок к двум.

Для кривой продолжительности даются зависимости типа $P = P(p)$ либо $p = p(P)$.



Фиг. 5-20. Логарифмическая анаморфоза пиковой части ИКПН для трех типовых кривых.

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

$$P = a_0 + a_1 p + a_2 p^2 + a_3 p^3 + \dots + a_k p^k. \quad (5-34)$$

Для нахождения постоянных коэффициентов a_0, a_1, a_2, \dots может быть применен метод академика Чебышева. Контрольные подсчеты показывают, что для практических целей достаточно ограничиться показателем третьей степени, т. е. привести уравнение (5-34) к параболе третьего порядка:

$$P = a_0 + a_1 p + a_2 p^2 + a_3 p^3. \quad (5-35)$$

Но и это упрощение не освобождает от трудностей пользования подобным многочленным выражением.

Было показано, что из ИКПН по выражению Мосткова легко получить удобное выражение для КПН (5-30).

5-6. МЕТОД ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ВЕЛИЧИН

Все применяемые показатели для кривых нагрузки представляют собою смешанную систему относительных величин, поскольку базис (знаменатель) берется переменный. Большие возможности обобщенных решений и анализа открываются при последовательном применении системы относительных величин. Можно сказать, что при этом показатели становятся критериями подобия сравниваемых режимов нагрузки, что позволяет моделировать ряд режимных расчетов.

Если принять за базис характерные значения: мощности — P_0 , энергии — E_0 , времени — T_0 , то любая мощность, нагрузка и время будут в относительных величинах выражаться: мощность $\pi_k = \frac{P_k}{P_0}$; энергия $\epsilon_k = \frac{E_k}{E_0}$; время

Таблица 5-3
Сопоставление двух систем относительных величин

Система относительных величин	$\bar{P} = 1$	$P'' = 1$
Мощности		
Максимальная	$\pi'' = \frac{\bar{P}}{\delta} = \frac{1}{\delta}$	$\pi'' = 1$
Минимальная (базовая)	$\pi' = \frac{P'}{\bar{P}} = \alpha$	$\pi' = \frac{P'}{P''} = \beta$
Пиковая	$\pi_n = \frac{1}{\delta} - \alpha$	$\pi_n = 1 - \beta$
Пиковая выше средней	$\frac{1}{\delta} - 1$	$1 - \delta$
Пиковая ниже средней	$1 - \alpha$	$\delta - \beta$
Текущая	$\pi_k = \frac{P_k}{\bar{P}} \leq 1$	$\pi_k = \frac{P_k}{P''} \leq 1$
Нагрузки		
Максимальная (полная)	$\epsilon'' = 1$	$\epsilon'' = P'' \delta T_0 = \delta$
Минимальная (базовая)	$\epsilon' = \alpha$	$\epsilon' = \beta$
Пиковая	$\epsilon_n'' = 1 - \alpha$	$\epsilon_n'' = \delta - \beta$
Аккумулялируемая максимальная (при однократной работе) . . .	$\epsilon_{ак}'' < 1$	$\epsilon_{ак}'' < \delta$
Текущая	$\epsilon_k = \frac{E_k}{E''} \leq 1$	$\epsilon_k = \frac{E_k}{E''} \leq \delta$
Показатели		
Использования максимальной пиковой мощности	$\delta_n'' = \frac{1 - \alpha}{\frac{1}{\delta} - \alpha}$	$\delta_n'' = \frac{\delta - \beta}{1 - \beta}$

2) базисом принимается максимальная мощность

$$P_0 = P'' = 1.$$

Расчетный период времени в обеих системах

$$T_0 = 1.$$

Применение той или иной системы обуславливается удобствами решения поставленной задачи, что будет показано в дальнейшем изложении. В табл. 5-3 дано сопоставление двух систем относительных величин.

Большое значение для многих расчетов имеет выражение в относительных величинах зависимости для ИКПН. В табл. 5-4 это дано для уравнения Мосткова (5-26) и уравнения (5-31).

На фиг. 5-21 показано сопоставление ИКПН. Принятие за базу средней мощности приводит к сопоставлению ИКПН по максимальной мощности (π'') при одинаковой нагрузке ($\epsilon''=1$). Для получения значения показателя использования максимальной мощности δ следует пользоваться соотношением

$$\delta = \frac{1}{\pi''} \quad (5-36)$$

Это выражение позволяет построить гиперболу в квадранте и по ней отсчитывать значения δ для любого значения максимальной мощности. Можно

$\theta_k = \frac{T_k}{T_0}$. Обычно базисная величина принимается за единицу. В гидроэнергетике получили широкое распространение две системы относительных величин:

1) базисом принимается средняя мощность:

$$P_0 = \bar{P} = 1;$$

эту связь представить в виде второй функциональной шкалы с неравномерными делениями. Это сопоставление дает совместный анализ по критерию энергии нагрузки. Отсчет величин $\epsilon_{ак}''$ производится по общей шкале (обращенной шкале нагрузки ϵ). Необходимо отметить трудности в этом случае

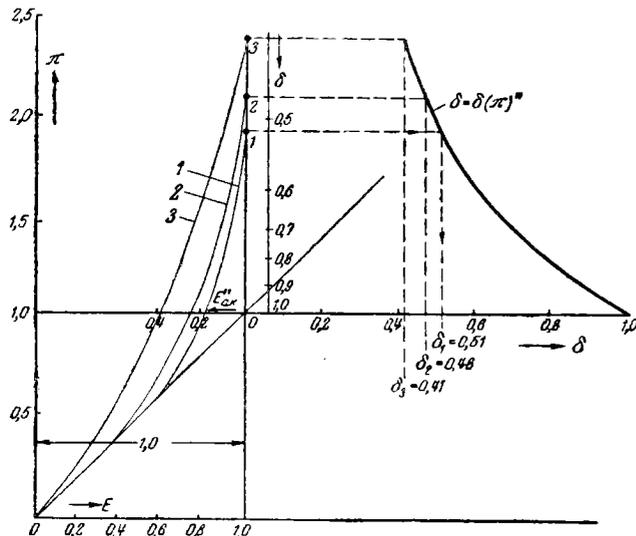
Таблица 5-4

Относительное выражение уравнения для ИКПН

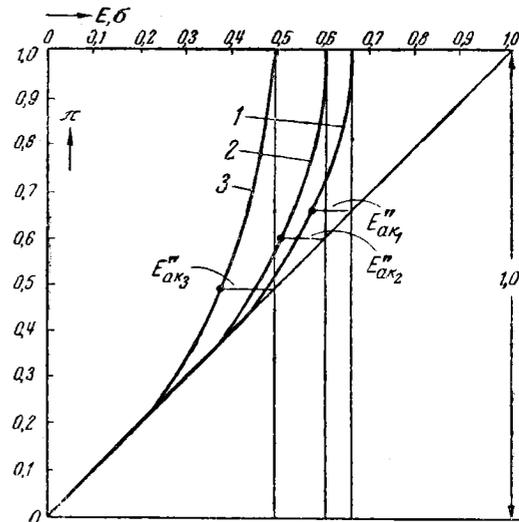
Система относительных единиц	$P' = 1$	$P'' = 1$
Уравнение Мосткова $E = P' T_0 - a(P - P')^n$	$\epsilon = \pi - a(\pi - \alpha)^n$ $n = \frac{\frac{1}{\delta} - \alpha}{\frac{1}{\delta} - 1}$ $a = \frac{\frac{1}{\delta} - 1}{\left(\frac{1}{\delta} - \alpha\right)^n}$	$\epsilon = \pi - a(\pi - \beta)^n$ $n = \frac{1 - \beta}{1 - \delta}$ $a = \frac{1 - \delta}{(1 - \beta)^n}$
Уравнение Золотарева $E = P' \cdot T_0 + A(P - P')^m$	$\epsilon = \alpha + A(\pi - \alpha)^m$ $A = \frac{(1 - \alpha)}{\left(\frac{1}{\delta} - \alpha\right)^m}$	$\epsilon = \beta + A(\pi - \beta)^m$ $A = \frac{(\delta - \beta)}{(1 - \beta)^m}$
Уравнение Кароля $E_{лик} = AP_{лик}^n$	$\epsilon_{лик} = A\pi_{лик}^n$	$\epsilon_{лик} = A\pi_{лик}^n$

построения кривых показателей использования мощности.

Если сопоставлять ИКПН, приведенные к $P'' = 1$ (фиг. 5-22), то величины $\epsilon''_{ак}$ приходится, хотя и в одном масштабе, отсчитывать на разных горизонталях. Что касается показателя δ , то он читается по общей шкале с ϵ , и построение кривых изменения показателя мощности ведется обычным путем.



Фиг. 5-21. Сопоставление ИКПН при $P = 1$.



Фиг. 5-22. Сопоставление ИКПН при $P'' = 1$.

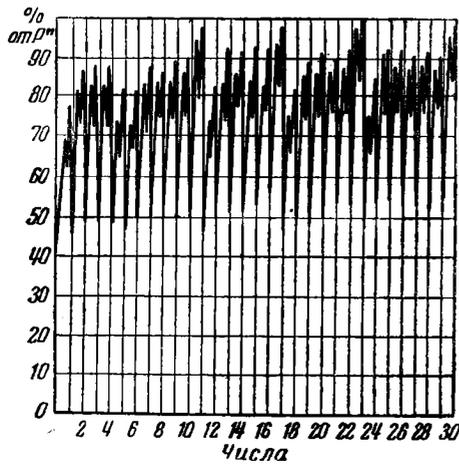
5-7. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ПОДСЧЕТ ГОДОВОЙ НАГРУЗКИ

Пользуясь показателями графика нагрузки, можно подсчитать годовую нагрузку. Исходной является суточная кривая нагрузки для зимнего дня, в котором P'_c является максимальной среди всех мощностей в течение года. Обычно принимаются декабрьские сутки— P''_{XII} . Полное потребление энергии за сутки составит

$$E_c'' = \delta_c P_c'' \cdot 24.$$

Для перехода от наибольших по нагрузке суток к среднегодовым необходимо учесть влияние неравномерности нагрузки в течение года (фиг. 5-23, 5-24, 5-25) Эту неравномерность целесообразно разделять на внутринедельную и внутригодовую. Внутринедельная неравномерность связана с изменением нагрузки внутри недели. Если рассмотреть такую неделю, то (фиг. 5-26,а) средняя нагрузка по суткам недели будет изменяться и средне-недельная средняя нагрузка ($\bar{P}_{нд}$) будет меньше средней нагрузки рабочих суток ($\bar{P}_{нд}''$). Отношение этих характерных мощностей позволит сделать переход от суточной нагрузки к недельной. Этот переводной коэффициент назовем показателем недельной устойчивости средних мощностей:

$$\bar{\sigma}_{нд} = \frac{(\bar{P}_{нд})}{(\bar{P}_{нд})''} \quad (5-37)$$



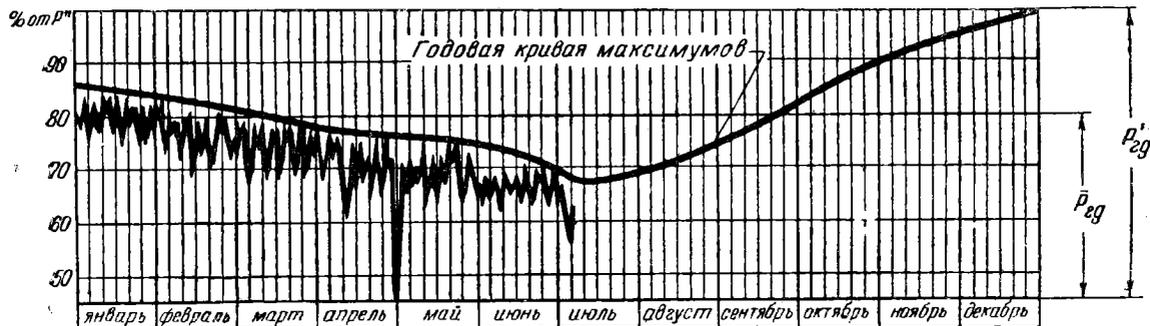
Фиг. 5-23. Колебания нагрузки за месяц.



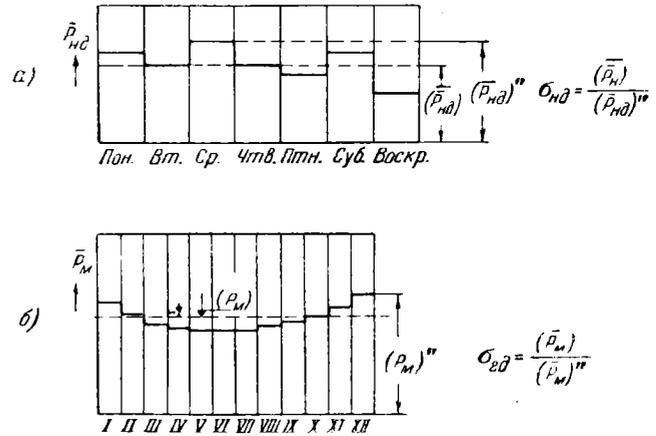
Фиг. 5-24. Сравнение среднемесячного и максимального дня.

Внутригодовая неравномерность учитывается аналогично конструируемым показателем годовой устойчивости средних мощностей:

$$\sigma_{2д} = \frac{(\bar{P}_{2д})}{(\bar{P}_{2д})''} \quad (5-38)$$



Фиг. 5-25. Колебания нагрузки за год.



Фиг. 5-26. Схема для расчета годового потребления энергии.

На фиг. 5-26,б показаны эти характерные мощности. Годовая выработка энергии может быть представлена выражением

$$E_{2д} = 8760 (\delta_c P''_c) \cdot \bar{\sigma}_{нд} \cdot \bar{\sigma}_{2д} \quad (5-39)$$

Произведение $\delta_c \cdot \bar{\sigma}_{нд} \cdot \bar{\sigma}_{2д}$ можно обозначить через $\delta_{2д}$, т. е. рассматривать его как годовой показатель использования максимальной мощности

$$\delta_{2д} = \frac{\bar{P}_{2д}}{P''_c} \quad (5-40)$$

и

$$E_{2д} = 8760 \cdot \delta_{2д} \cdot P''_c \quad (5-41)$$

При некоторых условиях можно получить аналитическое выражение для показателя недельной устойчивости кривых нагрузки. Так, полагая, что все рабочие дни недели имеют одинаковую нагрузку ($\bar{P}_{рб} = \text{const}$), а в выходной день она несколько снижается ($\bar{P}_{вх} <$

$\langle \bar{P}_{рб} \rangle$, можно записать для показателя устойчивости

$$\sigma_{нд} = \frac{6 \cdot \bar{P}_{рб} + \bar{P}_{ax}}{7 \cdot \bar{P}_{рб}} = 0,86 + 0,14 \cdot \frac{\bar{P}_{ax}}{\bar{P}_{рб}}. \quad (5-42)$$

Аналогично для годового показателя использования мощности можно принять достаточным рассмотрение двух характерных сезонов: зимнего: $E_3 = \bar{P}_3 \cdot T_3$, летнего: $E_a = \bar{P}_a \cdot T_a$, где $T_3 + T_a = T_{zd}$ — соответственно продолжительность (в часах) части годового периода, на который распространяется типовой зимний или летний график нагрузки.

Исходя из этого и полагая $T_3 = T_a = \frac{T_{zd}}{2}$, можно записать:

$$\begin{aligned} E_{zd} &= E_3 + E_a = T_{zd} \left[\frac{\bar{P}_3 + \bar{P}_a}{2} \right] = \\ &= T_{zd} \left[\frac{\delta_3 P_3'' + \delta_a P_a''}{2} \right], \end{aligned}$$

и окончательно

$$E_{zd} = \left[\frac{\delta_3 + \delta_a \frac{P_a''}{P_3''}}{2} \right] P_3'' \cdot T_{zd}.$$

Здесь, очевидно,

$$\delta_{zd} = \left[\frac{\delta_3 + \delta_a \frac{P_a''}{P_3''}}{2} \right]. \quad (5-43)$$

Для примера (табл. 5-5) нагрузки осветительной и бытовых приборов получаем:

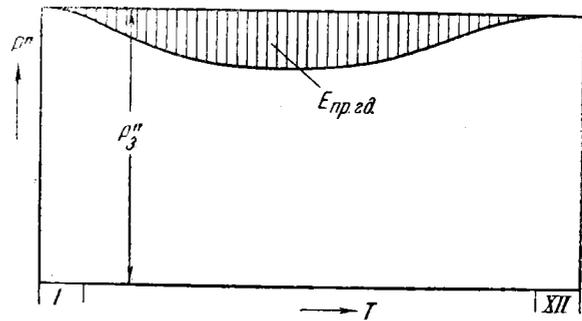
$$\delta_{zd} = \left[\frac{0,30 + 0,14 \cdot 0,70}{2} \right] = 0,20,$$

и соответственно годовое использование максимума

$$h_{zd} = 0,20 \cdot 8760 \approx 1750 \text{ часов.}$$

Отношение $\left(\frac{P_a''}{P_3''} \right)$ для большинства советских систем составляет от 0,7 до 0,9.

Особое значение для расчетов, связанных с покрытием нагрузки, имеет определение площади провала годовой календарной кривой максимальных мощностей (на фиг. 5-27), величина $E_{пр. zd}$.



Фиг. 5-27. Площадь провала ($E_{пр}$) годовой кривой максимальных мощностей.

Эта площадь имеет определенное значение внутри недельной, месячной и годовой кривой максимумов. Для ее определения можно воспользоваться показателями устойчивости максимальных мощностей, соответственно конструируемых как отношение средних максимумов за рассматриваемый период к наибольшему.

Показатели устойчивости будут выражаться: недельный:

$$\sigma_{нд}'' = \frac{(\bar{P}_{нд}'')}{(P_{нд}'')''}, \quad (5-44)$$

месячный:

$$\sigma_m'' = \frac{(\bar{P}_m'')}{(P_m'')''}, \quad (5-45)$$

годовой:

$$\sigma_{zd}'' = \frac{(\bar{P}_{zd}'')}{(P_{zd}'')''}. \quad (5-46)$$

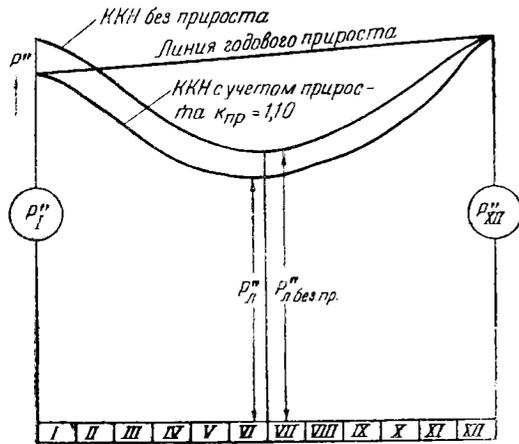
Соответственно площадь, выражающая энергию провала, будет:

$$E_{пр. нд} = (1 - \sigma_{нд}'') \cdot P_{нд}'', \quad (5-47)$$

$$E_{пр. м} = (1 - \sigma_m'') \cdot P_m'', \quad (5-48)$$

$$E_{пр. zd} = (1 - \sigma_{zd}'') \cdot P_{zd}''. \quad (5-49)$$

Одной из важнейших характеристик нагрузки является годовая календарная кривая нагрузки максимальных мощностей. Если не учитывать прироста, то она может быть представлена как синусоида, соединяющая зимние максимумы ($P_1' \rightarrow P_{XII}'' = P_3''$) с летними ($P_a'' = P_{VII}''$), как это показано на фиг. 5-27.



Фиг. 5-28. Схема к аналитическому подсчету площади провала.

Поскольку в условиях непрерывно развивающейся промышленности СССР имеет место развитие потребления электроэнергии, максимум декабря (XII) будет больше январского (I); отношение их

$$k_{np} = \frac{P''_{XII}}{P''_I} > 1 \quad (5-50)$$

будем называть показателем прироста. Для наших условий интенсивно развивающегося хозяйства значения его колеблются от 1,05 до 1,20. Если заданы P''_{XII} , P''_{VII} и k_{np} , то не представляет труда построить *ККН* максимумов по трем точкам, как это показано на той же фиг. 5-28. Для этого можно ординаты *ККН* без прироста делить на k_{np} .

То, что годовая кривая максимальных мощностей может быть с достаточным приближением рассмотрена как синусоида, позволяет ее выразить аналитически.

М. П. Фельдман и Б. Л. Эрлихман дают такое выражение:

$$P''_{\tau} = k_{np \tau} \times \left\{ P''_a + \left[\frac{P''_{XII} - P''_a}{2} \right] \left(1 + \sin \frac{\pi(3 + \tau)}{6} \right) \right\}; \quad (5-51)$$

здесь τ — порядковое число месяца;

$k_{np \tau}$ — коэффициент прироста для τ месяца:

$$\frac{1}{k_{np}} + \frac{\tau}{12} \left(1 - \frac{1}{k_{np}} \right).$$

Подобные аналитические выражения годовой кривой максимумов позволяют не только аналитически решать сложные вопросы расчетов

режимов системы, но и применять на основе математической аналогии с уравнением электромагнитного контура, построение векторных диаграмм и непосредственно использовать расчетные столы для электроаналогий.

5-8. МЕТОДЫ ПОСТРОЕНИЯ КАЛЕНДАРНЫХ КРИВЫХ НАГРУЗКИ

Суточные календарные кривые нагрузки могут быть построены различными методами.

1. Суммирование по отдельным потребителям.

Этот метод требует большого труда и целесообразен при наличии достаточных сведений о составе потребителей. Погрешность его порядка — 2,5%. Для его применения необходимо иметь индивидуальные графики по отдельным потребителям. Применение такого метода целесообразно при оперативном планировании и при эксплуатации, когда необходима предельно достижимая точность. На фиг. 5-29 показано влияние на форму кривой нагрузки состава потребителей.

Возможны и некоторые упрощенные аналитические подсчеты при этой схеме. Наибольший интерес представляет определение суммарного максимума нагрузки по максимуму составляющих. Для расчетов пользуются показателем участия в максимуме:

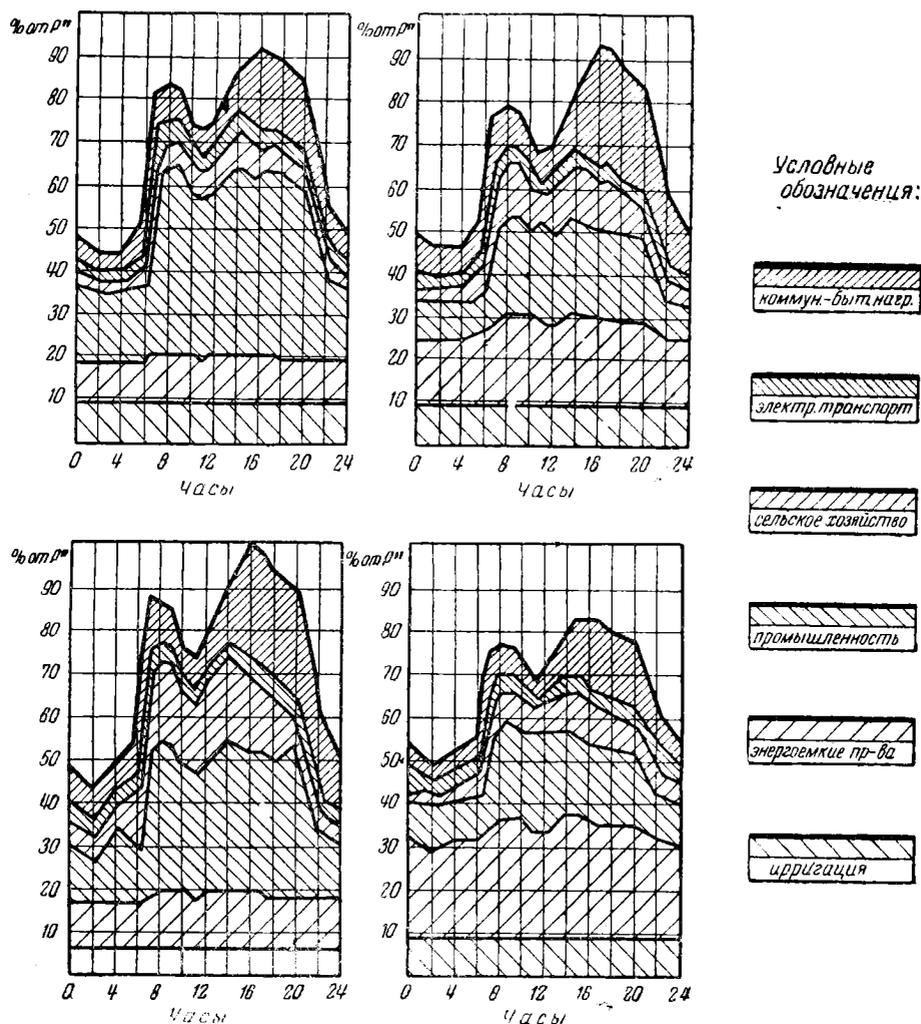
$$\rho'' = \frac{P''}{\sum_k P''_k}. \quad (5-52)$$

Этот показатель характеризует в целом отношение суммарного максимума к арифметической сумме максимумов. Это отношение обычно вследствие несовпадения максимумов нагрузки во времени меньше единицы. Возможно также построение такого показателя для каждого конкретного потребителя, как отношение мощности, с которой участвует потребитель в общем максимуме нагрузки (системы), к его максимальной мощности:

$$\rho''_k = \frac{(P''_k)_{\max}}{P''_{k \max}}. \quad (5-53)$$

Величина этого показателя, очевидно, будет меняться в зависимости от того, к какому часу суток будет относиться суммарный пик нагрузки.

2. Суммирование по группам потребителей. Этот метод наиболее распространен при оперативном и перспективном планировании. В этом случае деление потребителей по груп-



Фиг. 5-29. Влияние на плотность кривых нагрузки соотношения групп потребителей при неизменном суточном потреблении энергии.

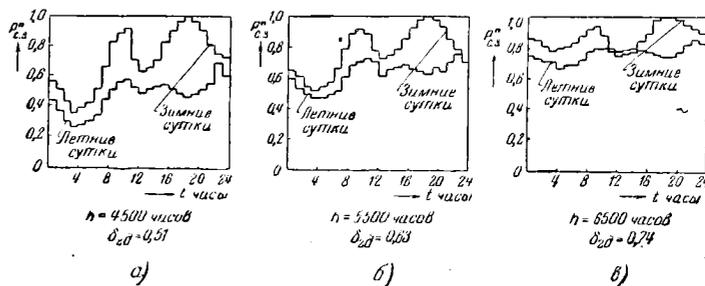
пам проводится по признакам режима потребления электроэнергии. Так, все промышленные потребители делятся на односменные, двухсменные, трехсменные и непрерывнодействующие. Подобная типизация сводит все образцы промышленных потребителей к четырем типовым графикам (см. табл. 5-5). Аналогично также типизируется нагрузка освещения.

Все кривые отнесены к $P'' = 1$. Погрешность этого метода порядка 5—10%.

3. Применение типовых кривых нагрузки.

Для перспективного планирования при отсутствии на длительный период (более пяти лет) достаточно обоснован-

ных данных о режиме отдельных групп потребителей широко применяется использование типовых кривых. Впервые такие суточные типовые кривые нагрузки были разработаны Московским энергетическим институтом для че-



Фиг. 5-30. Типовые календарные кривые нагрузок.

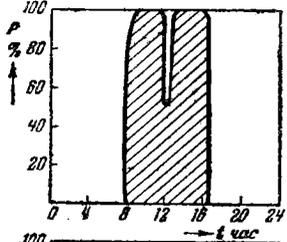
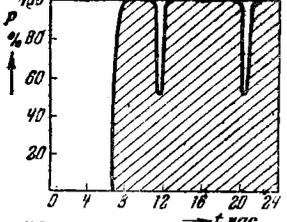
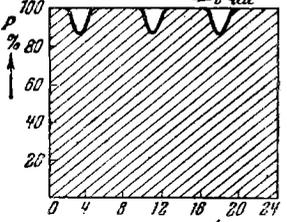
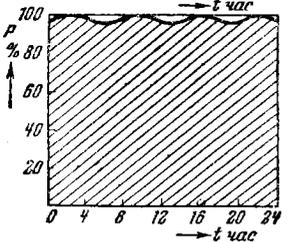
Таблица 5-5

Характеристика суточных кривых нагрузки (все показатели отнесены к максимальной мощности зимних суток. Формы кривых нагрузки схематизированы)

А. Технологическая нагрузка

Факторы, определяющие режим:

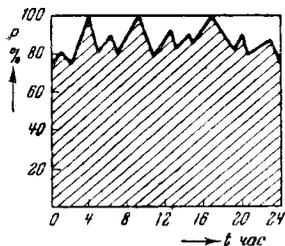
1) сменность, 2) спад нагрузки в обеденный перерыв, 3) рабочее и нерабочее время, 4) наличие особых нагрузок

	δ_c	n_{24} часов	$c''_{нд}$	$\sigma''_ж$
 <p>Односменные</p>	0,35	2 620	0,86	1,0
 <p>Двухсменные</p>	0,70	5 240	0,86	1,0
 <p>Трехсменные</p>	0,975	7 080	0,86	0,9
 <p>Непрерывнодействующие . . .</p>	0,975	7 700	1,00	0,9

Б. Электрифицированный транспорт

Факторы, определяющие режим:

1) количество поездов, 2) характер пути и длина пролетов, 3) график работы. Особенно важно учитывать пиковую нагрузку при трогании поездов, которая может достигь $0,25 \cdot P$."



0,68	4750	1,0	0,8
------	------	-----	-----

Продолжение табл. 5-5

В. Осветительная и бытовая нагрузка

а) Наружное освещение.

Факторы, определяющие режим: 1) широта места, 2) время года и суток, 3) наружная освещенность

	δ_c	$h_{сут}$	$c''_{нд}$
Зимние сутки	0,67	16,0	1,0
Летние сутки	0,125	3,0	1,0

б) Освещение торговых предприятий и учреждений

Факторы дополнительные: 4) распорядок работы

зимние сутки	0,35	8,4	0,8
летние сутки	0,10	2,4	0,8

в) Освещение предприятий (трехменных)

Факторы дополнительные: 5) размер аварийного непрерывного освещения

зимние сутки	0,75	18,0	0,86
летние сутки	0,42	10,0	0,86

г) Освещение бытовое и бытовые приборы

Факторы дополнительные: 4) распределение бытовых приборов, 5) режим жизни (характер города)

зимние сутки	0,30	7,2	0,90
летние сутки	0,10	2,4	0,85

Таблица 5-6

Показатели типовых ККН (графиков нагрузки)

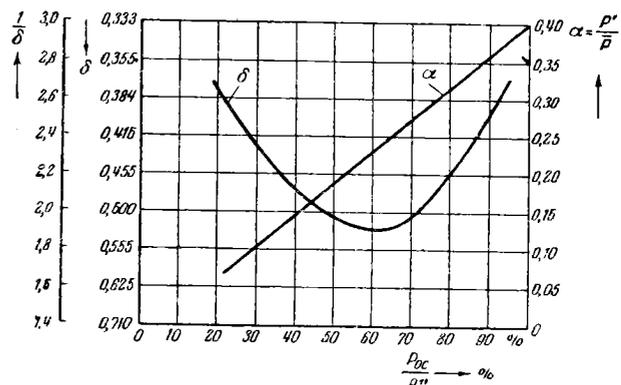
Показатели ККН	Типы ККН (графиков нагрузки)		
	№ 1	№ 2	№ 3
Использование среднесуточное, δ_c	0,68	0,79	0,88
Устойчивости максимальных мощностей недельный, $c''_{нд}$	0,90	0,92	0,94
Устойчивости максимальных мощностей месячной, $c''_м$	0,83	0,87	0,90
Использование годовое, $\delta_{2д}$	0,51	0,63	0,74
Использование годовое в часах, h	4 500	5 500	6 500
Внутригодовое распределение нагрузки:			
Зима (XII—II)	0,39	0,29/0,285	0,28/0,27
Весна (III—V)	0,24	0,24	0,24/0,245
Лето (VI—VIII)	0,21	0,22/0,225	0,23/0,235
Осень (IX—XI)	0,25	0,25	0,25
	1,00	1,00	1,00

тырех типов структуры потребителей. В настоящее время в этом направлении проведена большая работа и имеются типизированные ККН для разнообразных структурных сочетаний потребителей.

Поскольку для ЭЭС Советского Союза h_c колеблется от 4 500 до 6 500 часов, М. П. Фельдманом были предложены три типовых кривых нагрузки, представленные на фиг. 5-30, приведенные к $P'' = 1$.

Характеристики этих трех типов даны в табл. 5-6.

Эти типовые кривые могут быть использованы для перспективных общих расчетов. Учитывая большие перспективные изменения в режимах, вызываемые изменением технологии, можно рекомендовать при малейшей возмож-



Фиг. 5-31. Изменение показателей суточных кривых с/х нагрузки в зависимости от структуры.

ности строить суммарные кривые сложением кривых по группам потребителей.

Большое исследование для типизации *ККН* сельскохозяйственных потребителей было проведено З. К. Модебадзе. В основу типизации было положено отношение осветительно-бытовой (P_{oc}) и моторно-производственной (P_m) нагрузки. Было рассмотрено 15 *ККН*, для которых (P_{oc}/P_m) колебалось от 19,3 до 95,9%.

Обобщенные результаты этого исследования, дающие изменение показателей *ККН* в зависимости от структуры нагрузки, приводятся на фиг. 5-31.

При составлении *ККН* для системы приходится складывать *ККН* отдельных составляющих. Это сложение можно проводить как в таблицах, так и графически. Необходимо всегда помнить, что все составляющие сводного графика должны быть отнесены к одному и тому же месту системы, т. е. должны быть учтены соответствующие потери энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Режим расходной части электрического баланса зависит от структуры потребителей и выражается комплексом кривых, дающих календарное изменение характерных мощностей.

Для расчетов и анализа календарные кривые преобразуются в кривые продолжительности и интегральные кривые. Система показателей позволяет сопоставлять режимы. Для интегральной кривой нагрузки предложены удобные аналитические выражения. Самым общим путем является представление кривых нагрузок в относительных величинах. При помощи введения показателей устойчивости возможен аналитический подсчет годовой нагрузки. Построение календарных кривых может быть проведено тремя различными методами в зависимости от наличия исходных данных и требуемой точности.

Литература

- 5-1. В. В. Болотов, Основы эксплуатации энергетических систем, ч. I. Литографировано, Л., 1935.
- 5-2. В. Н. Вейц, Электрификация народного хозяйства СССР. Из-во „Правда“, М., 1948.
- 5-3. Н. В. Егизаров, Гидроэлектрические силовые установки, ч. I, изд. 3-е. Энергоиздат, М.—Л., 1934.
- 5-4. Т. Л. Золотарев, Гидроэлектроцентраль в электроэнергетической системе. АН СССР, М.—Л., 1939.
- 5-5. З. К. Модебадзе, Гидравлическое аккумулярование энергии малых гидроэлектростанций. Рукопись, Тбилиси, 1949, АН Грузинской ССР.
- 5-6. М. А. Мостков, Основы теории гидроэнергетического проектирования. Энергоиздат, М.—Л., 1948.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ПОКРЫТИЕ НАГРУЗКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

6-1. БАЛАНС МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Генерирующие установки ЭЭС—электростанции (ЭС)—должны покрывать спрос в энергии—нагрузку. В соответствии с этим приведем сопоставление расходной и приходной частей ЭЭС и введем соответствующие обозначения.

Таблица 6-1

	Единицы	Нагрузка (расходная часть электробаланса)	Выработка (приходная часть электробаланса)
Мощность	Абсолютная	P	N
	Относительная	π	ν
Энергия	Абсолютная	E	\mathcal{E}
	Относительная	ϵ	\mathcal{e}

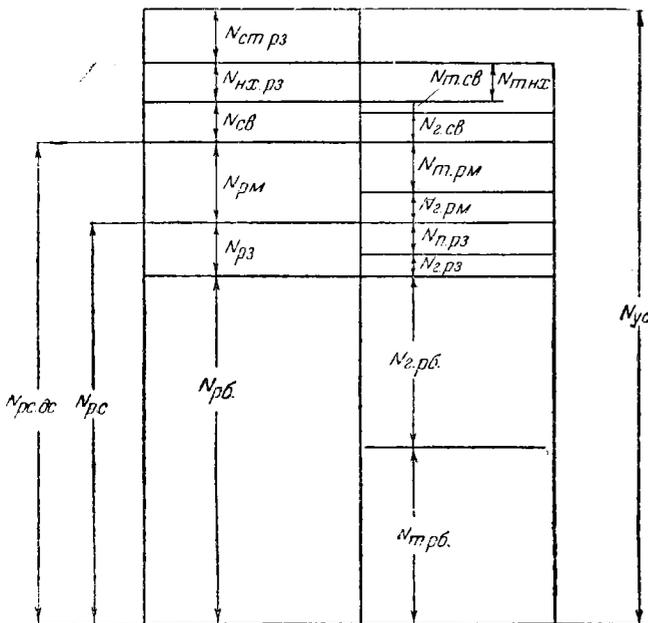
Общее уравнение баланса мощностей ЭЭС (4-2) следует развить и дополнить.

Рассмотрим баланс мощностей ЭЭС, состоящей из ТЭС и ГЭС. Нижние индексы— z , m , k —будем ставить тогда, когда возможно спутать обозначения. Полную установленную мощность (N_{yc}) можно представить состоящей из:

$$N_{yc} = N_{pb} + N_{pz} + N_{pm} + N_{cv} + \\ + N_{kx.pz} + N_{ct.pz} \quad (6-1)$$

На фиг. 6-1 приведено разделение баланса мощностей на все эти составляющие в какой-то момент работы электросистемы, с отделением в каждой из них доли участия ТЭС и ГЭС. На фиг. 6-2 даны годовые балансы мощностей ЭЭС и с соответствующим разделением по участию в системе ТЭС и ГЭС.

Рассмотрим составляющие баланса мощностей.



Фиг. 6-1. Структура мощностей в ЭЭС по видам электростанций.

$N_{рб}$ — рабочая мощность, в данный момент покрывающая максимум нагрузки. Всегда имеет место условие

$$N_{рб} = f(T) = P'' \quad (6-2)$$

$N_{рз}$ — резервная мощность. Структура резервной мощности довольно сложная и рассматривается подробнее ниже. Основным ее признаком это возможность ее включения в рабочее состояние, т. е. это есть избыток располагаемой рабочей мощности над мощностью нагрузки. Поэтому сумму рабочей и резервной мощностей, как было отмечено ранее, называют располагаемой мощностью

$$N_{рс} = N_{рб} + N_{рз} \quad (6-3)$$

$N_{рм}$ — ремонтная мощность — мощность, в данный момент находящаяся в нерабочем состоянии из-за ремонта. Эту мощ-

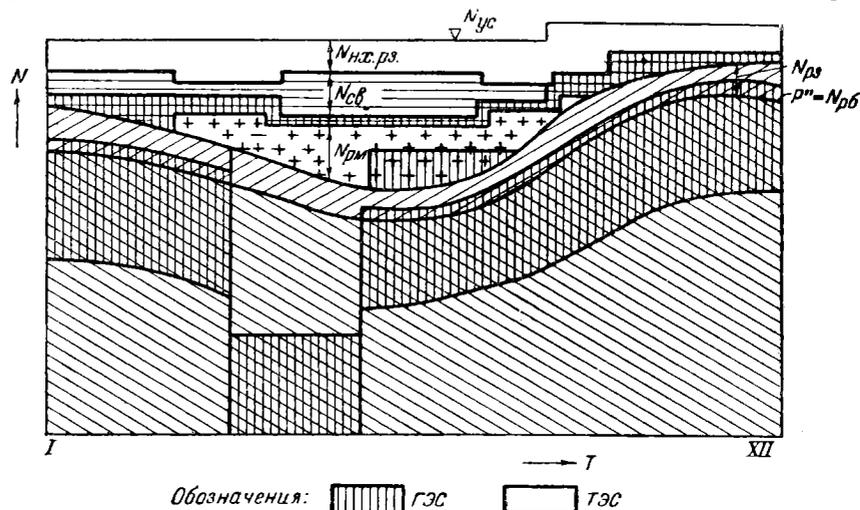
ность, поскольку она планируется и должна быть учтена в балансе мощностей ЭЭС, также называют ремонтным резервом. Поскольку резервная мощность необходима для обеспечения нормальной работы ЭЭС, сумму

$$N_{рс-дс} = N_{рс} + N_{рм} \quad (6-4)$$

называют полной располагаемой мощностью (или диспетчерской располагаемой мощностью).

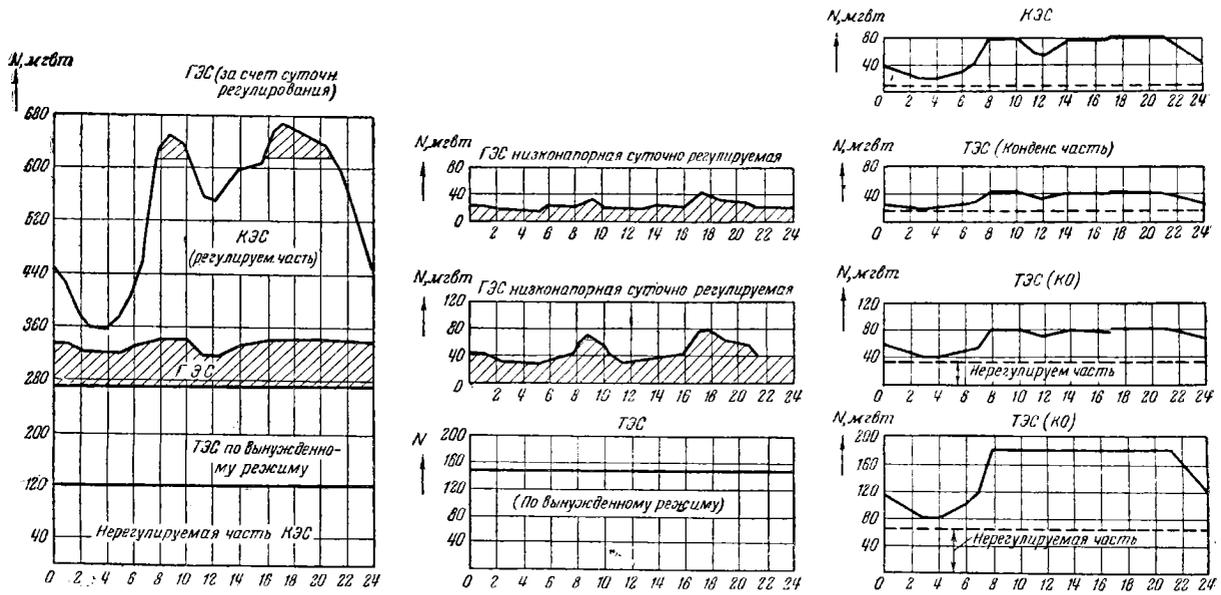
$N_{св}$ — связанная мощность, т. е. установленная мощность электростанции, которая не может быть использована по различным причинам. Для ГЭС это может быть, например, нехватка воды или снижение напора. Для ТЭС — снижение калорийности топлива, ухудшение вакуума или изменение режима отдачи тепловой энергии и т. д. Необходимо отметить качественное отличие $N_{св}$ для разных случаев. Так при нехватке воды на ГЭС неработающие агрегаты являются резервной мощностью для ГЭС, т. е. могут рассматриваться как стационарный резерв (а не системный — $N_{рз}$). Нехватка мощности по напору ничем компенсирована на ГЭС быть не может.

$N_{нх.рз}$ — народохозяйственная резервная мощность, предусматриваемая для обеспечения развития народного хозяйства, а следовательно, и нагрузки. Эта мощность и опре-

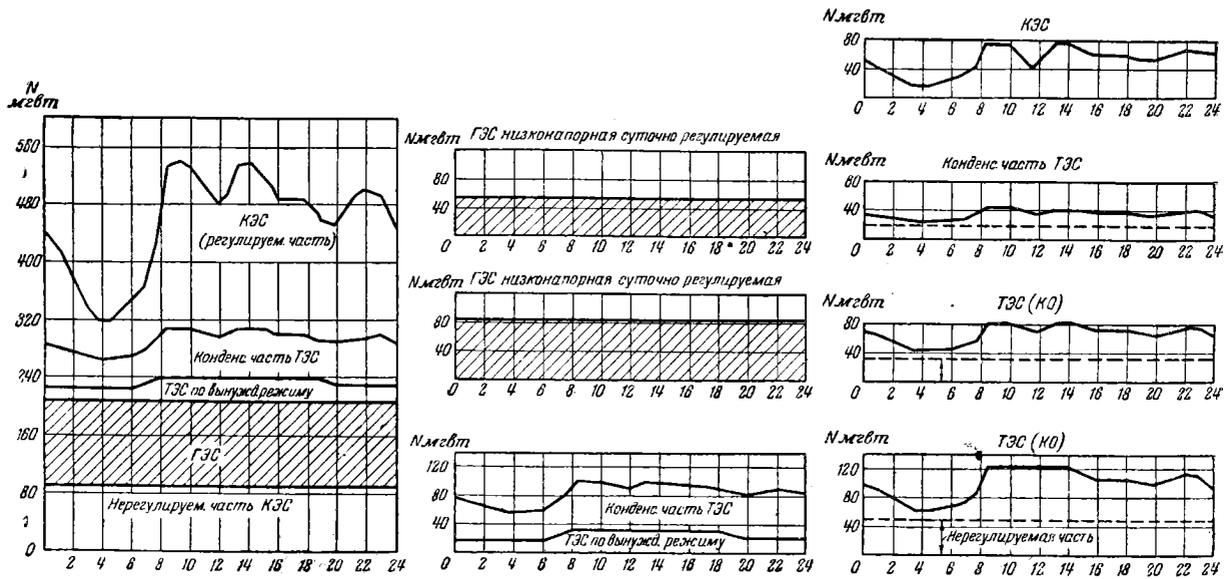


Обозначения: ГЭС ТЭС
 $N_{рб}$ $N_{рз}$ $N_{рм}$ $N_{св}$ $N_{нх}$

Фиг. 6-2. Баланс мощностей в ЭЭС, состоящей из ГЭС и ТЭС.



Фиг. 6-3. Схема структуры покрытия нагрузки в декабрьские сутки в смешанной ЭЭС.



Фиг. 6-4. Схема структуры покрытия нагрузки в майские сутки в смешанной ЭЭС.

деляет степень необходимого опережения развития энергетической базы по сравнению с ростом потребления энергии. Эту мощность, которая может быть включена в работу по возникновению требований, иногда называют эксплуатационным резервом. $N_{ст.рз}$ — стратегическая резервная мощность для нужд обороны. Поскольку определение ее величины выходит за пределы энергетических

расчетов, в дальнейшем в балансе мощностей ЭЭС она рассматриваться не будет.

Одной из сложнейших и важнейших задач является распределение нагрузки между электростанциями, входящими в ЭЭС. Особенности каждого из энергоисточников, их экономические и эксплуатационные показатели, изменяющиеся зависимо и независимо от нагрузки, требуют рассмотрения всех конкретных условий. Ниже формулируются требования от ЭЭС к каждой из составляющей баланса

мощностей. На фиг. 6-3 и 6-4 дана структура покрытия нагрузки в смешанной ЭЭС, включающей две ГЭС и несколько КЭС и ТЭС. Рассмотрены характерные декабрьские и майские сутки. Помимо календарной кривой выработки для системы, даны кривые выработки для отдельных электростанций. Из сопоставления этих режимов видно, что в период половодья (май) ГЭС переместились в базу нагрузки для использования всей располагаемой гидроэнергии; ТЭС, работая с полной тепловой нагрузкой зимой, располагает при этом постоянной электрической мощностью, а в мае — переменной с развитием выработки электроэнергии на своей конденсационной части. Более подробное обоснование размещения электростанций в графике выработки дается ниже, при анализе участия ТЭС и ГЭС в покрытии нагрузки.

6-2. БАЛАНС ЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ПОКАЗАТЕЛИ КАЛЕНДАРНЫХ КРИВЫХ ВЫРАБОТКИ

Учитывая особенность работы электростанций, заключающуюся в том, что выработанная электроэнергия практически не может быть запасена, но потребляется немедленно при ее производстве, можно говорить только об энергии, действительно выработанной, т. е. об энергии, соответствующей нагрузке (E), или, что то же, соответствующей выработке рабочей мощности (N_{pb}). Таким образом, должно иметь место условие, что для каждого периода времени для определенного расчетного пункта электроэнергетической системы (т. е. с учетом потерь) соблюдается условие

$$\mathcal{E}_c = E. \quad (6-5)$$

Это условие должно соблюдаться и для покрытия нагрузки, т. е.

$$N_{pb} = P. \quad (6-6)$$

Исходя из этого, все кривые нагрузки совпадают с кривыми выработки. Это же относится и к показателям кривых нагрузки, к их аналитическим выражениям. Если они будут встречаться совместно и потребуются их различение, то будет ставиться нижняя индексация: n — нагрузка и v — выработка.

Следовательно, принятая символика обозначений режимных кривых нагрузки принимается и для покрытия (выработки):

$$P = P(t) \quad KKH = KKB \quad N = N(t)$$

$$P = P(p) \quad KPH = KPB \quad N = N(p)$$

$$E = E(t) \quad IKKH = IKKB \quad \mathcal{E} = \mathcal{E}(t)$$

$$E = E(P) \quad IKPH = IKPB \quad \mathcal{E} = \mathcal{E}(N)$$

Необходимо различать показатели режимных кривых для системы в целом и для отдельных электростанций, имеющих отличие от показателей системы. Режимные кривые электростанций могут быть двух типов:

а) возможные по условиям энергетического ресурса,

б) используемые по условиям ЭЭС и принятого режима работы электростанции.

Если в КЭС они совпадают, то для ТЭС и ГЭС возможно расхождение, достигающее в отдельных случаях значительной величины и определяющее этим самым недоиспользование энергоресурса. Методы приведения энергетических кривых возможного использования электростанций к действительно используемому излагаются в последующих разделах.

Для выработки электроэнергии показатель использования обычно относится к N'_{pb}

$$\delta = \frac{\bar{N}_{pb}}{N'_{pb}}. \quad (6-7)$$

Поскольку $N_{yc} \geq N'_{pb}$, применяется также показатель использования установленной мощности

$$\delta_{yc} = \frac{\bar{N}'_{pb}}{N_{yc}}, \quad (6-8)$$

соответственно выраженные в часах показатели использования:

$$h = \delta \cdot T_0, \quad (6-9)$$

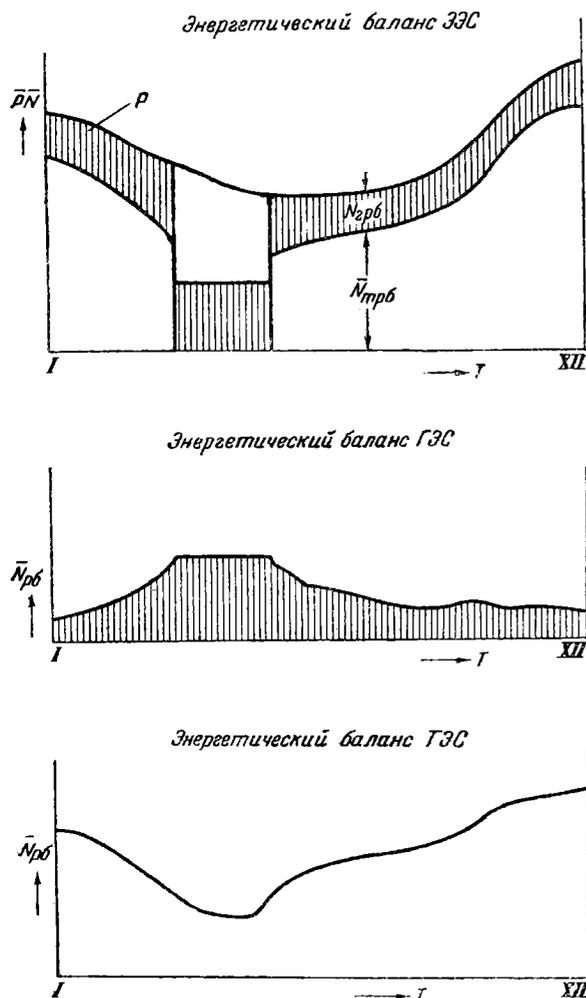
$$h_{yc} = \delta_{yc} \cdot T_0. \quad (6-10)$$

Необходимо иметь в виду условность показателя δ_{yc} , если $N_{sv} \neq 0$ и $N_{pm} \neq 0$ для данной ЭС.

Большое значение представляет показатель располагаемой мощности:

$$\delta_{pc} = \frac{N_{pc} \cdot \delta_c}{N_{yc}} \leq 1. \quad (6-11)$$

Если в системе $\delta_{pc} = 1$, то она наиболее полно использует свою установленную мощность с прежней оговоркой, т. е. без учета народнохозяйственного и стратегического резерва.



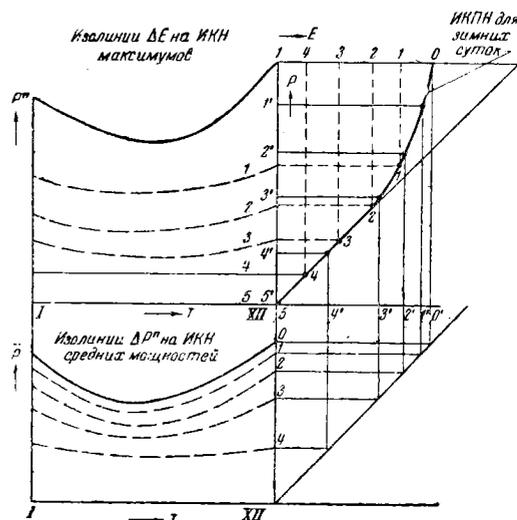
Фиг. 6-5. Баланс энергии в ЭЭС, состоящий из ГЭС и ТЭС.

Для электростанций и ЭЭС применяется также показатель резерва, конструируемый как отношение

$$r = \frac{N_{ус}}{N_{рс}} \quad (6-12)$$

Этот показатель похож на обращенный показатель ρ для кривых нагрузки.

На фиг. 6-5 приведен схематизированный баланс ЭЭС по энергии. Он разделен между ТЭС и ГЭС, для которых выделены их собственные энергетические балансы в годовом разрезе. Поскольку одной из главных задач ставится приближение показателя $\delta_{рс}$ к единице (если не включать $N_{н.р.з}$ и $N_{ст.р.з}$), видимо должно быть стремление свести $N_{св}$ к нулю.



Фиг. 6-6. Построение изолиний рабочих нагрузок и максимальных мощностей.

Очевидно, что $N_{св}$ становится располагаемой мощностью только в определенные периоды. Если в годовом балансе мощностей ЭЭС имеется постоянная часть $N_{св}$, то она, не участвуя в покрытии нагрузки, дублируется рабочей мощностью. Эта часть связанной мощности называется дублированной мощностью и обозначается $N_{дб}$. При проектировании ЭЭС стараются добиться такого положения, чтобы $N_{дб} = 0$. Очевидно, что $N_{дб}$ не участвует в балансе мощностей и может быть только непостоянным источником энергии. Установка $N_{дб}$ требует поэтому специального экономического обоснования.

Для облегчения анализа условий покрытия баланса мощностей и энергии ЭЭС можно, пользуясь ИКПН для характерных суток, провести в балансовом поле максимальных мощностей изолинии равных выработок, а в балансовом поле средних мощностей — изолинии рабочих максимальных мощностей. Техника построения видна из фиг. 6-6.

6-3. НАГРУЗОЧНЫЙ РЕЗЕРВ

Для покрытия случайных колебаний и непредвиденных повышений нагрузки служит нагрузочный резерв. Из опыта эксплуатации энергосистем можно заключить, что внеплановое нарастание нагрузок не превышает 3—5% от планируемых нагрузок. Случайные колебания нагрузки составляют 2—4% от нагрузки системы. Отсюда следует, что

необходимо предусматривать нагрузочный резерв от 5 до 9% от максимума системы.

При ограниченности амплитуды колебаний нагрузки в системе выделяется одна из ЭС, которая называется „ведущей частоту“ и воспринимает эти колебания. При большой величине отклонения нагрузки должна быть включена в регулирование другая ЭС. К ведущей ЭС предъявляются требования:

а) иметь мощность не ниже 4—6% от мощности системы,

б) пребывать всегда в состоянии „горячего резерва“, т. е. быть в состоянии быстро набирать и сбрасывать нагрузку,

в) экономично работать.

Поскольку ГЭС, обладающие суточным регулированием, тратят сравнительно немного дополнительного энергетического ресурса при резко переменном режиме, то они являются наиболее подходящими в этом отношении электростанциями.

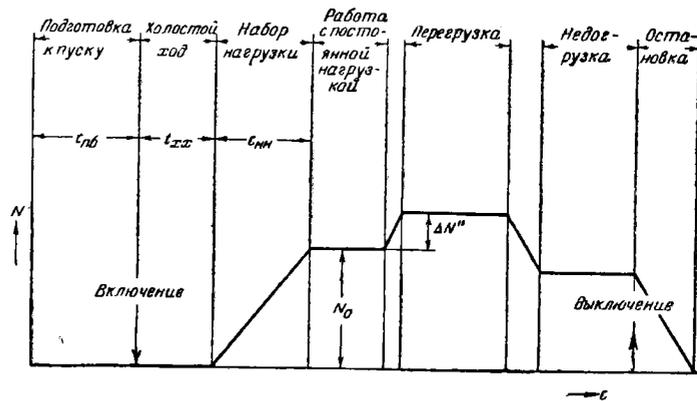
Чем больше возможности регулирования (объема водохранилища), тем больше преимущества за данной ГЭС. В Ленинградской электросистеме ведущей была Волховская ГЭС, обладающая суточным регулированием. После включения в систему Свирской ГЭС, имеющей годовое регулирование, роль ведущей электростанции была передана ей. В крупных энергосистемах возможна работа двух ведущих электростанций.

Более длительное и значительное возрастание нагрузки должно быть воспринято так называемым „вращающимся“ резервом, который заключается в недогруженных агрегатах ТЭС и ГЭС; когда мощность недогруженных агрегатов оказывается недостаточной, необходимо подключать специальные агрегаты. Если речь идет о ГЭС, то приходится для этих целей резервировать определенный объем воды в водохранилище.

Для определения требований, представленных к резерву, необходимо рассмотреть условия работы агрегатов электростанции. На фиг. 6-7 схематически показаны возможные режимы работы агрегатов. Поскольку резерв включается при аварии, решающую роль играет быстрота его вступления в работу и приема нагрузки.

Как видно из фиг. 6-7, это определяется тремя периодами:

1) $t_{п0}$ — время на подготовку к пуску.



Фиг. 6-7. Схематический график режимов работы агрегата электростанции.

Для гидроагрегатов это время настолько мало, что вообще можно его не учитывать. Для тепловых агрегатов время подготовки к пуску может составлять довольно значительную величину, доходя до часа и более. Предварительный прогрев турбины, подъем давления пара в котле, в зависимости от конструкции оборудования, могут потребовать часов.

2) $t_{х.х}$ — время холостого хода.

Для самых мощных гидроагрегатов не превышает двух минут, особенно при автоматизации пуска. Для тепловых агрегатов составляет около 6—10 минут.

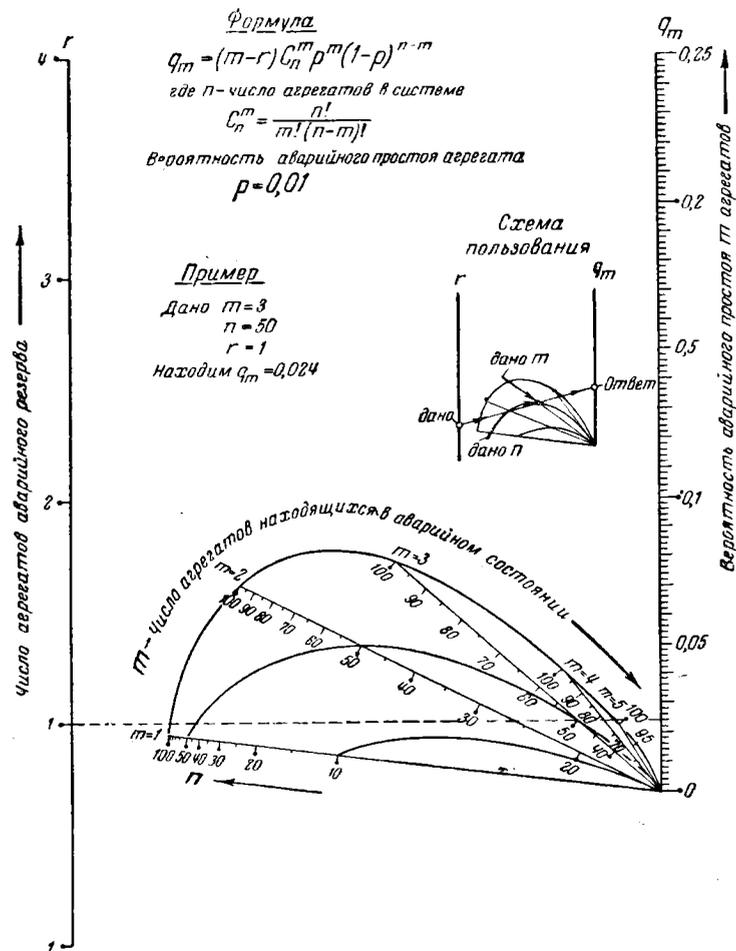
3) $t_{н.н}$ — время набора нагрузки.

Это время определяется допустимыми границами нагрева обмоток генератора. Оно определяется для каждой конкретной конструкции генератора. Для мощных машин $t_{н.н}$ — порядка 8—10 минут. Отношение $\frac{\Delta N}{\Delta t}$ может характеризовать маневренную способность агрегата. Этот показатель выше у гидроагрегатов.

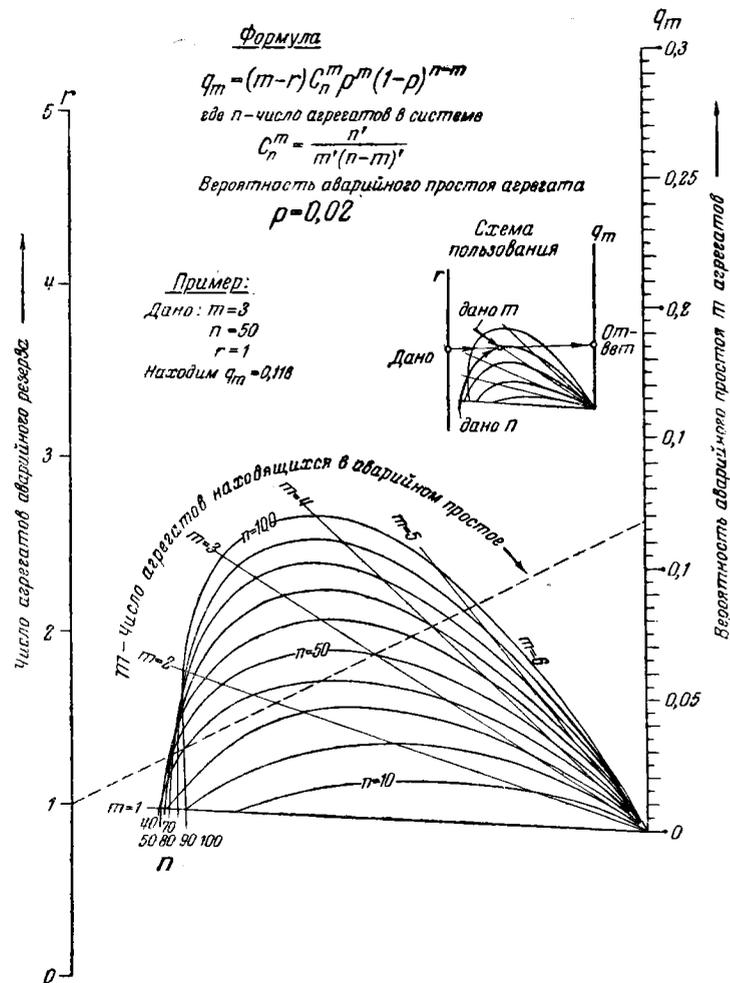
6-4. АВАРИЙНЫЙ РЕЗЕРВ

Для определения размеров аварийного резерва в Советском Союзе разработан метод вероятностных подсчетов. В основу этого метода берется расчет по так называемым „приведенным“ агрегатам. Если рабочая мощность систем состоит из агрегатов различной мощности, очевидно, минимальный размер аварийного резерва не может быть меньше мощности наиболее крупного агрегата. Исходя из этого, система рассматривается как состоящая из n приведенных агрегатов наибольшей мощности.

Первый ($r=1$) резервный агрегат работает при всех авариях, второй ($r=2$) — только



Фиг. 6-8. Номограмма для расчета вероятности аварийного простоя в ЭЭС при $p = 0,01$.



Фиг. 6-9. Номограмма для расчета вероятности аварийного простоя в ЭЭС при $p = 0,02$.

когда из работы выходят два агрегата ($m=2$) и т. д. Чем больше агрегатов в системе (n), тем больше число необходимых резервных агрегатов (r) для обеспечения заданной надежности работы. Но вместе с абсолютным ростом мощности резерва, вызванным увеличением числа агрегатов в системе, доля резервной мощности уменьшается (снижается $\frac{N_{pz}}{N_{pc}}$).

Если вероятность пребывания агрегата в аварийном состоянии (по отчетным или плановым данным) равна p , то вероятность нахождения в простое в данный момент для m агрегатов будет p^m .

При наличии в системе n рабочих агрегатов вероятность того, что из них $(n-m)$ агрегатов будет в исправном состоянии равна

$$(1-p)^{n-m}.$$

Вероятность же совпадения этих двух фактов, m агрегатов в аварийном простое и $(n-m)$ агрегатов в исправном состоянии равна произведению отдельных вероятностей, т. е.

$$p^m \cdot (1-p)^{n-m}.$$

Вероятность же наступления события представляется в виде

$$q_m = p^m \cdot (1-p)^{n-m} \cdot C_n^m, \quad (6-13)$$

где

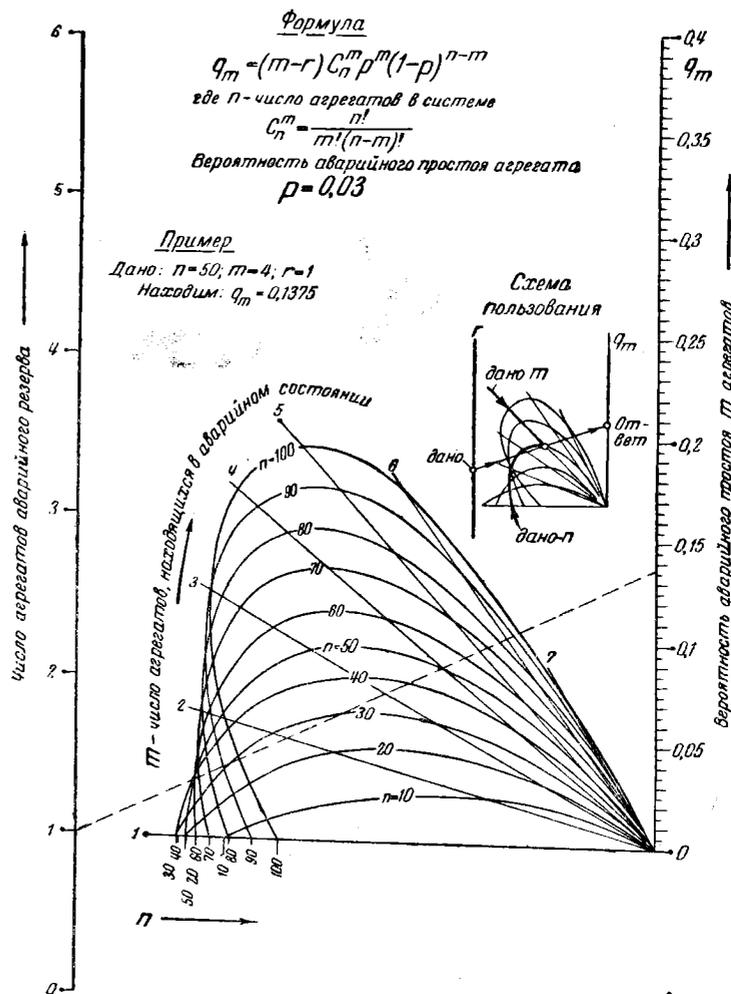
$$C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!},$$

Если в ЭЭС имеется r специальных резервных аварийных агрегатов, то вероятность простоя (в агрегато-годах) из-за аварии составит:

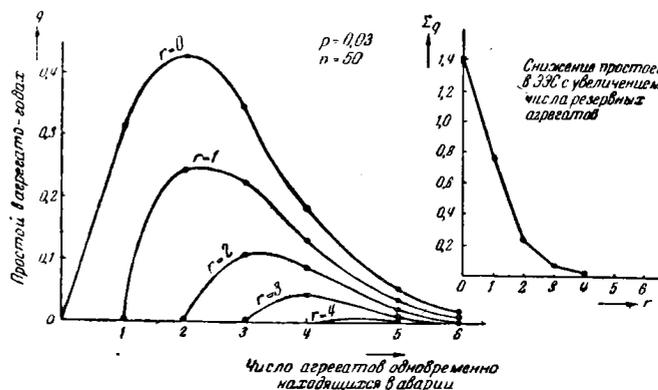
$$q_{m-r} = (m-r) \cdot p^m \cdot (1-p)^{n-m} \cdot C_n^m. \quad (6-14)$$

Определенный таким образом вероятный простой агрегатов, по сравнению с вероятным простоем в системе, при отсутствии специальных резервных агрегатов позволяет вычислить уменьшение простоя, что и является в конечном счете критерием экономической эффективности установки резервных агрегатов.

5*

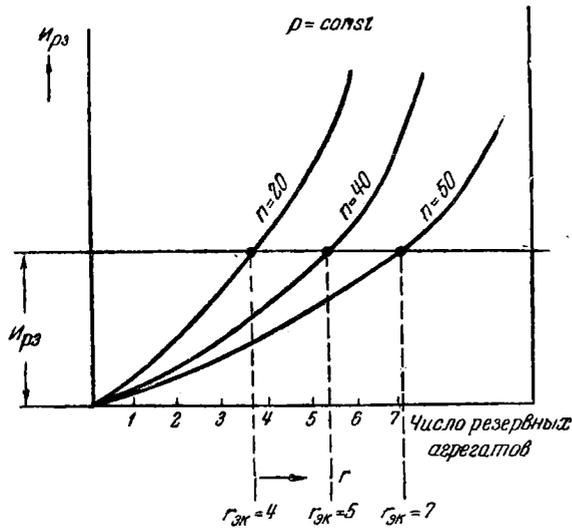


Фиг. 6-10. Номограмма для расчета вероятности аварийного простоя в ЭЭС при $p=0,03$.



Фиг. 6-11. Зависимость вероятного простоя от числа резервных агрегатов.

Для удобства расчетов по формуле (6-13) на фиг. 6-8, 6-9 и 6-10 даются номограммы для трех значений вероятности аварийного



Фиг. 6-12. Экономический расчет по установлению числа резервных агрегатов в ЭЭС.

простая агрегатов: $p=0,01; 0,02$ и $0,03$. Возьмем для примера расчет: $p=0,03$ и $n=50$; тогда, пользуясь номограммой фиг. 6-10, можно заполнить табл. 6-2.

Таблица 6-2
Расчет простоя для системы $n=50, p=0,03$

r	0	1	2	3	4
1	0,330	—	—	—	—
2	0,425	0,243	—	—	—
3	0,378	0,333	0,117	—	—
4	0,184	0,138	0,092	0,045	—
5	0,060	0,040	0,025	0,015	0,012
6	0,020	0,010	0,008	0,003	0,002
Суммарный вероятностный простой в агрегатомесяцах	1,397	0,764	0,242	0,063	0,014
Уменьшение простоя от установки дополнительного агрегата	—	0,633	0,522	0,179	0,049

Данные табл. 6-2 нанесены в виде кривых на фиг. 6-11. Из рассмотрения таблицы и кривых видно, что эффективность резервных агрегатов, выражающаяся в снижении возможных простоев, резко снижается с каждым последующим агрегатом. Так, первый резервный агрегат уменьшает простой на 0,633 агрегатомесяца, а четвертый — только на 0,049 агрегатомесяца. Если экономить в простое (нижняя строчка в табл. 6-2) (Δq) в агрегаточасах

умножить на мощность приведенного агрегата ($N_{аз. пр}$), можно получить выражение для компенсированного резервным агрегатом аварийного недоотпуска энергии:

$$\Delta \mathcal{E}_{ав} = \Delta q \cdot N_{аз. пр} \cdot t. \quad (6-15)$$

Если сопоставить ущерб от этого недоотпуска с капиталовложениями и издержками по резервному агрегату, можно найти экономически целесообразную величину резерва. Можно принять следующую схему расчета. Если себестоимость энергии, вырабатываемой резервными агрегатами, u_{pz} , то издержки по восполняемой резервной мощностью недодаче составят:

$$U_{pz} = u_{pz} \cdot \Delta \mathcal{E}_{ав}. \quad (6-16)$$

Эти издержки должны быть меньше ущерба, т. е.

$$U_{pz} \leq Y. \quad (6-17)$$

По проведенным для разных условий потребления исследованиям ущерб на каждый недоотпущенный киловаттчас колеблется в больших пределах: от 2 до 100 руб. и выше. Таким образом, для расчета ущерба необходим конкретный анализ состава потребителей. Этот вопрос подробнее освещается во 2-й части при установлении расчетной модели режима.

Если рассчитать величину Y , то можно найти предельно допустимую (по экономическим условиям) себестоимость энергии от резервных агрегатов

$$u''_{pz} = \frac{Y}{\Delta \mathcal{E}_{ав}} \quad (6-18)$$

и из условия

$$u_{pz} \leq u''_{pz} \quad (6-19)$$

найти экономическое число резервных агрегатов. На фиг. 6-12 дан такой график, из которого подтверждается, что с увеличением числа агрегатов при одинаковой аварийности экономическое число резервных агрегатов растет.

Вопрос о распределении аварийного резерва между электростанциями системы решается с учетом вероятного использования данного агрегата, структуры системы и расположения электростанции по отношению к центру нагрузки.

Необходимо иметь в виду, что первый резервный агрегат должен быть в предпусковом состоянии. Это означает для ТЭС содержание машины в прогретом состоянии, т. е. в состоя-

нии так называемого „горячего“ резерва. В этом отношении все преимущества за ГЭС, агрегаты которых, находясь в резерве, не потребляют энергоресурса и отвечают самым строгим требованиям мобильности. Мощности второго и последующих резервных агрегатов могут находиться в „холодном“ состоянии и переводиться последовательно в горячий резерв после включения в работу первого резервного агрегата.

Резервом может служить также линия электропередачи, связывающая ЭЭС между собой. Если линия сооружается специально для этих целей, ее экономические показатели следует сопоставить с показателями специальных резервных агрегатов, учитывая общее снижение величины резерва в соединенных ЭЭС, поскольку увеличивается общее число агрегатов.

6-5. РЕМОНТНЫЙ РЕЗЕРВ

Можно различать три вида ремонтов на электростанциях:

1) капитальный — проводимый по плану в определенные сроки и требующий длительной остановки агрегата;

2) текущий — проводимый одновременно с плановыми ревизиями с короткими остановками агрегата;

3) аварийный — проводимый для аварийно вышедшего из строя агрегата. Длительность ремонта зависит от характера аварии.

Общей тенденцией является снижение длительности капитальных ремонтов (T_{pm}). В этом направлении на наших электростанциях стажировки ремонтники достигли больших успехов. Заблаговременной подготовкой необходимых деталей и запасных частей и четким планированием всех работ время ремонта котлов на ТЭС снижено с 20 до 11 суток. Резко сокращены сроки ремонта турбин.

Если считать систему состоящей из z_{yc} приведенных агрегатов, то необходимо для обеспечения ремонта всех агрегатов системы иметь в балансе мощностей системы площадь:

$$E_{pm} = z_{yc} \cdot T_{pm}.$$

Общим для баланса нагрузки является спад потребной мощности в летний период. Такого провала не бывает при наличии сезонных потребителей энергии, например, сельскохозяйственная нагрузка, особенно механическое орошение и т. п. При наличии провала может оказаться возможным разместить ремонт в пе-

риод провала. Для этого необходимо, чтобы было соблюдено условие:

$$z''_{pb} \cdot T_0 (1 - \sigma''_{zd}) \geq E_{pm} = z_{yc} \cdot T_{pm}; \quad (6-20)$$

здесь z''_{pb} — рабочая максимальная мощность в приведенных агрегатах;
 T_0 — годовой интервал времени;
 σ''_{zd} — показатель устойчивости максимальных нагрузок за год (σ''_{zd} для наших систем = 0,75—0,92).

Если величины провала нагрузки недостаточно, возможно использование для проведения ремонта сезонной мощности электростанций системы. Сезонную выработку могут дать теплофикационные электростанции за счет развития работы летом на конденсационных частях. Это сезонное превышение мощности составляет какую-то долю от мощности, развиваемой зимой при полной тепловой нагрузке:

$$\Delta z_{m. cz} = k_{m. cz} \cdot z_m;$$

здесь $k_{m. cz}$ — коэффициент повышения мощности ТЭС.

Если среднее время, в течение которого такое сезонное повышение мощности ТЭС по условиям нагрузки возможно — T_m , то получим для ремонта:

$$\Delta z_{m. cz} \cdot T_m.$$

Аналогично для ГЭС возможно получить сезонную энергию:

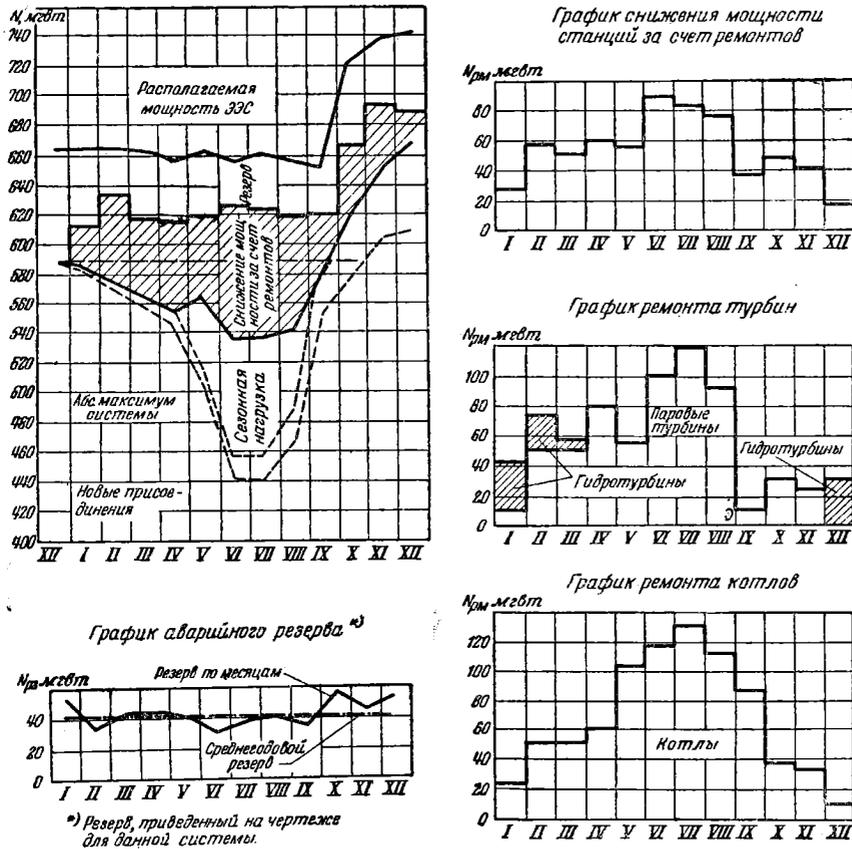
$$\Delta z_{z. cz} \cdot T_z.$$

Таким образом, итоговый баланс запишется:

$$z''_{pb} \cdot T_0 (1 - \sigma''_{zd}) + \Delta z_{m. cz} \cdot T_m + \Delta z_{z. cz} \times T_z \geq E_{pm}. \quad (6-21)$$

Если и сезонной мощности окажется недостаточно, то придется устанавливать специальные ремонтные агрегаты. Использование этих ремонтных агрегатов должно быть равномерным в течение года. Приведенные соображения показывают, что планирование ремонта определяется структурой ЭЭС. Так, для тепловых электростанций очевидно, что ремонт целесообразно проводить летом в период спада тепловой мощности, а для ГЭС — в период недостатка воды или снижения напора.

Необходимо отметить, что только конкретное размещение в балансе мощностей агрегатов



Фиг. 6-13. Баланс мощностей реальной ЭЭС.

ЭЭС позволяет установить все расчетные данные. Окончательное решение принимается после экономических расчетов. Целесообразность применения в качестве ремонтного резерва гидроагрегатов рассматривается при анализе условий использования ГЭС в системе.

На фиг. 6-13 приведен пример баланса ремонтных мощностей для ЭЭС с выделением всех составляющих. Для кратковременных ремонтов и ревизий можно использовать провалы в нагрузке в течение недели за счет выходного дня ($1 - \sigma''_{нд}$), где $\sigma''_{нд} = 0,88 - 0,96$, и за счет суточных провалов ($1 - \delta_c$), где $\delta_c = 0,65 - 0,92$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для анализа условий покрытия требований нагрузки следует составить для электроэнергетической системы баланс мощностей и баланс энергии. В части общих показателей и графических представлений выработка и нагрузка сходны. Но для приходной части вводятся свои особые показатели. Особенно важен показатель располагаемой мощности. Рассмотрение баланса мощностей показывает, какие требования предъявляются к электростанциям, на которые возлагается определенная рабочая мощность и разные виды резервирования. Для аварийного резерва применяется вероятностный метод расчета с экономическим обоснованием. Для ремонтного расчета можно использовать провал в годовой кривой календарной нагрузки. Большое значение имеет снижение связанной мощности и сведение к минимуму дублирования мощности.

Литература

- 6-1. В. В. Болотов, Основы эксплуатации энергетических систем, ч. I. Литографировано, Ленинградский политехнический институт, Л., 1935 г.
- 6-2. Т. Л. Золотарев, Гидроэлектроцентральный в электроэнергетической системе, АН СССР, М.—Л., 1939.
- 6-3. Т. Л. Золотарев, Техноэкономические расчеты по энергетике, ОНТИ, М., 1936.
- 6-4. С. А. Кукель-Краевский, Электроэнергетическая система, ч. I, ГОНТИ, М.—Л., 1938.
- 6-5. Р. Ю. Малая, К проблеме резерва в системе. Материалы Первого Всесоюзного совещания по эксплуатации энергетических систем, вып. 2, ГОНТИ, 1935.
- 6-5. Р. А. Ферман, Метод экономической оценки эксплуатационного резерва электрических систем. "Электричество", № 20, 1932.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ РАСХОД

7-1. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕК

Для целей гидроэнергетики гидрологическая классификация рек должна в первую очередь отражать два показателя: 1) водоносность реки, т. е. средний многолетний сток; 2) внутригодовое распределение стока.

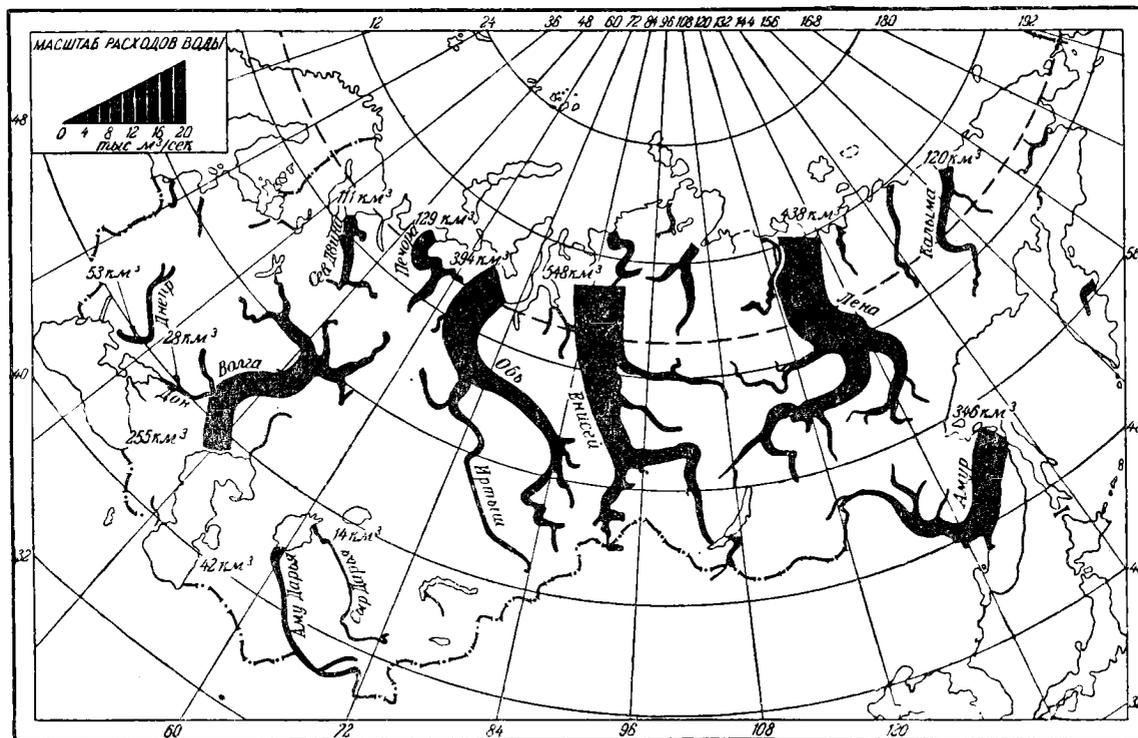
Карты изолиний средних модулей стока не отражают водоносности рек, поэтому для гидроэнергетики представляет большой интерес карта непосредственной водоносности рек. На фиг. 7-1 представлена такая схематизированная карта, составленная Л. К. Давыдовым. На ней приведены реки, имеющие среднегодовые расходы от $300 \text{ м}^3/\text{сек}$ и выше. Всего показано таких 38 рек, которые выносят 52% всего годового стока, стекающего с поверхности Советского Союза. Суммарный водный сток территории всего СССР составляет $3\,938 \text{ км}^3$ в год, из которых: 60% попадает в бассейн Северного Ледовитого океана, 22% — в бассейн Тихого океана, 10% — в бессточный Арало-Каспийский бассейн и 8% — в бассейн Атлантического океана.

Еще в 1884 г. А. Н. Воейков в своем классическом исследовании «Климаты земного шара и России в особенности» писал: «Реки суть продукт климата их бассейнов». Определяющие внутригодовое распределение речного стока климатические условия территории Советского Союза характеризуются большим разнообразием как во времени, так и в пространстве. К этому надлежит добавить влияние на жизнь рек различных элементов ландшафта.

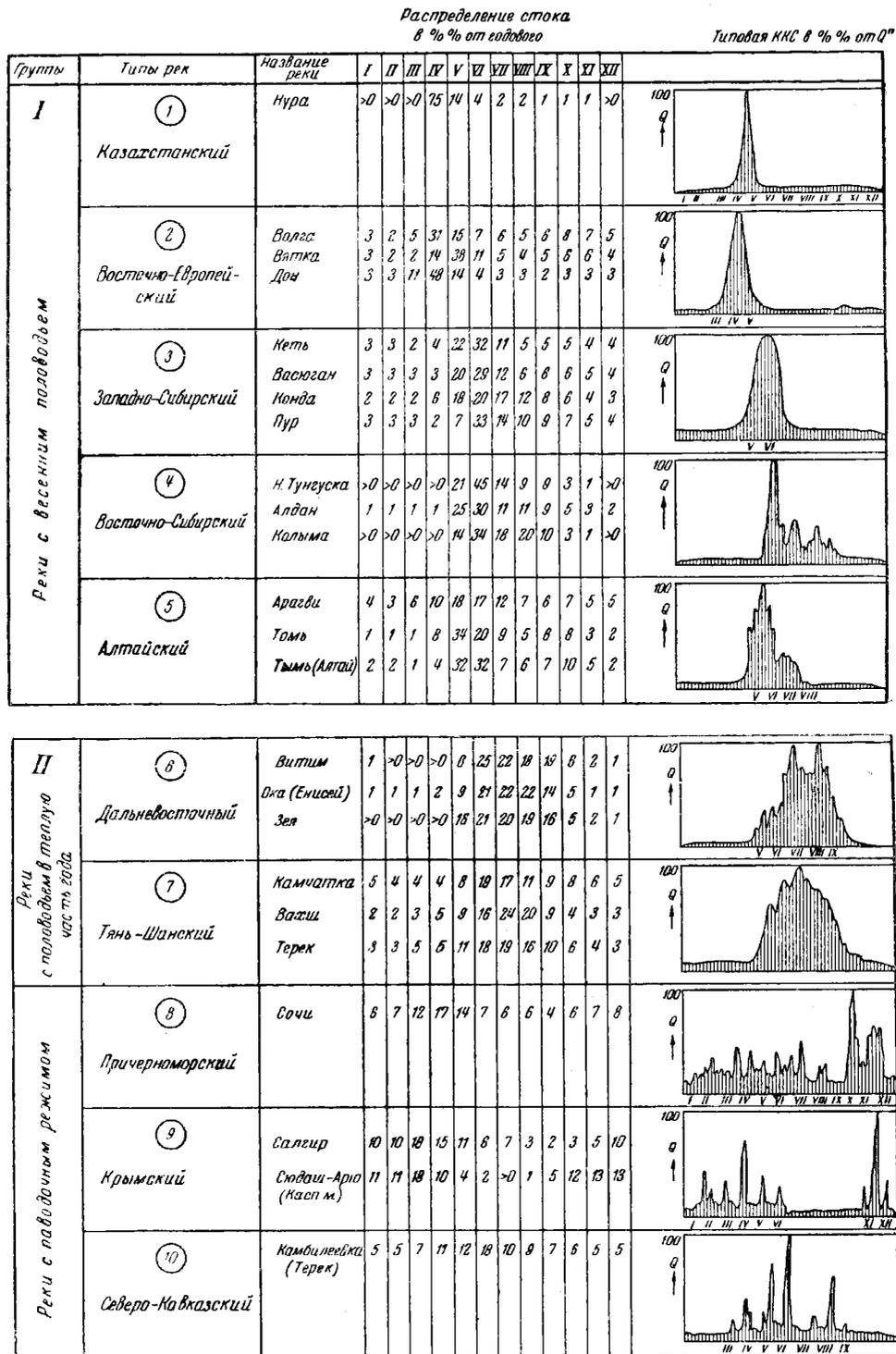
Для рек СССР разработаны классификации их гидрологического режима. По Б. Д. Зайкову реки СССР, исключая искусственно или природно сильно зарегулированные, делятся на три группы:

- 1) реки с весенним половодьем,
- 2) реки с половодьем в теплую часть года,
- 3) реки с паводочным режимом.

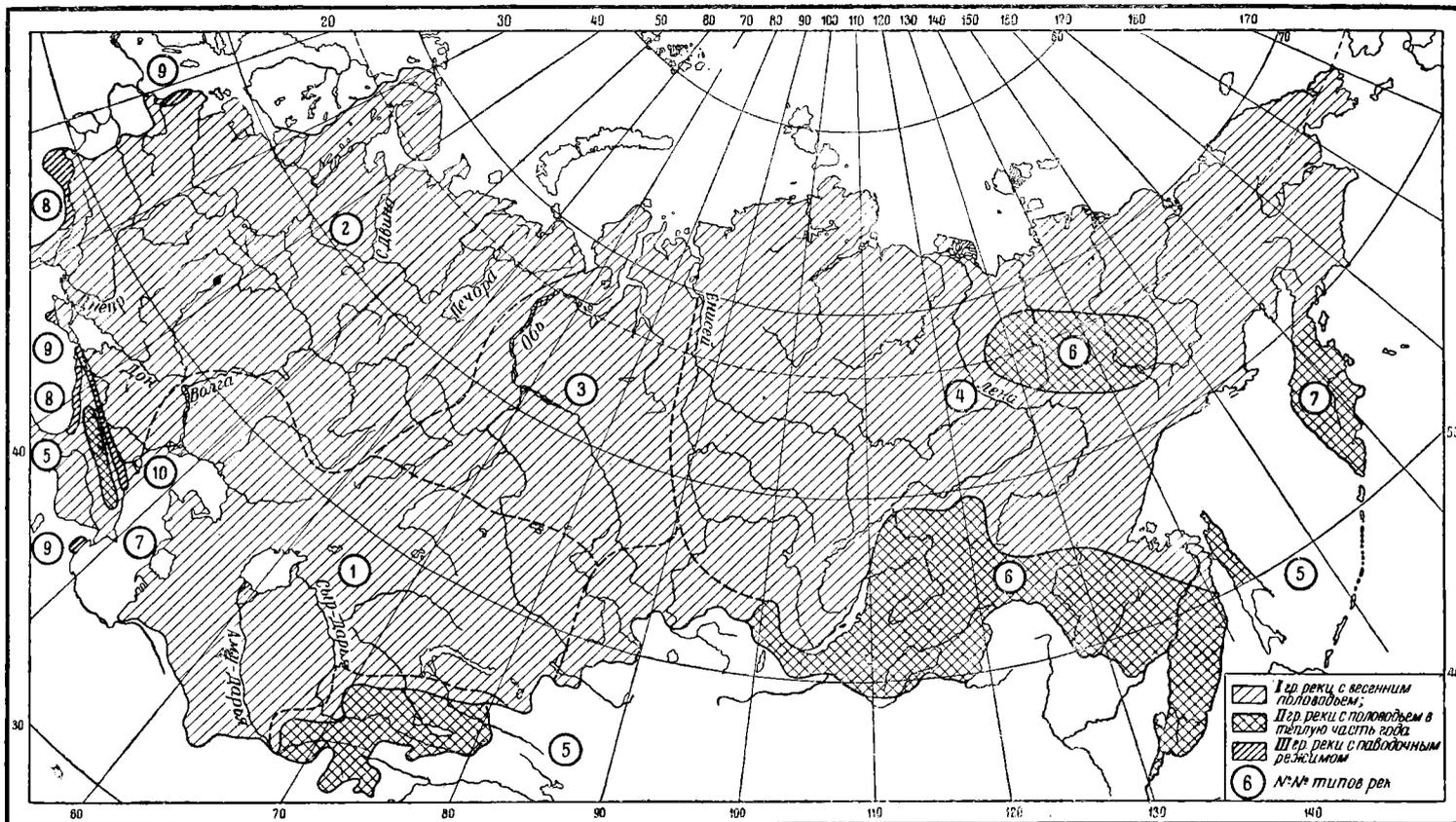
1-я группа имеет преобладающее снеговое питание; 2-я группа — дожди и талые воды высокогорных снегов и ледников; 3-я группа — дождевые осадки со снегом и с талыми водами высокогорных снегов. Группы делятся на типы. Всего предложено 10 типов, назва-



Фиг. 7-1. Карта водоносности главных рек СССР.



Фиг. 7-2. Схема классификации рек Советского Союза по гидрологическому режиму.



Фиг. 7-3. Схема распространения отдельных групп и типов внутригодового режима рек СССР.

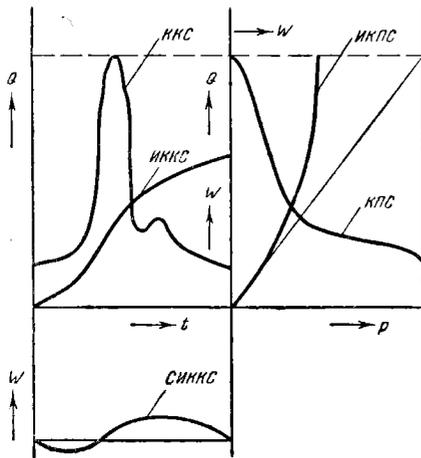
ния которых, типовые гидрографы и характеристики типовых рек по внутригодовому распределению стока, приведены на фиг. 7-2. На карте (фиг. 7-3) дана схема распространения отдельных групп и типов внутригодового режима рек СССР.

7-2. ГИДРОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Известные из гидрологии кривые, представляющие графическую обработку материалов гидрологических наблюдений для гребований гидроэнергетики, могут быть обобщены и графически обработаны подобно тому, как это было сделано для графических характеристик нагрузок. Эти построения могут быть продуктивно использованы при гидроэнергетических расчетах.

Можно таким образом установить ту же последовательность преобразования кривых:

Календарная кривая стока (*ККС*), характеризующая изменение расходов внутри года (гидрограф): $Q = Q(t)$.



Фиг. 7-4. Гидрологическая (бытовая) характеристика для годового периода.

Кривая продолжительности стоков (*КПС*), дающая продолжительность расходов в внутригодовом периоде: $Q = Q(p)$.

Интегральная кривая календарных стоков (*ИККС*), т. е. $W = \int Q dt$.

Интегральная кривая продолжительности стоков (*ИКПС*), т. е. $W = \int p dQ$.

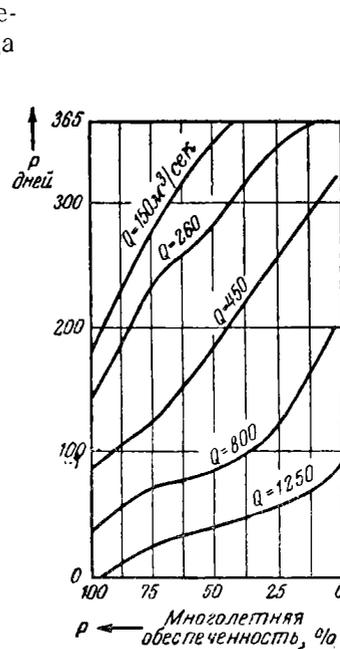
Эти четыре кривые, так же как и подобные энергетические кривые, могут быть обобщены в объемные кривые и дать 12 типов характеристик аналогично представленным на фиг. 5-6. Следует лишь мощность P заменить на расход Q , а нагрузку — энергию E — на сток W .

Широко используется так называемая сокращенная интегральная кривая календарных стоков (*СИККС*), которая может рассматриваться как производная от обычной *ИККС*. Методика построения всех кривых известна из курса инженерной гидрологии.

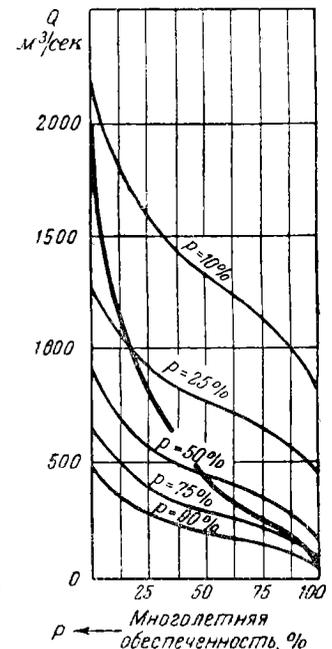
На фиг. 7-4 дан ряд для всех основных гидрологических кривых (кривых стока). Необходимо иметь в виду, что обратимости в построениях нет. Получить из *ИКПС* кривую *КПС* или из *КПС* — *ККС* невозможно.

7-3. ОБОБЩЕНИЕ ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

Особенностями гидрологических характеристик по сравнению с энергетическими является появление еще двух координат: T — многолетней календарной; P — многолетней обеспеченности.



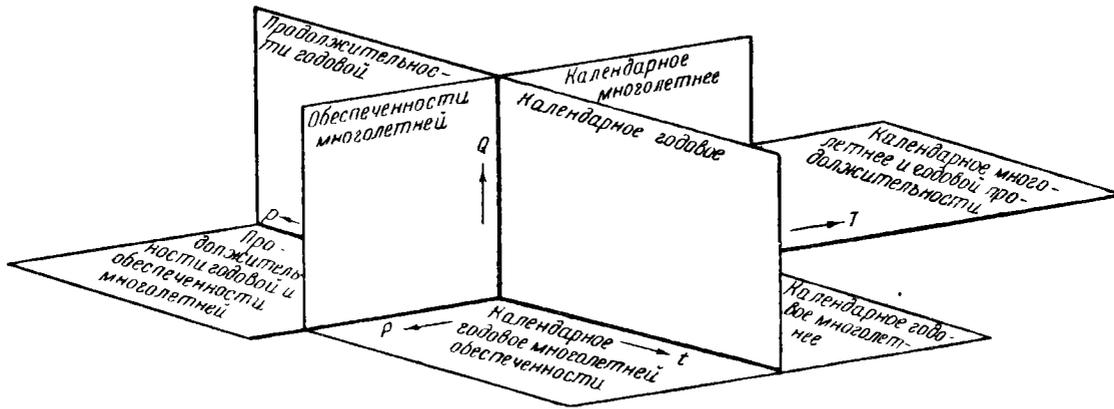
Фиг. 7-5. Изолинии расходов в поле: годовая продолжительность и многолетняя обеспеченность.



Фиг. 7-6. Изолинии годовой продолжительности в поле: расходы — многолетняя обеспеченность.

В связи с этим представление об изменении расходов можно дать в координатном поле со следующими абсциссами:

- Q, t — *ККСГ* (календарная кривая годового стока);
- Q, T — *ККСМ* (календарная кривая многолетнего стока);



Фиг. 7-7. Обобщение полей для построения расходных гидрологических характеристик.

$$n = \frac{10^4 C_v^2}{(\sigma_0\%)^2}$$

Q, p — КПС (кривая годовой продолжительности стока);

Q, P — КОС (кривая многолетней обеспеченности стока).

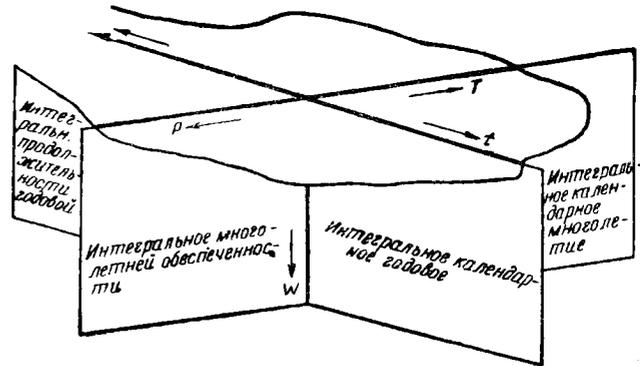
Кроме того, можно расходы показать изолиниями в других координатных полях:

- t, T — календарное годовое многолетнее;
- t, p — календарное годовое и годовой продолжительности;
- T, p — календарное многолетнее и годовой продолжительности;
- p, P — продолжительности годовой и обеспеченности многолетней.

Масштабы для годовой продолжительности (p) и многолетней обеспеченности (P) могут браться в абсолютных числах (365 дней, T лет и т. д.), либо в относительных (доли единицы, проценты). Пример практического применения подобных характеристик дан на фиг. 7-5 и 7-6. На первом даны в поле (p, P) изолинии Q ; на втором в поле (Q, P) даны изолинии p . Таким образом, возможны восемь полей, в которых в зависимости от условий и требований изолиниями представляются три из пяти величин: Q, t, T, p и P .

На фиг. 7-7 дано обобщенное представление о таких восьми полях, которые все связаны между собою, что позволяет легко преобразовывать характеристики при помощи кривых связи, которыми являются изолинии смежных полей.

Для перехода к обобщенному изображению интегральных кривых (ИК) необходимо представить возможные сочетания, связывающие переменные Q, W, t, T, P . Поскольку сток рас-



Фиг. 7-8. Обобщение полей для построения стоковых (интегральных) гидрологических характеристик.

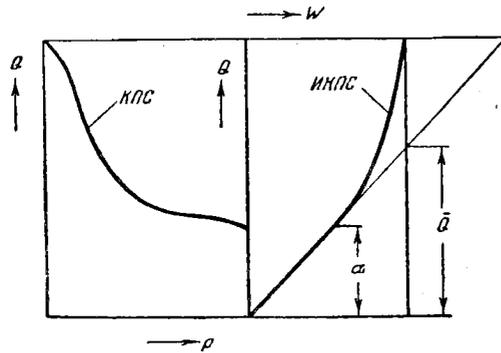
сматривается за год, ордината p — годовая продолжительность — отпадает, и если ее заменить на Q , и ординату вертикальную направить вниз и обозначить стоком W , то получим все возможные поля для интегральных характеристик. Они показаны на фиг. 7-8.

Поля следующие:

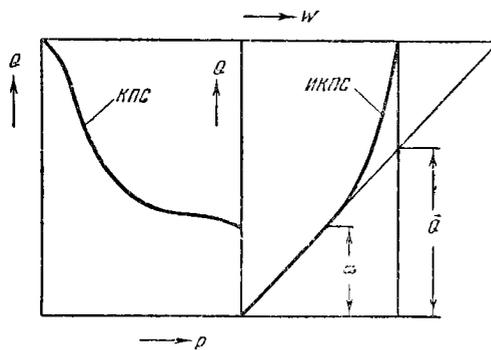
- W, Q — интегральное продолжительности годовой;
- W, t — интегральное календарное годовое;
- W, T — календарное многолетнее интегральное;
- W, P — интегральное многолетней обеспеченности.

7-4. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ЕЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Из величины стока получить значение энергии возможно через напорную характеристику, поэтому расчеты в кубометрах эквивалентны киловаттчасам только в редких случаях, когда



Фиг. 7-9. Показатели бытовой гидрологической характеристики.



Фиг. 7-10. Показатели рабочей водохозяйственной характеристики.

можно принимать $H = \text{const}$. Требования увязки с компонентами водохозяйственного комплекса и особенности расчетов по регулированию, производимые в сточных размерностях, требуют расчета по непосредственным гидрологическим характеристикам. Под водохозяйственной характеристикой мы будем понимать, таким образом, преобразованные гидрологические характеристики, по которым можно определять не только расчетные параметры, но и показатели водохозяйственного использования (фиг. 7-9 и 7-10).

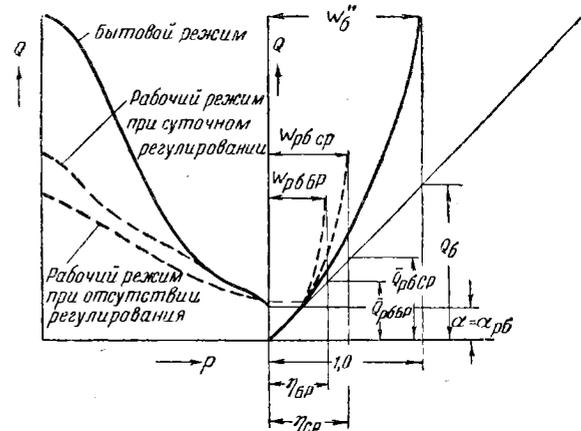
У водохозяйственных характеристик есть две особенности. Первая: это то, что поскольку водоносность из года в год меняется, показатели относятся как к данному конкретному году (индекса нет или i , или p , если определенной обеспеченности), так и к среднемуголетнему по величине годовому стоку (индекс 0). Вторая: подобно энергетическим показателям надлежит различать ресурсы — выработку — бытовой сток (индекса нет или b) и использование нагрузки — рабочий сток (индекс pb). Исходя из этих двух особенностей и строятся показатели режима стока и использования. Все

показатели относятся к среднему расходу за данный год или к среднемуголетнему. При этом помимо известных модульных коэффициентов применяются показатели выравненности (зарегулированности) и использования; сводка их дана в табл. 7-1.

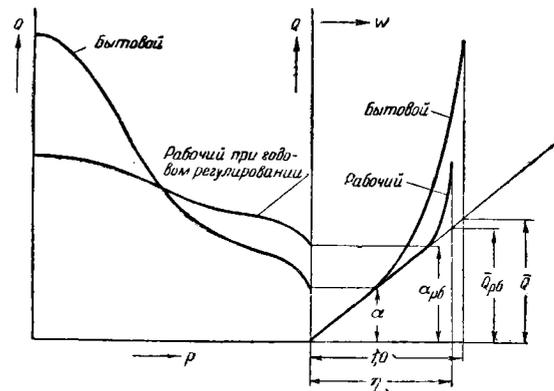
Стоковые кривые продолжительности и интегральные бытовые (фиг. 7-9) отличаются от рабочих водохозяйственных характеристик (фиг. 7-10).

Большое значение играет регулирование. На фиг. 7-11 приведено наложение водохозяйственных характеристик на гидрологические (бытовые). Рассмотрены два случая с индексами: $БР$ — т. е. без регулирования и с индексами; $СР$ — т. е. с суточным регулированием. Как видно, наличие суточного регулирования увеличивает полезное использование

$$\eta_{СР} > \eta_{БР}$$



Фиг. 7-11. Сопоставление бытовых и рабочих характеристик при отсутствии регулирования и при суточном регулировании.



Фиг. 7-12. Сопоставление бытовых и водохозяйственных характеристик при годовом регулировании.

Таблица 7-1

Структура показателей		Бытовой режим	Рабочий режим
Показатель годовой выравненности по среднему расходу (зарегулированности)	$a = \frac{Q'}{Q}$	a	$a_{pб}$
Показатель многолетней зарегулированности . .	$a_0 = \frac{Q'}{Q_0}$	a_0	$a_{0pб}$
Показатель годового использования (проектный)	$\eta = \frac{\bar{Q}_{pб}}{Q_0}$		η
Показатель многолетнего использования (проектный)	$\eta_0 = \frac{\bar{Q}_{pб}}{Q_0}$		η_0
Модульный годовой коэффициент расхода . . .	$\frac{Q}{Q}$	k	$k_{pб}$
Модульный многолетний коэффициент расхода	$\frac{Q}{Q_0}$	k_0	$k_{0pб}$

Таблица 7-2

Формулы для аналитического выражения стокowych кривых продолжительности и интегральных (в относительных величинах)

Выражения для КПС: $p = p(k) = \frac{d\eta}{dk}$	Выражение для ИКПС: $\eta = \eta(k) = \int pdk$	Автор формулы
$p = 1 + a_1k + a_2k^2 + a_3k^3$	$\eta = k + \frac{a_1k^2}{2} + \frac{a_2k^3}{3} + \frac{a_3k^4}{4}$	(кубическая парабола)
$p = 1 + a_1k + a_2k^2$	$\eta = k + \frac{a_1k^2}{2} + \frac{a_2k^3}{3}$	(квадратичная парабола)
$p = a(k'' - k) + b(k'' - k)^2$	$\eta = \frac{a}{2}(k'' - k)^2 + \frac{b}{3}(k'' - k)^3$	
$p = 10^{-nk^a}$	—	И. М. Лифшиц
—	$\eta = 1 - e^{-nk}$	Фантоли
—	$\eta = A - e^{-nk}$	М. Г. Красник
$p = 1 - a \cdot n(k - k')^{n-1}$	$\eta = k - a(k - k')^n$	М. А. Мостков
—	$\eta = k' + A(k - k')^m$	Т. Л. Золотарев

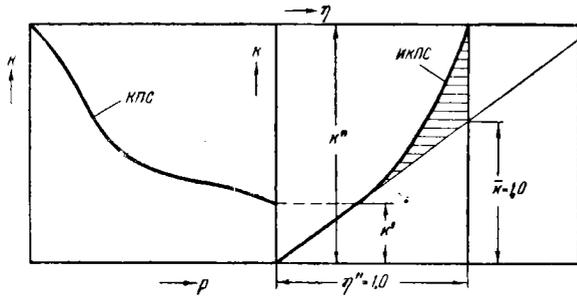
Применение большого регулирования, например годового, будет также увеличивать $Q'_{pб}$, т. е. $a_{pб}$. На фиг. 7-12 показано, что при этом $a_{pб} > a$.

7-5. АНАЛИТИЧЕСКИЕ ВЫРАЖЕНИЯ ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Особенное значение гидрологических и водохозяйственных характеристик, естественно, вызывало большой интерес к аналитическому их выражению. Невозможность дать аналитиче-

ское выражение для календарных кривых определила внимание к более легко поддающимся аналитическому представлению кривым продолжительности и интегральным. В большинстве формулы подбирались авторами как эмпирические выражения, а постоянные коэффициенты определялись по конкретному материалу.

В табл. 7-2 дана сводка наиболее известных формул. Если исходная формула давалась для кривой продолжительности, то для интегральной кривой выражение получалось интегрированием. В обратном случае проводилось дифференцирование. Для пояснения входящих в фор-



Фиг. 7-13. Схема к аналитическим выражениям КПС и ИКПС в относительных величинах.

мулы относительных величин даны на фиг. 7-13 соответствующие обозначения.

Приведенные в таблице формулы, как правило, удобны для того вида стоковой кривой, для которого они были предложены. Дифференцирование и интегрирование либо невозможны, либо приводят к громоздким выражениям. Опытная проверка предложенных выражений показала, что чем меньше коэффициентов в формуле, тем она удобнее, но вместе с тем она менее точна. Поэтому для определения коэффициентов в формулах следует вычислять их значения по возможно большему количеству точек. Еще лучше применять известный метод наименьших квадратов. Поскольку гидроэнергетикам преимущественно приходится пользоваться выражениями для ИКПС, наиболее удобной для незарегулированных рек является формула М. А. Мосткова, для зарегулированных формула М. Г. Красника. При необходимости в процессе расчета дифференцировать, удобно пользоваться формулой Т. Л. Золотарева, дающей одночленное выражение.

Поскольку ИКПС получается из КПС, можно для нее установить связь со статистическими характеристиками кривой распределения. Так, можно показать, что площадь криволинейного треугольника на фиг. 7-13, заштрихованного горизонтальными линиями, ω связана с коэффициентом вариации простым соотношением:

$$C_v^2 = 2\omega. \tag{7-1}$$

Пользуясь этой связью, можно по ИКПС определять величину C_v .

7-6. ХАРАКТЕРНЫЕ РАСХОДЫ И СТОКИ

При рассмотрении кривых изменения расходов для любого расчетного периода (месяц, сезон, год) выделяются следующие характерные величины расходов (см. таблицу):

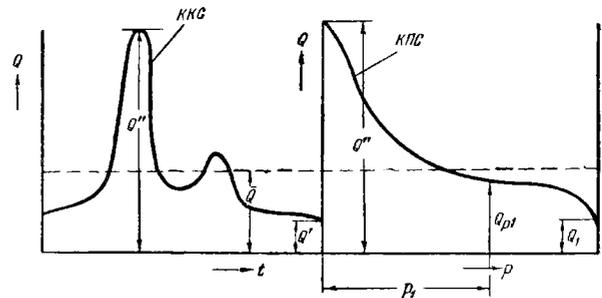
	Расход, Q
Минимальный	Q'
Средний	\bar{Q}
Максимальный	Q''
Определенной продолжительности	Q_p

На фиг. 7-14 показаны эти характерные величины. Если рассматривать изменение любого характерного расхода в многолетний период, то (фиг. 7-15) можно по тому же принципу выделить характерные значения (минимальное, среднее, максимальное, определенной многолетней) обеспеченности. Так, для минимальных расходов (Q') будут характерны за многолетний период:

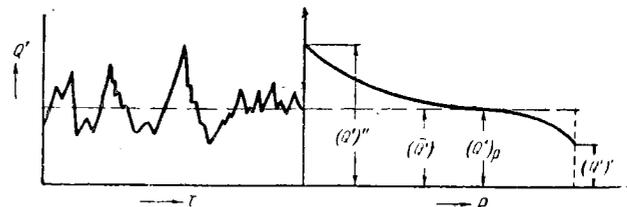
абсолютный минимум	$(Q)'$
средний минимум	$(\bar{Q})'$
максимальный минимум	$(Q'')'$
минимум минимальной обеспеченности P	$(Q')_p$

Поскольку средний расход определяет собой сток за данный период $W = \bar{Q} \cdot T$, все изложенное относится и к характеристикам стока. Так, для годовых стоков будут характерными в многолетнем периоде: минимальный (W'); средний (норма \bar{W}_0); максимальный (W''); определенной обеспеченности (W_p).

Стоки (соответственно средние расходы — \bar{Q}) могут рассматриваться и для части года, например, широко применяется деление на сезоны. При расчетах годового регулирования



Фиг. 7-14. Характерные расходы для годового периода.



Фиг. 7-15. Характерные расходы для многолетнего периода (минимальные расходы).

удобно делить год на: весенний (половодный) сезон ($T_v \approx 2$ месяца) и меженный (маловодный) сезон ($T_m \approx 10$ месяцев). Тогда для каждого из сезонов будут свои характерные величины:

$$W'_v; \bar{W}_v; W''_v; W_{v.p}; W'_m; \bar{W}_m; W''_m; W_{m.p}.$$

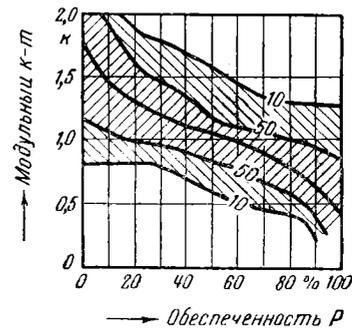
7.7. ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Для составления исходных гидрологических характеристик необходимо провести гидрологические расчеты. Только в ограниченном количестве случаев при наличии достаточного количества лет непосредственных наблюдений (не менее 40) можно ограничиться обработкой имеющихся данных известными в гидрологии методами. В большинстве случаев данных недостаточно, и приходится косвенными методами воссоздавать характеристики изучаемого объекта.

Применение методов математической статистики ставит своей конечной целью распространение установленных характеристик ряда на будущее. Таким образом выводы для короткого наблюдаемого ряда (выборки) распространяются на все неограниченное будущее (генеральную совокупность). Необходимо доказать представительность выборки. Очевидно, чем короче ряд, тем амплитуда отклонений от характеристики большого ряда (генеральной совокупности) будет больше. А. Д. Гостев, пользуясь критерием Колмогорова, показал, что при численности членов ряда от 10 до 50 (что мы имеем в лучшем случае изученных рек) отклонения настолько велики, что практически «все возможно», т. е. полученные характеристики никак не могут характеризовать генеральную совокупность. На фиг. 7-16 показаны пределы возможных отклонений при числе наблюдений 10 и 50. Малочисленность выборки ряда наблюдений является серьезным недостатком всего метода применения математической статистики к гидрологическим расчетам. Строго говоря, при числе членов ряда меньше 20 обработка вообще недопустима.

Исходя из изложенного, надлежит иметь в виду три случая:

1. Число членов ряда $n > 40$ — обработка ведется по наблюдаемому ряду.
2. Число членов ряда $20 > n > 40$ — обработка ведется по наблюдаемому ряду и сопоставляется с эталонной кривой обеспеченности.
3. Число членов ряда $n < 20$ — применяется путь аналогов и другие косвенные методы расчетов.



Фиг. 7-16. Пределы возможных отклонений от распределения генеральной совокупности при численности ряда наблюдений: 10 и 50 (А. Д. Гостев).

Необходимо при этом иметь в виду, что то применение, которое в настоящее время находит математическая статистика в гидрологических расчетах, по существу опирается на аналогии, и поэтому расчеты являются формальным выражением заключений по аналогии. Выбор в качестве универсального эталона распределения кривой Пирсона III типа был обязан удобству ее выражения (не требовалось знать четвертого момента — эксцесса) и наличием для нее удобных таблиц. Предложение новых форм кривых как эталонов (Шарлье, Бровкович, Крицкий и Менкель) вряд ли улучшает дело, ибо оснований для настоящего эталона пока недостаточно. Это положение было отмечено в резолюции совещания при Академии наук СССР по методике расчетов регулирования стоков, где было сказано: «Предпринимаемые за последнее время некоторыми исследователями попытки уточнить получаемые в результате обработки данных наблюдений статистические зависимости, путем применения более сложных видов кривых распределения, при том общем интересе, который могут иметь подобные попытки, следует признать вряд ли имеющими реальное значение в области водохозяйственных расчетов».

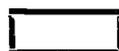
«Надлежит констатировать, что даже для преимущественно применяемых в гидрологии кривых Пирсона III типа определение сколь угодно точно такого параметра, как скошенность (третий момент кривой распределения — коэффициент асимметрии), на основе имеющихся обычно рядов наблюдений пока не представляется возможным».

Рассмотрим существующие и применяемые методы удлинения коротких рядов, поскольку они и являются основой всех гидрологических расчетов.

Метод удлинения ряда. Этот широко применяемый метод в основе предполагает воз-

Характеристика состояния

Учитываемые в формулах факторы		Гидрологические			Гидрографические					
Расчитываемые гидрологические характеристики	Методы расчета	Модуль стока, норма	Модуль стока характерный	Кoeffициенты стока	Водосборная площадь	Длина реки, бассейна	Уклон реки, бассейна	Густота речной сети	Показатель рельефа, поймы	Кoeffициент озерности
Норма стока (средний многолетний сток)	И				К а р т ы и з о л и н и й с р е					
	Э									
	К									
Годовой сток	И									
	Э									
	К									
Кoeffициент вариации годового стока	И									
	Э									
	К									
Минимальный модуль стока	И				К а р т ы и з о л и н и й м и н и					
	Э									
	К									
Кoeffициент вариации минимального расхода	И				К а р т ы и з о л и н и й к о э ф ф и ц и е н т а					
	Э									
	К									
Максимальный расход талых вод	И									
	Э									
	К									
Кoeffициент вариации максимальных расходов талых вод	И									
	Э									
	К									
Максимальный расход ливневых вод	И									
	Э									
	К									
Кoeffициент максимального расхода ливневых вод	И									
	Э									
	К									
Внутригодовое распределение стока	И				К а р т ы и з о л и н и й с е з о н н ы х					
	Э									
	К									
Кoeffициент вариации сезонного стока	И				К а р т ы и з о л и н и й к о э ф ф и ц и е н т о в					
	Э									
	К									
Твердый сток	И									
	Э									
	К									

 — факторы, учитываемые формулой.

Геоботанические					Климатические						Авторы карт или формул
Коэффициент лесистости	Коэффициент заболоченности	Коэффициент инфильтрации	Средняя мутность	Денудационный коэффициент	Осадки	Температура	Дефицит влажности	Испарение	Интенсивность дождя, таяния	Толщина льда	
днемноголетнего модуля стока											Кочерин, Зайков, Беленков
											Великанов, Соколовский, Зайков, Крицкий, Менкель, Поляков
											Огневский, Ненько, Ангелович
мального модуля стока											Антонов, Крицкий и Менкель
											Соколовский, Шевелев, Антонов
вариации минимального расхода											Урываев, Сотченко, Шевелев, Антонов
											Сотченко
											Соколовский, Шевелев, Огневский, Чеботарев
											Антонов, Шевелев
											Долгов, Соколовский
и месячных модулей стока											Нормы НКПС, Огневский, Поляков
											Антонов, Швец, Огневский
вариации сезонного стока											Огневский
											Лопатин, Поляков, Чеботарев

Обозначение методов расчета: *И* — изолинии, *Э* — эмпирические зависимости, *К* — квазиконстантный метод.

возможность подбора аналога, который имеет достаточный ряд наблюдений. Далее, при помощи общих данных или данных короткого ряда устанавливается коэффициент пересчета и длинный ряд реки — аналога приводится к длинному ряду исследуемой реки. Несмотря на распространение этого метода, до настоящего времени не разработаны научные методы отбора аналога с необходимыми критерияльными показателями.

Методика удлинения короткого ряда разработана как для хронологического ряда, так и для кривой обеспеченности (метод Г. П. Иванова). В качестве аналога иногда принимается, если имеется, ряд какого-либо метеорологического фактора — самой изучаемой реки, преимущественно осадков. В этом случае для определения коэффициента пересчета применяется установление корреляционных зависимостей. Имеется опыт удлинения рядов таким путем на весьма длительный период. Так, ряд колебаний уровня Каспия был удлинен за счет двухсотпятидесятилетнего ряда колебаний осадков для Ленинграда, который был в свою очередь удлинен за счет ряда многосотлетних отложений в озерах Крыма.

Метод географического районирования. Советскими гидрологами развито несколько приемов географического районирования.

Метод изолиний — когда искомая характеристика (например, характерный модуль стока и т. п.) получается из карты изолиний по известным правилам интерполяции на территории рассматриваемого речного бассейна.

Метод эмпирических формул. В этом случае искомая характеристика представляется в виде эмпирических формул, зависящих от ряда климатических и географических факторов. Обычно подобные формулы являются районными, и их распространение на большие территории приводит к значительным ошибкам.

Метод квазиконстант («как бы постоянных»). Этот метод был разработан теоретически (М. А. Великанов) и практически (В. Н. Касаткин) в Советском Союзе. В основе его лежит составление таких выражений, в которые вводится параметр, объединяющий влияние отдельных второстепенных факторов, изменяющийся в зависимости от географических координат. На основании непосредственных данных по отдельным пунктам наносятся изолинии этого параметра «квазиконстанты».

Слабым местом этого метода являются трудности обоснованного выделения картируемого параметра, без чего интерполяция по нанесенным изолиниям не будет возможна.

Критерием является медленная изменяемость этого параметра по территории.

Метод водного баланса — теоретический метод, основанный на основном уравнении водного баланса, применяется пока только для расчета нормы стока. Его применение затрудняется недостаточной изученностью составляющих баланса. Значительный интерес и перспективы практического применения имеют работы, проводимые в этом направлении А. В. Огиевским на Украине.

Метод гидравлического расчета. Этот путь расчета ограничен в отношении возможностей. Он применяется для расчетов максимального расхода по имеющейся естественной отметке максимального горизонта или в аналогичных случаях. В основе лежат уравнения движения, и главные трудности заключаются в правильном установлении коэффициентов шероховатости n .

Объектами гидрологического расчета являются:

1. Характерные расходы:
 - а) норма стока — среднемноголетний Q_0 ,
 - б) годовой сток,
 - в) максимальный, разделяемый генетически на происходящий от талых вод и от дождевых и ливневых вод,
 - г) минимальный.
2. Многолетние колебания расходов:
 - а) средних (стоков),
 - б) максимальных,
 - в) минимальных.
3. Колебания расходов внутри года.
4. Твердый сток.

На табл. 7-3 дана сводная характеристика современного состояния методов гидрологических расчетов по всем объектам, классифицированная по принятой группировке методов расчета. Из этой сводки видно, что метод изолиний наиболее широко используется для определения нормы стока и начинает все больше применяться для характеристики внутригодового распределения стока. Эмпирические зависимости предложены почти для всех случаев расчета. Широко развит метод квазиконстант. Метод водного баланса не показан, так как он представлен только одной формулой для расчета нормы стока. Совершенно недостаточно разработаны методы расчета колебаний максимумов дождевых вод, колебаний минимальных расходов и внутригодового распределения стока.

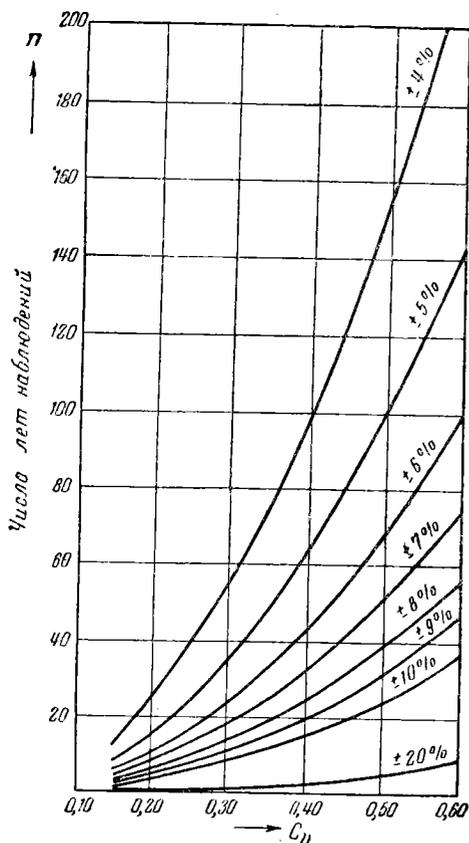
Необходимый справочный материал по изложенному сведен в кратком справочнике для гидрологических расчетов (Госэнергониздат, 1948).

7-8. ТОЧНОСТЬ ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

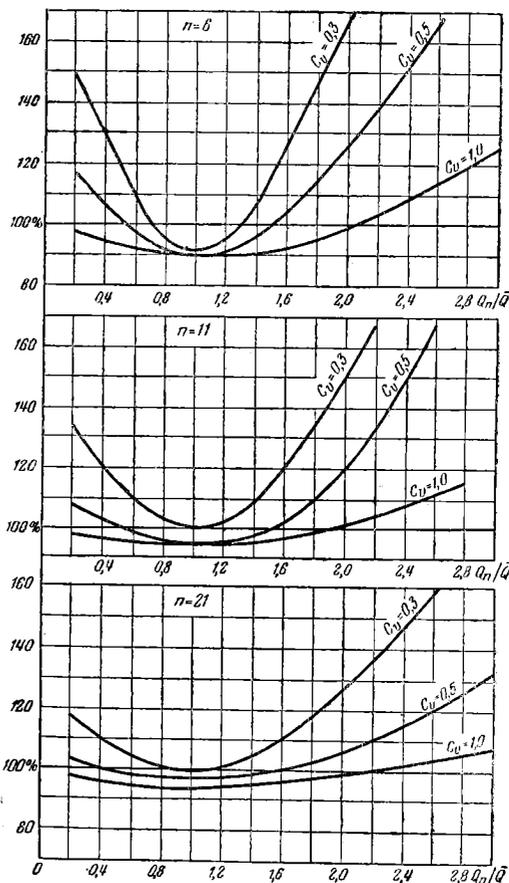
Поскольку гидрологические характеристики являются исходными данными для всех водозаэнергетических и энергоэкономических расчетов, определение возможной точности их заданий является весьма важным. Вопрос точности задания при гидрологических расчетах неоднократно являлся предметом специальных исследований. Как известно, для расчетов при помощи математической статистики должны быть заданы три величины: \bar{Q}_0 — норма, C_v — коэффициент вариации, C_s — коэффициент асимметрии.

На фиг. 7-17 приведена зависимость ошибки в вычислении коэффициента вариации от его величины и числа членов ряда. При обычном числе $10 < n < 40$; $\sigma_0 = 7-20\%$; только для случаев $0,18 \leq C_v \leq 0,32$ можно еще рассчитывать на ошибку в 5%; При $C_v > 0,40$ при $n \leq 10$ ошибка превышает 10%, т. е. под сомнение ставится первая значащая цифра.

Для анализа влияния на величину C_v значения каждого следующего года наблюдений



Фиг. 7-17. Ошибка при вычислении коэффициента вариации C_v в зависимости от величины C_v и числа лет наблюдений.

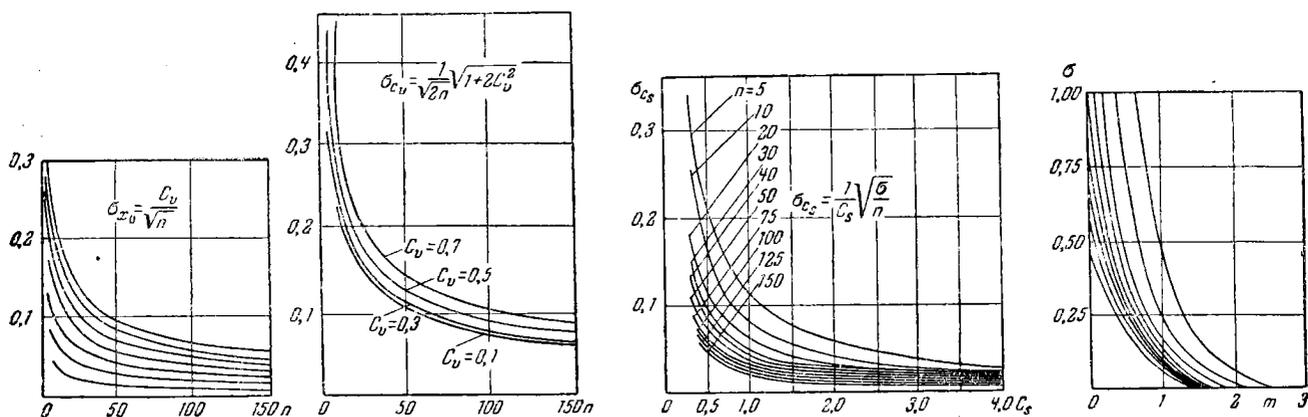


Фиг. 7-18. Влияние на изменение значения C_v величины последнего стока ($\frac{Q_n}{\bar{Q}}$) при различных числах лет наблюдений (n).

при различной длительности предыдущего ряда наблюдений были проведены соответствующие расчеты. Было рассмотрено влияние шестого, одиннадцатого и двадцать первого года на величину C_v при условии, что этот дополнительный год имел сток от 0,2 до 3,0 от среднего за предшествовавший период. C_v , определенное соответственно за 5, 10 и 20 лет, были приняты за 100%. В графической форме итоги даны на фиг. 7-18.

Полученные графики показывают, что, принимая допустимые колебания значения C_v в 10% от их абсолютной величины, получают следующие пределы для отношения $\frac{Q_{n+1}}{Q_n}$ (табл. 7-4 на стр. 84).

Таким образом, можно сделать вывод, что всякий аномальный год $0,5 > \frac{Q_{n+1}}{Q_n} > 1,5$, как



Фиг. 7-19. Анализ точности задания водного стока с помощью статистических параметров (по С. В. Бильневичу).

Таблица 7-4

$n : 1$	6	11	21
$C_v = 0,3$	0,60—1,40	0,60—1,40	1,40—1,60
$C_v = 0,5$	0,30—1,70	1,18—1,82	0,00—2,15
$C_v = 1,0$	0,00—2,40	0,00—2,55	0,00—3,20

правило, скажется на значении C_v в пределах первой значащей цифры.

Детальное исследование этого вопроса проведено С. В. Бильневичем. На фиг. 7-19 приведены результативные графики анализа точности задания водного стока. Из них можно сделать следующие заключения:

1. Предельное количество значащих цифр в приближенных числах, выражающих единичные значения заданных для расчета гидрологических характеристик, практически ни при каких условиях не должно превышать двух.

2. В случае задания стока в виде кривой (или табличного ряда) распределения количество значащих цифр не должно превышать одной.

3. Средние арифметические $X (Q_0)$ значений величины гидрологических характеристик не могут иметь более двух значащих цифр. Двухзначными приближенными числами средние арифметические гидрологических характеристик могут быть выражены, если:

$$n > 15 \text{ и } C_v \approx 0,2,$$

$$n > 30 \text{ и } C_v \approx 0,3.$$

Во всех остальных случаях

$$n \leq 15 - C_v \approx 0,2,$$

$$n \leq 80 - C_v \approx 0,3,$$

$$5 \leq n \leq 150 - 0,4 \leq C_v \leq 0,7,$$

практически имеющих место в водохозяйственных расчетах, среднеарифметические гидрологических характеристик могут быть выражены лишь с помощью однозначных приближенных чисел.

4. Максимальное количество значащих цифр в приближенных числах, определяющих значения коэффициента асимметрии при $1 \leq C_s \leq 3$ и $6 \leq n \leq 150$, равно одной цифре.

В случае $0 \leq C_s \leq 1$, ни при каких практически встречающихся численностях его значения не могут быть определены методами математической статистики даже с точностью одной значащей цифры.

Общий вывод таков, что ни при каких условиях количество значащих цифр в приближенных числах, выражающих единичные значения заданных для расчета гидрологических характеристик, практически не должно превышать двух. Поскольку во всех расчетах должен выдерживаться принцип равнозначности, должно иметь в виду возможную точность заданий и не усложнять расчетную технику излишними точными расчетами. Это положение должно определять собой подход ко всем исходным данным и конечным результатам.

7-9. ФОРМЫ ЗАДАНИЯ ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

Расчеты по проектированию ГЭС требуют прогнозирования режимов на весьма длительный период. Уже обоснование параметров ГЭС энергоэкономическими расчетами ставит задачу сопоставимости работы проектируемой ГЭС и ее заменяющей ТЭС. Поскольку расчетный период должен быть не менее 10—15 лет, приходится ввиду невозможности календарного

прогноза ограничиваться вероятностным расчетом, опирающимся на определенный расчетный эталон режима. Обоснование выбора основного параметра расчетного эталона — расчетной обеспеченности — рассмотрено особо.

В другом положении находятся расчеты при эксплуатации ГЭС. В этом случае необходимо прогнозирование, ибо без эксплуатационных прогнозов невозможно обеспечить необходимый высокий коэффициент использования стока реки и энергии ГЭС в системе.

Сток может быть задан в следующих видах:

1) Полный прогноз — такое задание возможно на весьма короткий срок. Чем длительней срок прогноза, тем он менее точен. Подобное задание возможно и имеет смысл только в условиях эксплуатации ГЭС.

2) Временный ряд — наиболее распространенная форма задания при наличии достаточного количества наблюдений или искусственном ряде.

3) Расчетная календарная кривая стока (ККС) — наиболее удобная форма задания, но притом наиболее трудная для осуществления построения, так как требует большого количества наблюдений. При искусственном же удлинении ряда точность сильно снижается, и целесообразность построения расчетной ККС становится сомнительной.

4) Распределение повторяемости — единственная форма задания, позволяющая вести обработку материалов методами математической статистики. Правда, для режимного анализа такая форма задания требует дифференциации задания внутригодового периода по сезонам. Без этого невозможно использование такой формы задания для расчетов по календарным балансам.

7-10. БАЛАНС РАСХОДОВ ГЭС И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Баланс расходов ГЭС является определяющим, поскольку он является исходным. Удобно сразу дать эксплуатационное деление потерь и соответственно баланс расходов представить в виде:

$$Q_p = \Delta Q_{np} + \Delta Q_c + \Delta Q_{cm} + Q_{cm}; \quad (7-2)$$

здесь Q_p — расход реки в створе водозабора;

ΔQ_{np} — потери расхода, предусмотренные проектными решениями

$$Q_{np} = Q_p - \Delta Q_{np}; \quad (7-3)$$

Q_{np} — расход проектный, располагаемый ГЭС, расход, могущий быть использованным;

ΔQ_c — потери расхода, обусловленные режимом использования ГЭС в системе

$$Q_c = Q_{np} - \Delta Q_c; \quad (7-4)$$

Q_c — расход системный, подведенный к сооружениям ГЭС;

ΔQ_{cm} — потери расхода, определяемые качеством эксплуатации сооружения и оборудования станции

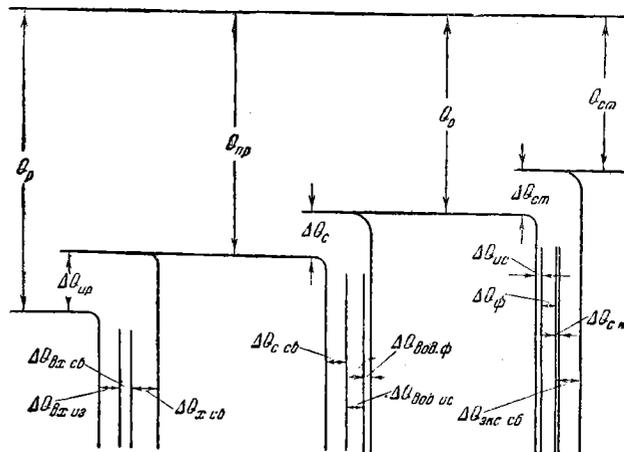
$$Q_{cm} = Q_c - \Delta Q_{cm}; \quad (7-4')$$

Q_{cm} — полезно используемый станцией расход. Турбины пропускают именно этот расход, причем все расходомерные устройства, установленные до направляющего аппарата, регистрируют этот расход. На фиг. 7-20 дана общая схема баланса и потерь расходов ГЭС и факторы, их обуславливающие.

Потери расхода проектные. К этой группе потерь относятся потери:

1) по изъятию части расхода из ВВ для нужд компонентов водохозяйственного комплекса — $\Delta Q_{вх. из}$;

2) по сбросу части расхода в НБ помимо турбины для обеспечения нужд водопользователей — $\Delta Q_{вх. сб}$;



Фиг. 7-20. Схема баланса расходов.

3) по холостому сбросу, определяемому проектными параметрами ГЭС и водохранилища — $\Delta Q_{x. cb}$;

Общее выражение для проектных потерь расхода будет:

$$\Delta Q_{np} = \Delta Q_{ax. uz} + \Delta Q_{ax. cb} + \Delta Q_{x. cb}. \quad (7-5)$$

Как показано в главе одиннадцатой, при рассмотрении взаимосвязей водохозяйственного комплекса и ГЭС размеры $\Delta Q_{ax. uz}$ и $\Delta Q_{ax. cb}$ определяются принятой схемой увязки комплекса и могут быть подсчитаны только для конкретных условий. С развитием водопотребителей и водопользователей эти изъятия и сбросы растут и уменьшают располагаемый расход ГЭС.

Величина холостого сбросного расхода определяется в первую очередь пропускной способностью ГЭС. Весь расход сверх максимального расчетного расхода ГЭС, если отсутствуют возможности аккумуляирования, подлежит сбросу. Поскольку объем водохранилища при данных конкретных топографических характеристиках долины реки определяется *НПГ*, возможности полезного использования паводковых расходов устанавливаются при проектировании.

Потери расхода системные. Эти потери состоят из двух видов потерь:

1) Сбросы, обусловленные условиями использования ГЭС в энергосистеме. Эти сбросы могут быть по разным причинам:

а) Сброс в паводок вследствие неподготовленности водохранилища к его аккумуляированию. Задержка предпаводочной сработки водохранилища приводит к недоиспользованию его объема и вынужденному сбросу.

б) Недоиспользование стока вследствие неподготовленности потребителей энергии.

в) Неправильный режим работы деривационных ГЭС, вызывающий частые сбросы нарузок, что приводит к холостым сбросам воды из напорного бассейна или уравнильной башни.

2) Потери на испарение из водохранилища $\Delta Q_{вод. исп}$. Величина потерь на испарение пропорциональна площади испаряющей поверхности — зеркалу водохранилища. Последнее зависит от горизонта *ВБ*, который регулируется по режиму, предписываемому ГЭС системой. На основе диспетчерских схем гидроэнергетического регулирования эти потери могут быть нормализованы.

3) Потери на фильтрацию через ложе водохранилища $\Delta Q_{вод. ф}$, которые также определяются напором, т. е. $\Gamma_{ст}$, а отсюда режимом. Нормировать эти потери очень трудно.

Потери расхода станционные. В табл. 7-5 даны характеристики уже рассмотренных системных потерь расхода и разбираемых ниже станционных потерь расхода. Даны виды потерь и места потерь. Как видно из таблицы, станционные потери можно разделить на несколько групп.

1) Потери с эксплуатационными сбросами ($\Delta Q_{эк. сб}$). Эксплуатационные сбросы связаны с промывом деривации и напорного бассейна от заилиения и забивки мусором, шугой и льдом.

В отдельных неблагоприятных случаях эта группа потерь может достигать больших величин. Особенно чувствительны сбросы, связанные с удалением льда и шуги, проводимые в зимний маловодный период. Для сброса одного кубометра шуги затрачивается до 10 м³ воды. Имеется ряд предложений (в частности, пропуск шуги через турбины, аккумуляирование шуги в верхнем бьефе и др.), которые направлены на сокращение этих потерь расхода. Для уменьшения расходов на промыв наносов также разработаны схемы двухтактных промывов, позволяющие более эффективно и более экономно удалять наносы.

2) Потери расхода на фильтрацию ($\Delta Q_{ф}$). Потери на фильтрацию в сооружениях делятся на потери:

а) через сооружения (через тело, облицовку, швы),

б) под сооружениями.

К сожалению, существующие методы расчета фильтрации не могут учесть всех конкретных условий, и для установления величин фильтрационных потерь необходимо вести постоянные наблюдения в натуре. Большую роль играет фильтрация в деревянных водоводах. Для этого случая имеются опытные нормативы.

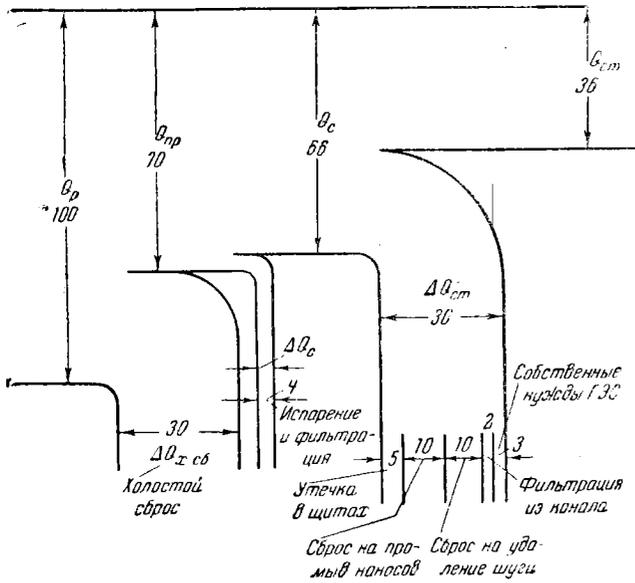
Особую группу фильтрационных потерь составляют потери через уплотнения затворов. Эти потери могут достигать больших величин. Не менее чувствительными могут быть потери через неплотности турбинного затвора и самого направляющего аппарата. На высоконапорной Ульбинской станции (Алтай) расход через неработающий агрегат по этим причинам достигал 15% от полного расчетного и только специальными мероприятиями величина этих потерь была снижена до приемлемых размеров.

Таблица 7-5

Дислокация потерь расхода по сооружениям и оборудованию ГЭС

Виды потерь Места потерь	Изъятие и сброс								Испарение	Фильтрация и утечки						
	Водохозяйственные	Холодные	Режимные	Производственные				Собственные нужды		через ложе	через швы и массив	через облицовку	под сооружение	через дренажные устройства	через уплотнения затворов	
				борьба с замерзанием затворов	удаление льда и шуги	удаление каносов	удаление мусора	охлаждение								технологические нужды
Водоохранилище									с	с						
Плотина		пр	с													
Щитовой водосброс		пр	с													
Донные отверстия		пр	с													
Шлюз	пр															
Плотоход	пр															
Рыбоход	пр															
Водоприемник																
Отстойник																
Деривация																
Напорный бассейн			с													
Уравнительный резервуар			с													
Напорный трубопровод																
Бассейн суточного регулирования									с							
Турбинный затвор																
Турбина			с													
Отводящий канал																
Здание ГЭС-оборудование																

Примечание: пр — проектные,
с — системные,
□ — станционные.



Фиг. 7-21. Схема баланса расходов горной деривационной ГЭС (в %).

3) Потребление воды на собственные нужды. Для станции с большим расчетным расходом это изъятие стока не сказывается сколько-нибудь заметно на выработке. Другое дело высоконапорные малорасходные установки, в которых энергетическая ценность воды значительно выше. В связи с этим применяются различные пути экономии воды. Такие предложения уже осуществлены на Канакирской ГЭС (Армения).

Чтобы представить соотношение величин потерь расхода, на фиг. 7-21 дан в масштабе баланс расходов для деривационной горной гидроэлектростанции (С. Я. Вартазаров).

Исходя из приведенного эксплуатационного баланса расходов ГЭС, можно подобно тому, как сделано ниже для эксплуатационного баланса напоров, построить систему эксплуатационных коэффициентов использования расходов. На фиг. 7-22 дана мнемоническая схема построения этих коэффициентов.

Коэффициент использования проектный

$$\eta_{np} = \frac{Q_{np}}{Q_p} \quad (7-6)$$

Коэффициент использования системный

$$\eta_c = \frac{Q_c}{Q_{np}} \quad (7-7)$$

Коэффициент использования станционный

$$\eta_{cm} = \frac{Q_{cm}}{Q_c} \quad (7-8)$$

Сами названия коэффициентов указывают на условия, определяющие достигнутые значения коэффициентов использования расходов ГЭС.

Для примера, приведенного на фиг. 7-21, получаем:

$$\eta_{np} = 70\%$$

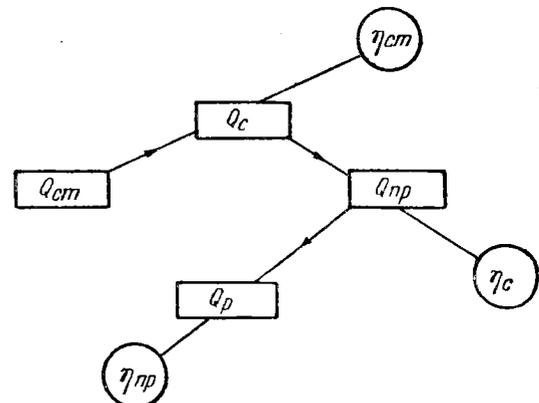
$$\eta_c = \frac{66}{70} \cdot 100 = 94\%$$

$$\eta_{cm} = \frac{36}{66} \cdot 100 = 54,5\%$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расход (сток) определяет собой количественно и качественно энергетический ресурс ГЭС. Это обстоятельство определяет особые требования к классификации рек по водоносности и характеру внутригодового распределения стока. Гидрологические характеристики могут быть обобщены и сведены к 12 координатным полям, в которых изолиниями показываются другие переменные. Большое значение имеет ИКПС, позволяющая преобразовать гидрологические характеристики в водохозяйственные. Наличие, кроме годового, еще и многолетнего периода регулирования увеличивает количество характерных расходов.

Гидрологические расчеты, позволяющие определить характерные расходы и их внутригодовой и многолетний режимы, при недостаточности ряда наблюдений опираются на различные методы удлинения рядов, методы гео-



Фиг. 7-22. Мнемоническая схема построения показателей эксплуатационного баланса расходов ГЭС.

графического районирования, метод водного баланса и метод гидравлического расчета. Анализ состояния современной техники расчетов показывает, что, несмотря на большие успехи в этом направлении, еще многие вопросы освещены и разработаны недостаточно.

Поскольку все гидроэнергетические расчеты своими исходными данными имеют гидрологические характеристики, необходимо учесть возможную точность этих первоначальных материалов. Исследование этого вопроса показало, что при обычно располагаемых рядах гидрометрических наблюдений приведенная точность задания стока статистическими параметрами не может превысить две значащие цифры, а обычно ограничивается одной. Это важное обстоятельство должно быть учтено при всех водохозяйственных и гидроэнергетических расчетах, особенно учитывая, что из возможных форм задания гидрологических характеристик представление их распределением повторяемости имеет наибольшее распространение.

Балансовое уравнение расходов является одним из фундаментальных положений гидроэнергетики. Построение его подчинено эксплуатационному анализу. Исследование отдельных видов потерь расхода и их дислокации позволяет установить коэффициенты использования: проектный, системный и станционный.

Литература

- 7-1. С. В. Бильневич, Точность задания водного стока с помощью статистических параметров, Изв. ОН АН СССР, 1940, № 7.
- 7-2. М. А. Великанов, Гидрология суши. 4 изд., Гидрометеиздат, Л., 1948.
- 7-3. А. Д. Гостев, Сток в водохозяйственных расчетах. Труды первого совещания по регулированию стока, АН СССР, М.—Л. 1946.
- 7-4. Л. К. Давыдов, Водоносность рек СССР, ее колебания и влияние на нее физико-географических факторов. Гидрометеиздат, Л., 1947.
- 7-5. А. Я. Елпидинский, Кривые обеспеченности суточных расходов и их применение к расчетам энергоресурсов рек, Труды Госуд. гидр. ин-та, вып. 9(63), Л., 1948.
- 7-6. Б. Д. Зайков, Средний сток и его распределение в году на территории СССР, Гидрометеиздат Л., 1946.
- 7-7. Т. Л. Золотарев, Кривые суммарного стока, Труды первого совещания по регулированию стока, АН СССР, М.—Л., 1946.
- 7-8. Т. Л. Золотарев, Эксплуатационные гидрологические прогнозы, „Гидротехническое строительство“, № 3, 1944.
- 7-9. Т. Л. Золотарев, Гидроэлектроцентраль в электроэнергетической системе, АН СССР, М.—Л., 1939.
- 7-10. Краткий справочник для гидрологических расчетов, Госэнергоиздат, М.—Л., 1948.
- 7-11. М. А. Мостков, К вопросу о кривых выработки или кривых суммарного стока. Труды первого совещания по регулированию стока, АН СССР, М.—Л., 1946.
- 7-12. Б. В. Поляков, Гидрологический анализ и расчеты, Гидрометеиздат, Л., 1946.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

НАПОР

8-1. БАЛАНС НАПОРОВ

Уравнение баланса напоров в самой полной форме записывается для смешанной плотино-деривационной установки, у которой часть напора концентрируется плотиной ($H_{пл}$), а часть — деривацией (H_d).

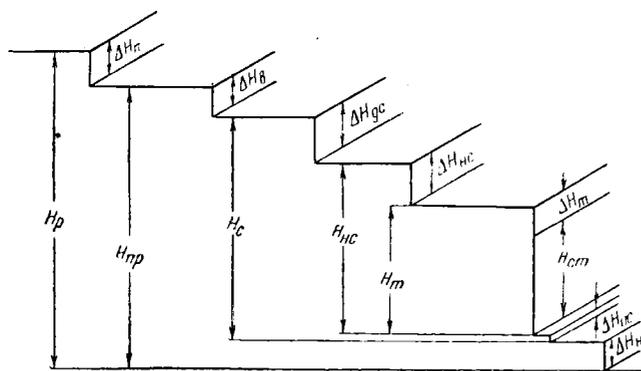
На фиг. 8-1 дано схематическое представление баланса напоров, который записывается в следующем виде:

Рассмотрим отдельные составляющие баланса напоров:

H_p — потенциальный напор реки — это есть разность отметки ВБ в месте выклинивания кривой подпора и отметки НБ в месте примыкания водоотводящих сооружений к реке;

ΔH_n — потери напора на кривой под-

$$H_p = \underbrace{\Delta H_n}_{\Delta H_{np}} + \underbrace{\Delta H_d + \Delta H_n}_{\Delta H_c} + \underbrace{\Delta H_{dc} + \Delta H_{nc} + \Delta H_m}_{\Delta H_{cm}} + H_{cm} \quad (8-1)$$



Фиг. 8-1. Баланс напоров в плотинно-деривационной установке.

пора; эти потери являются потерями проектными — ΔH_{np} :

$$H_{np} = H_p - \Delta H_{np}; \quad (8-2)$$

H_{np} — напор проектный — предельно возможный у сооружений ГЭС;

$\Delta H_{д.с}$ и $\Delta H_{н.с}$ — потери напора в ВБ и НБ, в сумме составляют системные потери напора:

$$\Delta H_c = \Delta H_{д.с} + \Delta H_{н.с}. \quad (8-3)$$

Далее:

$$H_c = H_{np} - \Delta H_c, \quad (8-4)$$

H_c — напор системный, подведенный к сооружениям ГЭС;

$\Delta H_{д.с}$ — потери напора в деривационных сооружениях, включающих потери напора в подводящей деривации $\Delta H_{д.д}$ и отводящей $\Delta H_{д.о}$,

$$H_{н.с} = H_c - \Delta H_{д.с}, \quad (8-5)$$

$H_{н.с}$ — напор напорных сооружений, сконцентрированный у напорного узла ГЭС. Практически он определяется как разность отметок горизонта напорного бассейна (или уравнильной башни) и горизонта у выхода из всасывающей трубы;

$\Delta H_{н.с}$ — потери напора в напорных сооружениях

$$H_m = \Delta H_m + H_{см}, \quad (8-6)$$

H_m — напор турбинный, подводимый к турбинам и регистрируемый приборами турбин;

$H_{см}$ — напор стационарный, использованный полезно ГЭС.

Для чисто плотинных схем, особенно низконапорных:

$\Delta H_{д.с} = \Delta H_{д.д} + \Delta H_{н.с}$ — потери напора в водоподводящих сооружениях близки к нулю, и уравнением баланса упрощается

$$H = \Delta H_n + \Delta H_{д.с} + \Delta H_{н.с} + \Delta H_m + H_{см}, \quad (8-7)$$

т. е.

$$H_c = \Delta H_m + H_{см}. \quad (8-8)$$

8-2. ПОТЕРИ НАПОРА НА КРИВОЙ ПОДПОРА

Подпорная кривая проходит выше и выклинивается дальше, чем отметка гидростатического подпора. На фиг. 8-2 показана приплотинная схема, а на фиг. 8-3 — плотинодеривационная схема. В обоих случаях показаны потери на кривой подпора — ΔH_n . Поскольку этот вид потерь связан исключительно с выбором НПГ и схемы использования, можно представить проектный показатель использования напора (падения) реки, как отношение

$$\eta_{np} = \frac{H_{np}}{H_p}, \quad (8-9)$$

т. е.

$$\eta_{np} = \frac{H_p - \Delta H_n}{H_p}. \quad (8-10)$$

Этот показатель характеризует проектное использование потенциального падения реки.

В чисто деривационных схемах по условиям использования потери напора в деривационных сооружениях ($\Delta H_{д.с}$) эквивалентны потерям на подпор, почему для них

$$\eta_{np} = \frac{H_p - \Delta H_{д.с}}{H_p}. \quad (8-11)$$

Отсюда для плотинно-деривационной схемы

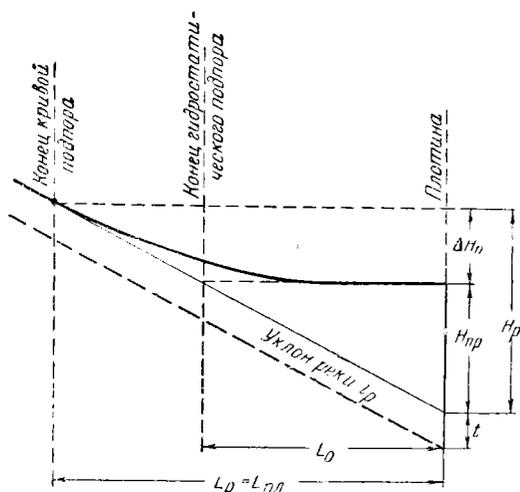
$$\eta_{np} = \frac{H_p - (\Delta H_n + \Delta H_{д.с})}{H_p}. \quad (8-12)$$

Для напора реки можно написать

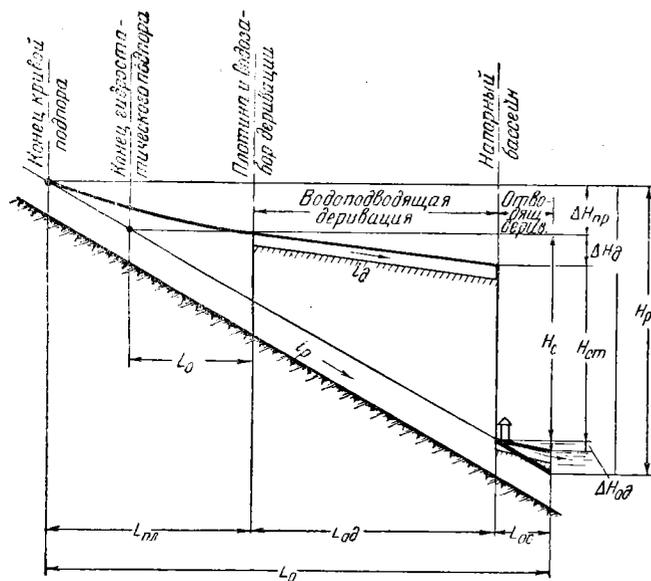
$$H_p = i_p \cdot L_p.$$

Потери в деривационных сооружениях

$$\Delta H_{д.с} = i_d \cdot L_d,$$



Фиг. 8-2. Потери на кривой подпора для приплотинной схемы.



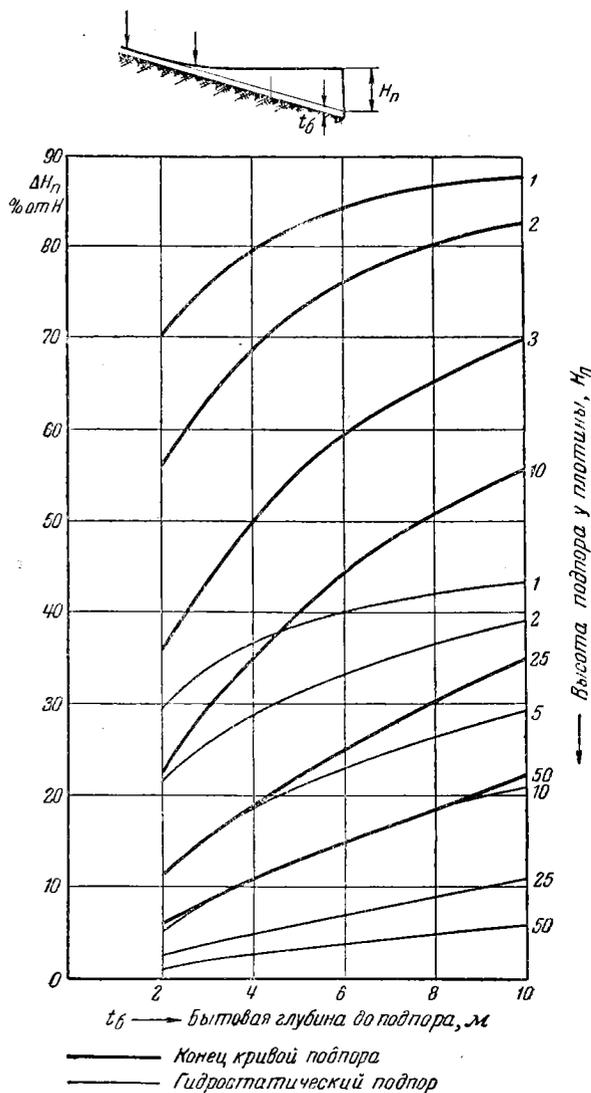
Фиг. 8-3. Потери на кривой подпора для плотиннодеривационной схемы.

и выражение (8-12) запишется

$$\eta_{np} = \frac{i_p L_p - (\Delta H_n + i_d L_d)}{i_p L_p} \quad (8-13)$$

Для определения величины $[\Delta H_n]$ необходимо рассчитать кривую подпора. Независимо от метода расчета она зависит от величин: t_6 — бытовая глубина до подпора, H_n — высота подпора у плотины.

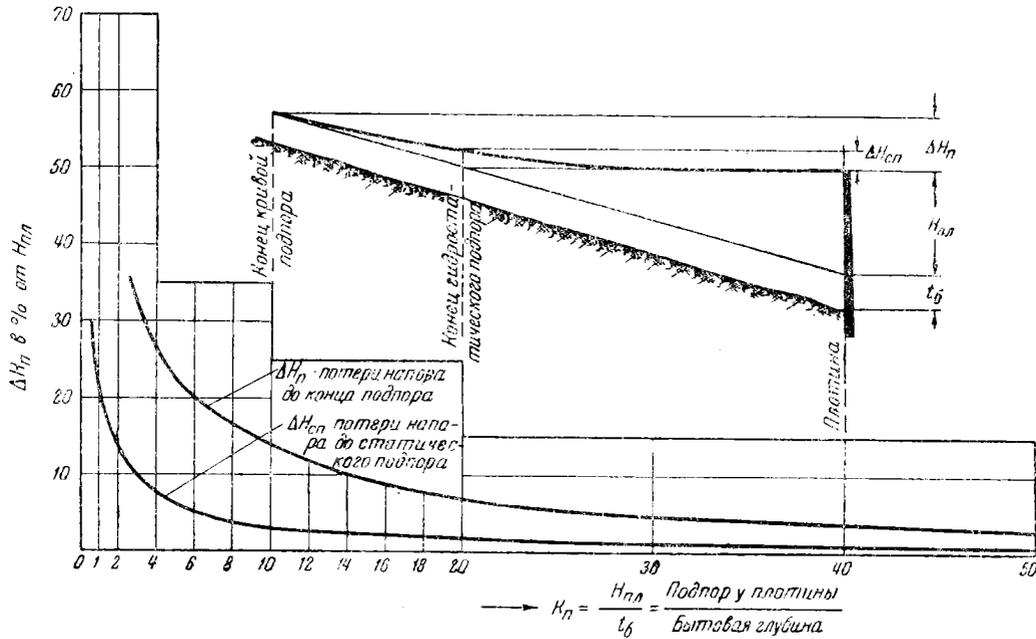
На фиг. 8-4 даны потери напора в процентах от величины подпора для различных значений t_6 и H_n , составленные на осно-



Фиг. 8-4. Величина потерь напора на кривой подпора

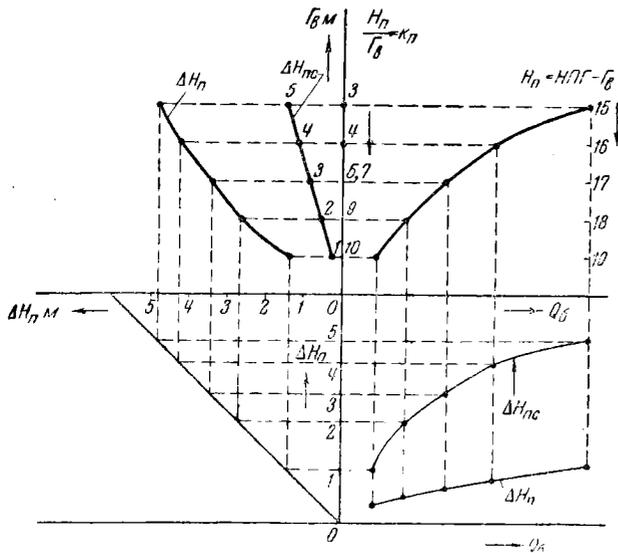
вании расчетов, проведенных И. Н. Мелик-Пашаевым. Из кривых потерь, построенных для конца подпорной кривой и точки гидростатического подпора, видно, что относительная потеря растет с ростом бытовых глубин — t_6 и уменьшением величины подпора — H_n . Дальнейшим обобщением является построение изменения величины относительных потерь — $\left(\frac{\Delta H_n}{H_n}\right)$ в зависимости от коэффициента подпора: $k_n = \frac{H_n}{t_6}$, что и сделано на фиг. 8-5.

Этот универсальный график позволяет строить зависимости $H_c = H_p - \Delta H_n = H(Q_6)$ или $\Delta H_n = H(Q_6)$, где Q_6 — бытовой расход в реке.



Фиг. 8-5. Определение относительных потерь напора на кривой подпора.

Для этого, как показано на фиг. 8-6, в правом верхнем квадранте строится кривая



Фиг. 8-6. Построение зависимости величины располагаемого напора от бытового расхода.

Принято НПГ = 2,0 м.
 ΔH_n — полные потери подпора,
 ΔH_{nc} — потери до гидростатического подпора

$\Delta H_n, м$	$\Delta H_{nc}, м$	$\Delta H_n, \%$	$\Delta H_{nc}, \%$
4,8	1,5	32,0	10,0
4,3	1,2	26,5	7,5
3,4	0,9	20,0	5,5
2,7	0,6	15,0	3,5
1,4	0,4	7,5	2,0

расходов для ВБ. Очевидно, $\Gamma_a = t_\delta$. Нетрудно для каждого значения t_δ при заданном НПГ = const определять выражения для

$$k_n = \frac{H_n}{t_\delta} = \frac{(НПГ) - \Gamma_a}{\Gamma_a}$$

каковые и нанести функциональной шкалой на ординате.

Пользуясь кривыми фиг. 8-5, легко определить значения ΔH_n и ΔH_{nc} (до гидростатического подпора) в процентах, а затем перевести в метры. Эти данные вписаны в вывод, помещенный в подписи фиг. 8-6. По вычисленным данным потерь можно их нанести в левом квадранте и затем, пользуясь линией обращения, перевести в зависимость от Q_δ . Из полученных кривых $\Delta H_n = f(Q_\delta)$ видно, что потери растут с ростом расходов.

Особое значение приобретают ΔH_n при ступенчатой схеме использования (каскад), что исследуется ниже.

8-3. КОЛЕБАНИЯ ГОРИЗОНТА ВЕРХНЕГО БЬЕФА

Факторы, влияющие на колебания горизонта верхнего бьефа (Γ_a), следующие: а) условия сброса воды, б) режим работы водохранилища. Рассмотрим каждый из них:

а) *Сброс воды.* Сброс воды может совершаться различными методами, которые удобно разделить на три группы.

1) Сброс, при котором Γ_g повышается.

К этой группе относятся пропуски воды через водосливную плотину без щитов на гребне. Общая расчетная формула в этом случае, как известно, будет:

$$Q = AV\sqrt{2g}H_0^{3/2}, \quad (8-14)$$

где A — коэффициент, определяемый по геометрическим и гидравлическим показателям водослива;

H_0 — полный напор на водосливе.

Очевидно кривая $\sqrt{2g}H_0^{3/2} = f(H_0)$, изображенная на фиг. 8-7, дает характер зависимости горизонта верхнего бьефа Γ_g от величины расхода.

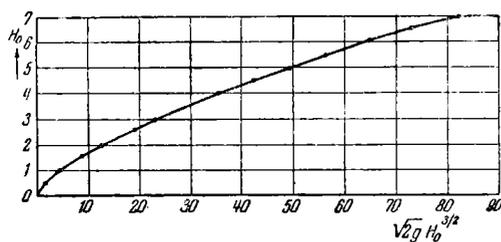
2) Сброс, при котором Γ_g понижается.

К такой группе могут быть отнесены сифонные водосбросы и шахтные водосбросы. Они действуют автоматически и вызывают снижение горизонта по закону: $AH^{0.5}$.

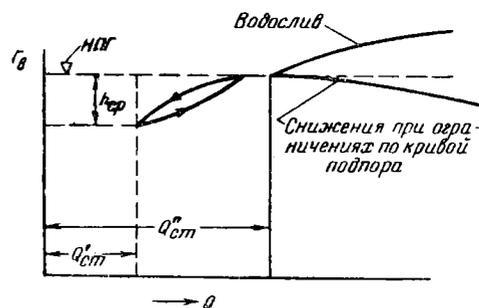
3) Сброс, при котором Γ_g не изменяется.

Постоянство Γ_g может быть обеспечено при наличии регулируемых щитов и затворов. Необходимо отметить, что сброс воды начинается, когда бытовой расход при наполненном водохранилище превышает пропускную способность ГЭС.

В связи с тем, что при повышении сбросовых расходов кривая подпора поднимается, а по условиям недопущения подтоплений и затоплений, а также требований водохозяйственных потребителей, заинтересованных в режиме верхнего бьефа, иногда приходится искусственно снижать Γ_g , что, конечно, приводит при сбросе к дополнительным потерям. Этот вопрос индивидуален для каждой ГЭС и подлежит учету при построении зависимости $\Gamma_g = \Gamma(Q)$.



Фиг. 8-7. Характер изменения Γ_g при пропуске сброса через водослив.



Фиг. 8-8. Колебания Γ_g при регулировании и пропуске паводка.

б) *Работа водохранилища.* В случае создания плотинной большой водохранилища сработка регулирующей части объема (регулирующей призмы) также вызывает снижение Γ_g . При дальнейшем анализе гидроэнергетических режимов дан метод расчета оптимальной сработки. В общем можно для предварительных расчетов принимать величину снижения Γ_g :

При годовом регулировании

$$\Delta H_{г.г.р} = \frac{1}{2} h \frac{W_n + W_c}{W_{гд}}, \quad (8-15)$$

где h — высота сливной призмы; W_n и W_c — стоки реки за время наполнения и сработки водохранилища; $W_{гд}$ — годовой сток реки.

При многолетнем регулировании

$$\Delta H_{г.м.р} = \frac{h}{3}. \quad (8-16)$$

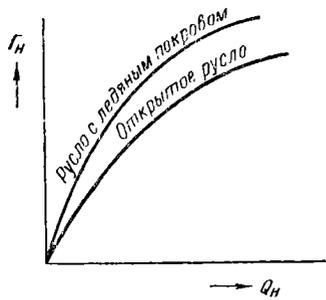
Выяснение связи Γ_g с расходом требует построения плана работы водохранилища. Удобно для обобщения можно принять изменение Γ_g при регулировании по схеме, представленной на фиг. 8-8. Из фигуры видно, что в период регулирования Γ_g изменяется по петлеобразной кривой, за пределами же пропускной способности — в зависимости от условий сброса.

8-4. КОЛЕБАНИЯ ГОРИЗОНТА НИЖНЕГО БЬЕФА

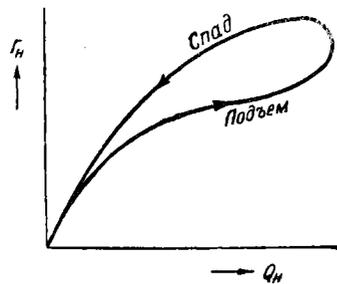
Рассмотрим факторы, определяющие эти колебания.

1) Колебания Γ_n , в зависимости от расхода в Γ_n , выражаются известной кривой расходов:

$$\Gamma_n = \Gamma(Q_n).$$



Фиг. 8-9. Кривые расходов.



Фиг. 8-10. Петлеобразная кривая расходов.

Обычно зависимость эта дается в виде $Q = Q(\Gamma_n)$. Для устойчивой кривой возможно подобрать уравнение параболической или степенной формы. На фиг. 8-9 приведена такая кривая расхода.

Особое значение имеет учет уклонов. Скорости и расходы на подъеме больше, чем на спаде. Это приводит к тому, что кривая расхода состоит из двух ветвей (петлевая кривая), причем для больших и средних рек ветвь подъема идет правее, чем ветвь спада (фиг. 8-10). В отдельных случаях разность между расходами на подъеме и на спаде может достигать 20—25% и выше. Изложенное говорит о необходимости при определении напора и наличии больших петель учитывать обе ветви кривой расхода.

Явление неустановившегося режима, вызванное изменением расхода, поступающего в *НБ*, также приводит к петлеобразным кривым. Важно отметить, что при этом сначала наступает значение максимума для скорости течения, затем для расхода $Q''_н$ и наконец, для горизонта $\Gamma''_н$.

2) Зимние условия.

Кривая *НБ* для русла, закрытого ледяным покровом, проходит выше летней кривой

(фиг. 8-9). Наличие льда влечет за собой уменьшение площади живого сечения, изменение общей шероховатости русла и уклонов.

Горизонт воды в русле зимой выше, чем при том же расходе летом

$$\Gamma_{н.з} = \Gamma_{н.л} + \Delta\Gamma_{н.з}. \quad (8-17)$$

Для перехода от летнего расхода к зимнему используют коэффициент (фиг. 8-11), выражающий для одного и того же горизонта отношение зимнего расхода к летнему

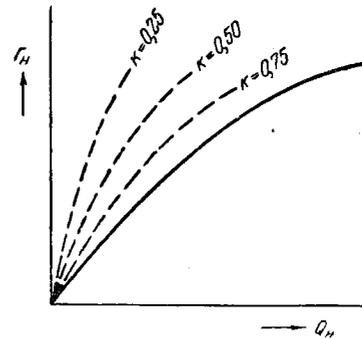
$$k = \frac{Q_з}{Q_л}, \quad (8-18)$$

откуда

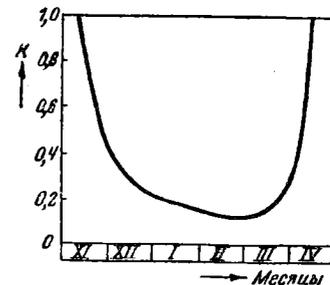
$$Q_з = k \cdot Q_л. \quad (8-19)$$

В гидрологии теоретически выведена зависимость k от:

- 1) геометрии сечения, 2) толщины ледяного покрова, 3) коэффициентов шероховатости для зимы и лета, 4) уклонов для зимы и лета. Также влияют: 5) размер водосборного бассейна, 6) скорость течения реки, 7) характер питания реки и 8) условия



Фиг. 8-11. Зимние кривые расхода.



Фиг. 8-12. Изменение коэф-

фициента $k = \frac{Q_з}{Q_л}$ на реке

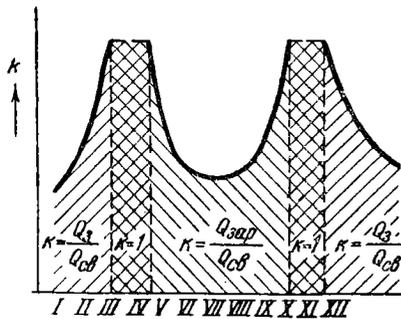
М. Кинель в створе Полудни.

льдообразования. Величина k меняется в течение зимнего периода. На фиг. 8-12 показан характер изменений k для одной из рек. Для больших рек k изменяется в пределах от 0,40 до 0,70, для малых рек величина k обычно меньше. Для ледохода $k=0,8... 0,9$.

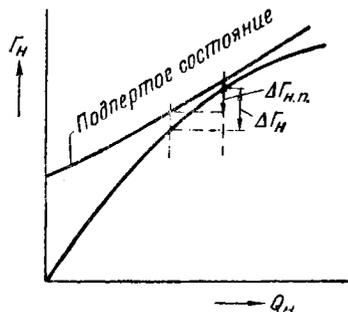
Б. В. Поляков обращает внимание на то, что поскольку явление летнего зарастания русел имеет большое распространение, то для широкой центральной зоны Европейской территории Союза „нормальные“ кривые расхода могут использоваться для весьма короткого периода, как это показано на фиг. 8-13.

Необходимо также особо остановиться на ледовом режиме в *НБ*. В *НБ* образуется полынья особенно большая при проведении суточного регулирования с резкими колебаниями горизонтов. Исследования Гирилловича показали, что полынья образуется при устойчивом состоянии отрицательных температур и сохраняется в течение всей зимы. Площадь полыньи зависит от хода отрицательных температур воздуха.

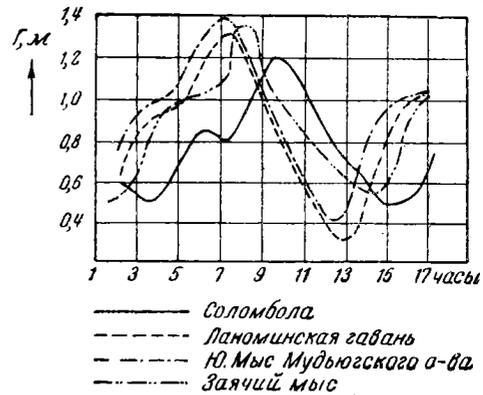
3) Влияние подпора резко сказывается на характере кривой *НБ*. На фиг. 8-14 показано, что горизонты при подпоре выше для тех же расходов, чем при отсутствии под-



Фиг. 8-13. Схема изменения коэффициента k в течение года (по Б. В. Полякову).



Фиг. 8-14. Кривая расхода при подпоре.



Фиг. 8-15. Кривые хода уровня 24 августа 1915 г. в четырех пунктах дельты Сев. Двины (В. Е. Ляхницкий).

пора. Вместе с тем градиент изменения горизонтов меньше

$$\Delta G_{н.л} < \Delta G_n$$

Особенное значение имеют эти условия при каскадной схеме, когда каждая нижняя установка подпирает верхнюю.

4) Для рек, впадающих в моря с резко выраженными приливо-отливными явлениями, необходимо учитывать их влияние на уровень нижнего бьефа. Приливная волна, входя в реку, распространяется по ней на очень большие расстояния. На наших северных реках приливы чувствуются на Северной Двине в 120 км от устья, на Индиге в 46 км, на Печоре в 85 км, а на Хатанге в 500 км от устья залива. Главными факторами, обуславливающими особенности приливных явлений на реках, являются их мелководье, уклон дна, наличие постоянного речного стока и большая разность плотностей морской и пресной воды.

Н. Н. Зубов дает формулы для вычисления скорости приливных течений. Для приливного течения (вверх по реке)

$$v_+ = \frac{A}{2} \sqrt{\frac{g}{t + \frac{A}{2}}} - v \text{ м/сек.}$$

Для отливного течения (вниз по реке)

$$v_- = \frac{A}{2} \sqrt{\frac{g}{t - \frac{A}{2}}} + v \text{ м/сек,}$$

где A — амплитуда волны в м;
 t — средняя глубина реки в м;
 v — скорость речного течения в м/сек.

Каждая река имеет свои особенности в отношении влияния приливов. На фиг. 8-15 показаны кривые одновременного хода уровня в четырех пунктах дельты Северной Двины, по В. Е. Ляхницкому.

Посты расположены последовательно на реке, и кривые уровня также нарастают последовательно в приливной части одна над другой, в отливной же части наоборот и пересекаются друг с другом около своих вершин. В точках пересечения двух смежных кривых происходит перемена уклона уровня воды от моря к берегу и наоборот. Самый низкий уровень в верхних частях реки приходится на квадратуру (положение, когда солнце и луна с разных сторон земли), в то время как в море и в устьях рек самые низкие уровни бывают в сизигий (положение, когда солнце и луна находятся на одной прямой).

Во время половодья влияние приливных явлений резко снижается. Очевидно, это связано с тем, что энергия приливной волны расходуется на большую массу воды.

8-5. ПОТЕРИ НАПОРА В ВОДОПОДВОДЯЩИХ СООРУЖЕНИЯХ

Было показано, что потери напора в водоподводящих сооружениях делятся на три группы:

$$\Delta H_{ac} = \Delta H_{d.n} + \Delta H_{d.o} + \Delta H_{d.n}, \quad (8-20)$$

где *d. n* — деривация подводящая;
d. o — деривация отводящая;
d. n — деривация напорная.

В табл. 8-1 сведены характеристики видов потерь в сооружениях ГЭС, из них следует, что каждая из приведенных групп состоит из потерь на трение по длине и местных потерь. Для построения характеристик потерь можно воспользоваться известными формулами гидравлики. Потери на трение удобно представить в виде:

$$\Delta H_{mp} = \left[\frac{L}{\omega^2 C^2 R} \right] Q^2 = A_{mp} Q^2, \quad (8-21)$$

Таблица 8-1

Виды потерь напора по сооружениям и оборудованию ГЭС

Характер потерь Место потерь	Изменение уровней	Потери напора					Потери с энергией отведенной воды
		Местные потери				Потери на трение по длине	
		на вход	на проход через ре- шетку	на пово- роты	на измене- ние сече- ния		
Водохранилище	пр						
Плотина	пр. с						
Водоприемник	с	+	+	+	+	+	
Отстойник		+	+		+		
Деривация		+		+	+	+	
Напорный бассейн	с	+	+		+		
Уравнительная башня	с	+		+	+		
Напорный трубопровод		+		+	+	+	
Турбинный затвор		+			+		
Турбина (ΔH_m)		+		+	+	+	
Отводящая деривация	с	+		+	+		+

Примечание: пр — проектные,
 с — системные,
 + — стационарные.

где L — длина участка водовода;
 ω — живое сечение водовода;
 R — гидравлический радиус сечения водовода;
 C — коэффициент Шези;
 A_{mp} — коэффициент в общей квадратичной формуле потерь.

Для определения коэффициента C удобно пользоваться формулой акад. Н. Н. Павловского

$$C = \frac{1}{n} R^y,$$

где n — коэффициент шероховатости;
 y — показатель степени; может быть принят $y=f(n)$ по Павловскому ($y=1,5\sqrt{n}$ при $R < 1$ м и $y=1,3\sqrt{n}$ при $R > 1$ м или же постоянное значение

$$y = 0,16 - 0,20).$$

Для напорной деривации:

$$\omega = \frac{\pi d^2}{4};$$

$$R = \frac{d}{4};$$

$$C = \frac{1}{n} R^y = \frac{1}{n} \left(\frac{d}{4}\right)^y;$$

$$A_{mp} = \left[\frac{4^3 + 2y}{\pi^3} \right] \frac{n^2 L}{d^{5+2y}}. \quad (8-22)$$

Если принять $y = 0,17$, то

$$A_{mp} = \left[\frac{4^{3,34}}{\pi^2} \right] \frac{n^2 L}{d^{5,34}}. \quad (8-23)$$

В случае безнапорной деривации для удобного выражения площади живого сечения ω через гидравлический радиус R удобно пользоваться так называемым коэффициентом формы, предложенным М. А. Мостковым

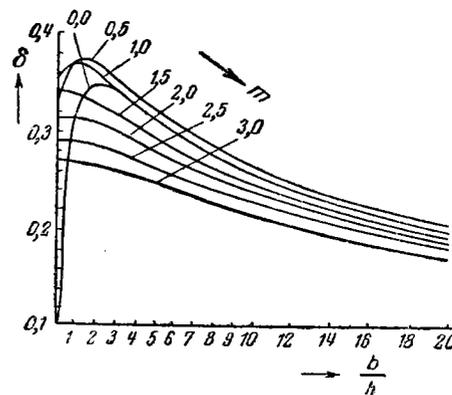
$$\delta = \frac{R}{\sqrt{\omega}}, \quad (8-24)$$

т. е. принимается зависимость

$$R = \delta \sqrt{\omega}. \quad (8-25)$$

Для трапециoidalного сечения можно получить выражение коэффициента формы в виде:

$$\delta = \frac{\sqrt{\frac{b}{h} + m}}{\frac{b}{h} + 2\sqrt{1+m}} \quad (8-26)$$



Фиг. 8-16. Зависимость коэффициента формы δ трапециoidalного сечения от $\frac{b}{h}$ и m .

Здесь b — ширина канала по дну;
 h — глубина воды в канале;
 m — откос для трапециoidalного сечения.

На фиг. 8-16 дается графическое представление зависимости $\delta = f\left(\frac{b}{h}, m\right)$. Окончательно можно записать:

$$A_{mp} = \frac{n^2 \cdot L}{\delta^{1+2y} \cdot \omega^{2,5+y}} \quad (8-27)$$

при $y = 0,17$;

$$A_{mp} = \frac{n^2 L}{\delta^{1,34} \cdot \omega^{2,67}}. \quad (8-28)$$

В этих формулах особое внимание надлежит уделить выбору величины коэффициента шероховатости n . Опыт эксплуатации гидротехнических сооружений многократно показывает, что по ряду причин (недостаточно тщательная обработка поверхности бетонных, железобетонных и каменных облицовок, явление биокоррозии и обычной коррозии и т. д.) коэффициенты n значительно выше в действительности, чем те значения, которые даются в соответствующих справочных таблицах.

Насколько это сказывается в расчете потерь, видно хотя бы из такого расчета. Для металлических трубопроводов предельно дается $n = 0,013$, фактически же значение n в особо неблагоприятных случаях может дойти до $n = 0,020$. Можно подсчитать увеличение постоянной A_{mp} формулы потерь на трение для различных значений n :

n	0,013	0,014	0,016	0,018	0,020
A_{mp} в %	100	117	152	196	237

Очевидно, если гидроэнергетическая система водоподводящих сооружений состоит из участков с различными характеристиками, определяется коэффициент потерь для всей системы:

$$A_{mp.c} = A_{mp.1} + A_{mp.2} + \dots + A_{mp.k} \quad (8-29)$$

Подсчет потерь напора в местных сопротивлениях можно производить по формуле

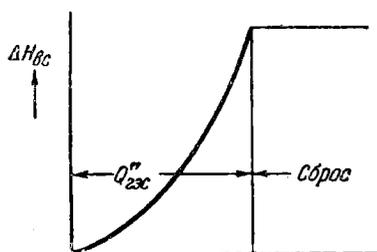
$$\Delta H_{m.c} = \sum \frac{v^2}{2g} = \left[\sum \frac{1}{2g\omega^2} \right] Q^2 = A_{m.c} Q^2,$$

где

$$A_{m.c} = \sum \frac{1}{2g\omega^2}. \quad (8-31)$$

Здесь \sum — суммарный коэффициент потерь напора в местных сопротивлениях.

При значительных длинах деривации этот вид потерь составляет незначительную долю от суммарных потерь и обычно учитывается увеличением на 5—10% величины потерь напора на трение. Необходимо обратить внимание на необходимость подробного расчета потерь для поворотов, сужений и прочих сопротивлений в напорных трубопроводах, которые при неудачной конструкции могут оказать существенное влияние на снижение напора. Также необходимо тщательно подсчитывать потери напора в местных сопротивлениях для средне-напорных и для низконапорных ГЭС с большим расчетным расходом. Несмотря на весьма малую абсолютную величину потерь, их энергетическое и экономическое значение из-за большого расхода весьма велико. Так, на Днепро-вской ГЭС один миллиметр напора дает за год 50 000 квтч электроэнергии, что эквивалентно ежегодной экономии в издержках на тепловых электростанциях в 5 000 рублей. Подобный подсчет для Щербаковской ГЭС дает соответственно величины



Фиг. 8-17. Потери в водоподводящих сооружениях.

в 80 000 квтч и 8 000 руб. Отсюда следует необходимость в таких установках очень тщательно проектировать водоподводящий тракт, добиваясь максимально возможного снижения потерь напора.

Полные потери напора в водоподводящих сооружениях можно свести к удобной квадратичной параболической зависимости

$$\Delta H_{в.с} = \Delta H_{m.p} + \Delta H_{m.c} = A_{mp} Q^2 + A_{m.c} Q^2 = A Q^2, \quad (8-38)$$

которая графически представлена на фиг. 8-17.

При построении характеристики потерь для напорного трубопровода необходимо учитывать разделение напорного трубопровода на несколько z — ниток. В этом случае примем следующие обозначения:

Q'' — максимальный расход одного трубопровода;

$\frac{Q}{Q''} = \alpha$ — относительная нагрузка трубопровода.

Соответственно выражения для потерь напора будут:

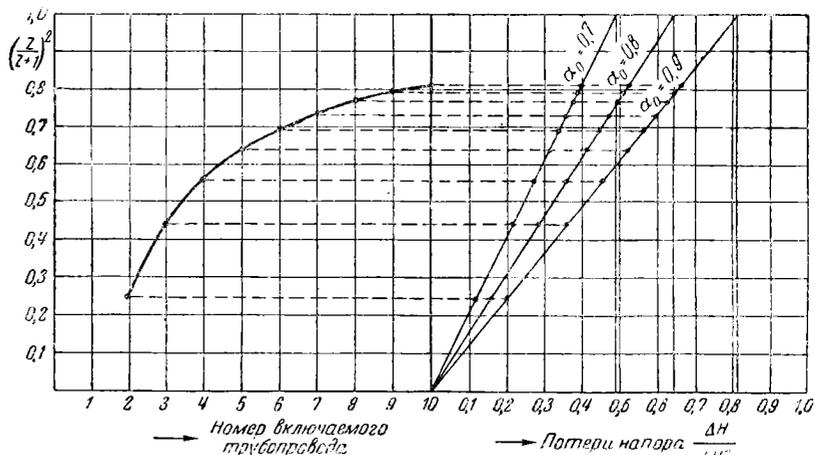
для максимального расхода (Q''):

$$\Delta H'' = A(Q'')^2,$$

для текущего расхода ($\alpha Q''$):

$$\Delta H = A(\alpha Q'')^2 = \alpha^2 A(Q'')^2 = \alpha^2 \Delta H''. \quad (8-33)$$

Включение очередного $z+1$ -го трубопровода приводит к снижению потерь напора ввиду перераспределения нагрузки — расхода между $z+1$ агрегатами. Если включать каждый следующий агрегат, когда нагрузка на z



Фиг. 8-18. Определение потерь напора при включении следующего напорного трубопровода.

агрегатов достигнет $\alpha_0 z$, то потери напора составят в этот момент вместо $\alpha_0^2 \cdot \Delta H''$ лишь:

$$\left[\frac{z}{z+1} \cdot \alpha_0 \right]^2 \Delta H'' \text{ или } \left[\frac{z}{z+1} \right]^2 \left[\alpha_0^2 \Delta H'' \right]. \quad (8-34)$$

Величину $\left[\frac{z}{z+1} \right]^2$ полезно исследовать. Величина потерь составляет при переходе к следующему числу агрегатов согласно табл. 8-2:

Таблица 8-2

Переход к (z+1)	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\left(\frac{z}{z+1} \right)^2$	0,25	0,445	0,56	0,64	0,69	0,735	0,77	0,79	0,81

Эта зависимость нанесена на фиг. 8-18 и дает возможность строить кривую потерь напора для любого условия распределения нагрузки между трубопроводами.

Так, если учитывать, что агрегаты имеют наиболее высокое к. п. д. $\alpha_0 = 0,8$ и после достижения расхода $Q = 0,8 Q''$ включается (z+1) следующий трубопровод, можно получить, что при переходе от работы одним трубопроводом к двум потерям будет снижена с $0,64 \cdot \Delta H''$ до $0,25 (0,64 \times \Delta H'') = 0,16 \Delta H''$. При переходе от второго к третьему агрегату будем иметь: $0,445 (0,64 \times \Delta H'') = 0,29 \Delta H''$. Получаемая при этом пилообразная характеристика потерь представлена на фиг. 8-19.

Кривая $\left(\frac{z}{z+1} \right)^2$ может быть непосредственно использована для таких пересчетов. Для этого в правом квадранте наносят прямую, соответствующую умножению на α_0^2 , и по абсциссе получают отсчет величины ΔH в момент включения следующего трубопровода в долях от $\Delta H''$. На фиг. 8-18 нанесены лучи для значений $\alpha_0 = 0,9; 0,8$ и $0,7$.

8-6. НАПОРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЭС

На основе рассмотренных составляющих баланса напоров можно построить так называемую напорную характеристику ГЭС, т. е. зависимость $H_m = H(Q)$. Таким об-

разом, напорная характеристика представляется в гидроэнергетическом поле (H, Q) и широко используется в расчетах.

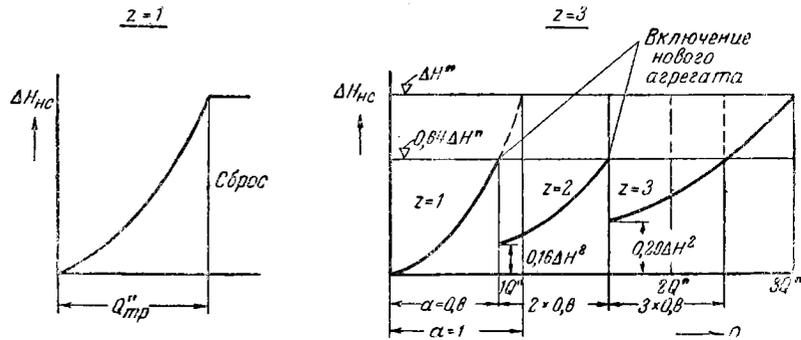
Для ее построения можно выражение для H_m представить в виде:

$$H_m = \Gamma_a - \Gamma_n - \Delta H_{a.c}. \quad (8-35)$$

где $\Delta H_{a.c}$ — потери напора в водоподводящих сооружениях.

Это выражение показывает, что для получения величины H_m достаточно построить характеристики $ВБ, НБ$ и потерь в водоподводящих сооружениях и графически их связать по уравнению (8-13).

Для составляющих потерь напора — Γ_a и Γ_n , как было показано, имеется несколько типов характеристик. Поэтому целесообразно рассмо-

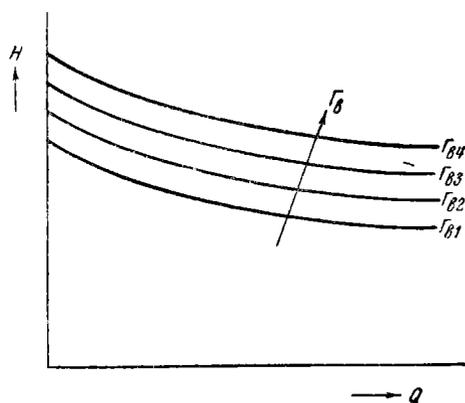


Фиг. 8-19. Потери напора в трехниточном напорном трубопроводе.

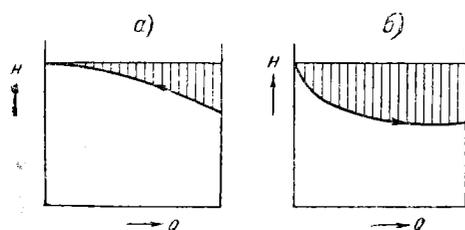
треть их сочетания, поскольку для некоторых типов ГЭС отдельные составляющие уравнения могут быть приняты постоянными. Так, для приплотинных установок при отсутствии регулирования можно практически считать $\Gamma_a = \text{const}$. Также возможно для подобных установок принимать ввиду малости $\Delta H_{a.c} = \text{const}$ и т. д.

Далее, учитывая большие отличия между кривыми $ВБ$, при регулировании целесообразно принимать $\Gamma_a = \text{const}$ и строить серию напорных характеристик, отмечая их значениями Γ_a (фиг. 8-20).

Для учета петлевых кривых Γ_n , придется принимать постоянную зависимость, либо строить две напорные кривые (фиг. 8-21). Напорные характеристики должны также отдельно строиться для летних и зимних кривых $НБ$. На фиг. 8-22 показаны такие характеристики.



Фиг. 8-20. Напорная характеристика ГЭС с изолиниями $\Gamma_{в}$.



Фиг. 8-21. Напорная характеристика петельной кривой расходов H_B .

a — период спада расходов; *б* — период повышения расходов.



Фиг. 8-22. Изменение напорной характеристики при переходе на зимнюю кривую расходов H_B .

Учитывая все это, можно рассмотреть возможные сочетания характеристик $\Gamma_{в}$, $\Gamma_{н}$ и $\Delta H_{в.с}$ и получить 12 типов напорных характеристик ГЭС. На фиг. 8-23 дана такая сводка. В пояснениях указано, для какого типа ГЭС обычна та или иная напорная характеристика. На напорных характеристиках вертикально заштрихованы потери напора.

Приведенные типы характеристик позволяют сделать следующие обобщения. В большинстве характеристик имеется при Q'' пере-

лом, связанный с изменением характеристики $\Gamma_{в}$ или $\Delta H_{в.с}$ с этого момента. Характеристики, учитывающие $\Gamma_{н}$, обязательно вогнутые по отношению к оси расходов (фиг. 8-24, *a*). Учет $\Delta H_{в.с}$ увеличивает вогнутость кривой напоров. $\Gamma_{в}$ влияет после максимального расхода, создавая перелом и увеличивая или уменьшая вогнутость. Выпуклые кривые относятся к случаю, когда учитывается лишь влияние $\Delta H_{в.с}$. После перелома влияет $\Gamma_{в}$, который либо дает снова вогнутую кривую, либо выпуклую (фиг. 8-24, *б*).

8-7. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ БАЛАНС НАПОРОВ ГЭС

Рассмотренный баланс напоров можно представить в виде балансовой диаграммы (фиг. 8-25), на которой все потери напора разделены на три группы:

1. $\Delta H_{пр}$ — проектные потери — обусловленные выбором отметки НППГ — сюда относятся только потери $\Delta H_{н}$.
2. $\Delta H_{с}$ — системные потери — потери, связанные с режимом работы ГЭС и зависящие от условий использования ее в ЭЭС. К ним относятся потери $\Delta H_{в}$ и $\Delta H_{н}$.
3. $\Delta H_{ст}$ — стационарные потери — потери в сооружениях и оборудовании ГЭС. Потери $\Delta H_{в.с}$ и $\Delta H_{т}$ могут быть на основании опытных исследований нормированы. Расхождение фактических потерь и норм будет характеризовать качество эксплуатации ГЭС персоналом, ее обслуживающим.

На основании принятой классификации источников потерь напора возможно получение трех коэффициентов использования:

Коэффициент использования проектный

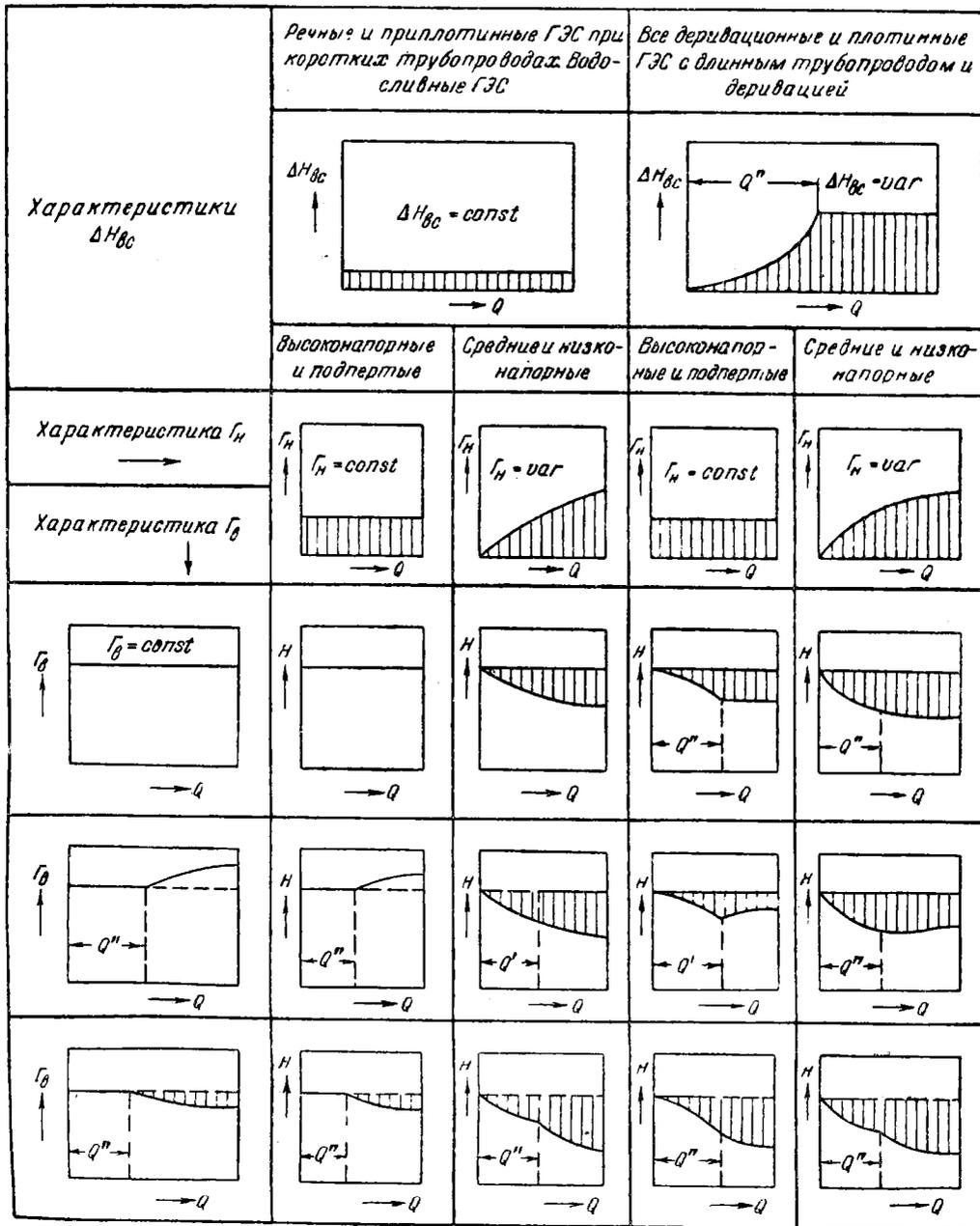
$$\eta_{пр} = \frac{H_{пр}}{H_p} = \frac{H_p - \Delta H_{пр}}{H_p}. \quad (8-36)$$

Коэффициент использования системный

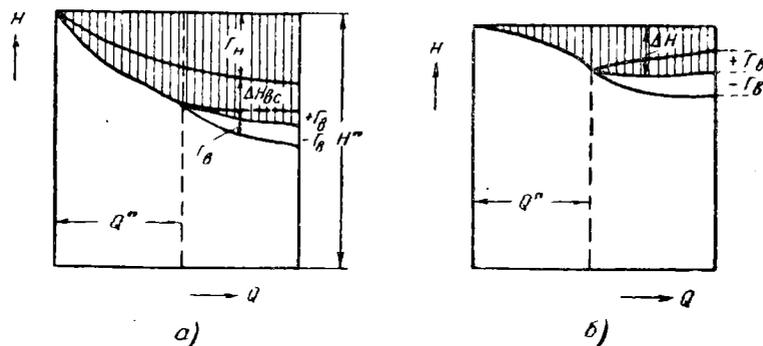
$$\eta_{с} = \frac{H_{с}}{H_{пр}} = \frac{H_{пр} - \Delta H_{с}}{H_{пр}}. \quad (8-37)$$

Коэффициент использования стационарный

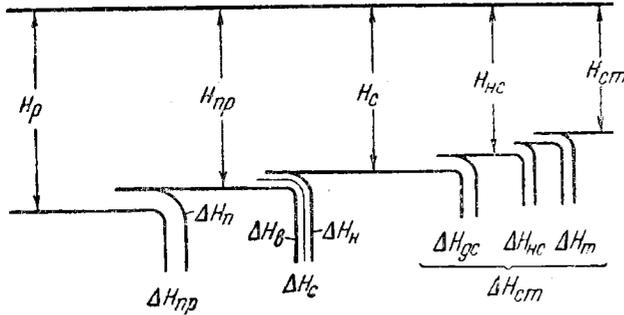
$$\eta_{ст} = \frac{H_{ст}}{H_{с}} = \frac{H_{с} - \Delta H_{ст}}{H_{с}}. \quad (8-38)$$



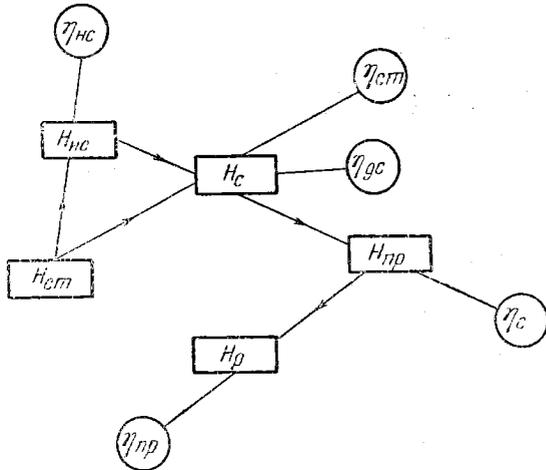
Фиг. 8-23. Типы напорных характеристик.



Фиг. 8-24. Типизация напорных характеристик.
 а — вогнутые без перелома (Γ_H или $\Gamma_H + \Delta H_{вс}$); с переломом ($\Gamma_H \pm \Gamma_B$) и ($\Gamma_H + \Delta H_{вс} \pm \Gamma_B$); б — выпуклые с переломом.



Фиг. 8-25. Эксплуатационный баланс напоров.



Фиг. 8-26. Мнемоническая схема построения эксплуатационных показателей баланса напоров.

Возможно построение еще частных коэффициентов использования:

Коэффициент использования деривационных сооружений

$$\eta_{d.c} = \frac{H_c - \Delta H_{d.c}}{H_c} \quad (8-39)$$

Коэффициент использования напорных сооружений

$$\eta_{n.c} = \frac{H_c - \Delta H_{n.c}}{H_c} \quad (8-40)$$

На фиг. 8-26 приведена мнемоническая схема построения всех коэффициентов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одним из важнейших уравнений гидроэнергетики является выражение для баланса напоров. Пять характерных напоров: реки H_p , проектный H_{np} , системный H_c , напорных сооружений H_{nc} и стационарный H_{cm} связаны с пятью видами соответствующих потерь напора: на подпоре ΔH_n , в верхнем ΔH_v и нижнем H_n бьефах и в сооружениях деривационных $\Delta H_{d.c}$ напорных $\Delta H_{n.c}$ и в турбине ΔH_m .

Из этих потерь ΔH_n определяется исключительно природными условиями; ΔH_v и ΔH_n — частично природными условиями, а потери $\Delta H_{d.c}$, $\Delta H_{n.c}$ и ΔH_m (турбин) — целиком параметрами сооружений и оборудования и режимом их использования. Потери на подпоре позволяют определить показатель использования падения реки. Детальный анализ всех факторов, определяющих характер и размер потерь напора, позволяет производить расчеты всех составляющих потерь.

Пользуясь преобразованным уравнением баланса напоров, можно графически построить зависимости для Γ_v , Γ_n и $\Delta H_{v.c}$ и получить напорную характеристику ГЭС в гидроэнергетическом поле (H_m , Q), которое широко используется для режимных расчетов. Анализ 12 типов напорных характеристик позволяет их обобщить в два вида: выпуклые и вогнутые. Большое применение имеют эксплуатационные коэффициенты баланса напоров.

Литература

- 8-1. Т. Л. Золотарев, Планирование эксплуатации гидроэлектрических станций, „Гидротехническое строительство“, 1941, № 2.
- 8-2. И. Н. Мелик-Пашаев, Использование напора при подпорных установках, ОНТИ, Л.—М., 1935.
- 8-3. М. А. Москов, Основы расчета гидросиловых установок, ч. I, Тифлис, 1934 (литографировано).
- 8-4. Б. В. Поляко, Гидрологический анализ и расчеты. Гидрометеиздат, 1946.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

9-1. ВИДЫ ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ
В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

Особенности гидроэлектростроительства: большие начальные капиталовложения и последующие незначительные издержки производства определили необходимость проведения энергoэкономических расчетов, позволяющих определить экономически оптимальные параметры на всех стадиях проектирования. Двойные связи ГЭС с народным хозяйством усложняют эти расчеты. Ни один из расчетов для определения параметров или режимов ГЭС в гидроэнергетике, в силу ее особенностей, не может не иметь экономического критерия. В силу этого необходимо иметь единый подход ко всем подобным расчетам, для чего следует разобрать методы построения экономических показателей и принципы энергoэкономических расчетов. Энергoэкономические расчеты в гидроэнергетике необходимо делить на четыре группы.

1) *Выбор энергетического ресурса.* Этот вид расчетов является наиболее сложным и по существу сводится к обоснованию энергетической базы. Необходимо обратить внимание на то, что в этой группе вопросов роль расчетов подчиненная, поскольку определяющим должен быть экономический анализ. Вопросы этой стадии расчетов изучаются экономикой энергетике. Все же здесь следует отметить ряд общих положений.

Выбор объекта гидроэлектростроительства требует учета многих факторов народнохозяйственного значения. Можно указать на следующие:

- а) размещение сырьевых ресурсов и промышленных предприятий,
- б) топливный баланс района,
- в) загрузка железнодорожного транспорта,
- г) дефицитность строительных материалов,
- д) перспективы водного хозяйства,
- е) допустимость затоплений и подтоплений,
- ж) стратегические и оборонные соображения и т. д.

При этом необходимо учесть все преимущества ГЭС, в частности: возобновляемость гидравлической энергии; отсутствие затрат на добычу топлива; освобождение транспорта от перевозок топлива; сокращение количества рабочей силы при эксплуатации; значительную экономию в издержках производства; ком-

плексное решение водохозяйственных задач и пр.

При выборе источников энергоснабжения решающее значение имеет решение задач экономической политики нашего государства.

Сооружение ГЭС является весьма важным районообразующим фактором. Богатый опыт социалистического гидроэлектростроительства показывает это с большой убедительностью. Можно указать на ряд путей подобного влияния:

а) ГЭС как база электроемких производств — примерами могут служить: Волховская ГЭС, Чирчикские ГЭС.

б) ГЭС как пионерная энергетическая база нового промышленного района.

в) ГЭС как центр сложного промышленного комбината — Днепроvская ГЭС.

г) ГЭС как системообразующая. Мощные волжские ГЭС станут центром объединения грандиозных ЭЭС центра, Урала, Поволжья и Юга.

д) ГЭС как экономическая и техническая основа решения сложного водохозяйственного комплекса — Мингечаурская ГЭС, Волжские ГЭС.

е) ГЭС как основная энергетическая база района: Севано-Зангинский каскад в Армении, ГЭС в Карелии, ГЭС в районах Средней Азии.

При выборе между ГЭС и ТЭС необходимо иметь ввиду особенности гидротехнического строительства, изменяющего в корне природные условия.

Гидротехнические сооружения, выполненные из земли или камня, имеют большие сроки физической службы, практически приближающиеся к вековым срокам, поскольку со временем существенным физическим разрушениям, кроме катастроф, они не подвергаются.

Гидротехнические сооружения отличаются незначительным моральным устарением, так как выполнение их основных функций (подпор, регулирование, отвод воды и пр.) практически не зависит от способа и типа сооружений.

Гидротехнические сооружения ГЭС могут быть использованы для разнообразных целей водохозяйственного комплекса.

Труд, заложенный в гидротехническое строительство, выпадает из процесса воспроизводства, ибо он овеществлен на длительный срок. Таким образом, гидротехнические соору-

жения выступают аналогично естественной производительной силе, как новый природный ресурс. Отличие их от естественных условий производства в том, что они сами являются результатами затрат общественного труда.

Эффективность гидротехнического строительства проявляется в разрешении противоречий между развитием производительных сил и естественным состоянием водных ресурсов и в уменьшении суммарных народнохозяйственных затрат.

Многие факторы, определяющие выбор энергоисточника, не могут быть выражены в расчетных схемах. Поэтому в этой группе расчетов энергоэкономические расчеты имеют вспомогательное значение, и решающее слово принадлежит развернутому экономическому анализу.

2) Выбор схемы получения гидроэнергии.

Эта группа расчетов предшествует предыдущей, ибо для сравнения ГЭС и ТЭС необходимо уже иметь представление о схеме получения гидроэнергии. Вместе с тем полную ясность в этом вопросе можно получить, если вопрос о сооружении ГЭС в принципе решен. Вопрос о выборе схемы получения гидроэнергии требует рассмотрения схемы использования водотока в целом и является сложной задачей, требующей многовариантного анализа. В главе десятой освещаются основные положения подхода к решению этого вопроса.

3) *Выбор параметров ГЭС.* Если схема получения гидроэнергии выбрана, то ставится вопрос об установлении параметров ГЭС. И в этом случае расчет ведется методом последовательного приближения, ибо для выбора схемы получения гидроэнергии необходимо задаться параметрами ГЭС.

Если схема получения гидроэнергии установлена, то определяющими параметрами ГЭС являются:

а) *НПГ* — нормальный подпертый горизонт, определяющий собой расчетный напор установки и возможности регулирования.

б) Установленная мощность агрегатов — $N_{ус}$, определяющая собой при известных значениях расчетного напора и к. п. д. установки расчетный расход установки.

Выбор этих основных параметров связан с многочисленными факторами, обусловленными энергетическим и водным хозяйством. В последующем анализе рассматриваются эти факторы и рекомендуются методы их учета в расчетах.

4) *Выбор параметров сооружений и оборудования ГЭС.* Эта группа расчетов, с одной

стороны, является завершающей, с другой стороны, в общей характеристике должна войти даже в первую группу, обосновывающую выбор гидроэнергетической базы. Под параметрами сооружений и оборудования понимается при заданном типе или конструкции определяющая их размеры и характеристики величина. Например: при выбранной конструкции водоприемника его пропускная способность — Q , диктующая его размеры; при заданных напоре и типе напорного трубопровода его диаметр — D и т. п.

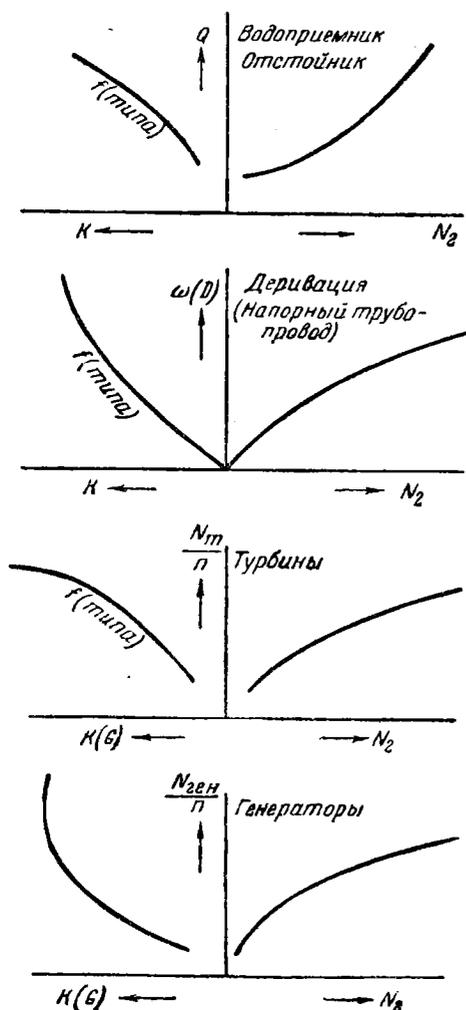
Методика этих расчетов зависит от того, связан ли данный параметр с величиной выработки или нет. В первом случае расчет ведется по общей схеме энергоэкономических расчетов (9-5), во втором случае определяющими будут показатели капиталовложений.

Таблица 9-1

Классификация сооружений и оборудования ГЭС по условиям влияния их параметров на энергетические показатели ГЭС (выбрана схема получения гидроэнергии и приняты значения $НПГ$ и $N_{ус}$, что определило собой $H_{см}$ и $Q_{см}$).

Сооружение или оборудование	Определяемые параметры сооружений или оборудования	Наличие влияния на энергетические показатели ГЭС	
		на выработку	на режим
Плотина	Размеры (сечение профиля) Способ пропуска воды	—	—
Водозабор	Расчетный расход водозабора Условия водозабора	+	+
Отстойник	Расчетный расход отстойника	+	—
Деривация	Размеры (живое сечение, диаметр) при выбранном типе Трассировка (длина деривации)	+	+
Напорный бассейн	Размеры	—	+
Уравнительная башня	Размеры (площадь сечения, предельные колебания уровней)	—	+
Напорный трубопровод	Размеры (диаметр и длина)	+	+
Машинное здание	Размеры блока	—	—
Турбины	Число и типоразмеры	+	+
Генераторы	Число и типоразмеры	+	+
Коммутация	Схема	+	+
Автоматизация	Степень и схема автоматизации	+	+

В табл. 9-1 дана классификация сооружений и оборудования ГЭС по условиям влияния



Фиг. 9-1. Типовые энергоэкономические характеристики для сооружений и оборудования ГЭС.

их параметров на энергетические показатели ГЭС, т. е. на величину выработки и режим работы. Влияние плотины в части ее высоты исключено, поскольку оно является определяющим для третьей группы расчетов при выборе НПГ и мощности ГЭС. На фиг. 9-1 приведены схематизированные типовые энергоэкономические характеристики сооружений и оборудования ГЭС, показывающие зависимости мощности ГЭС N_2 и капиталовложений K от расчетного параметра; расхода Q , живого сечения деривации ω , отношения мощности к числу оборотов $\frac{N}{n}$.

Необходимо обратить особое внимание на важное требование ко всем энергоэкономическим расчетам — это их равноэкономич-

ность. Под этим условием понимается требование соблюдения одинаковых экономических критериев ко всем элементам рассчитываемой ГЭС. Это значит, что, например, для всех стадий расчетов экономическая характеристика заменяющей электростанции должна быть принята постоянной.

9.2. ОСНОВНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

К основным экономическим показателям по сравниваемым вариантам электрических станций относятся:

Абсолютные экономические показатели:

капиталовложения K руб.
ежегодные издержки производства . . I руб.

Относительные или удельные экономические показатели на единицу мощности:

капиталовложения (стоимость киловатта установленной мощности) $\kappa_N = \frac{K}{N}$ руб/квт
издержки (стоимость киловатт-года) $\iota_N = \frac{I}{N}$ руб/квт.

Удельные на единицу энергии:

капиталовложения (в квтч годовой выработки) $\kappa_э = \frac{K}{Э}$ руб/квтч;
издержки (себестоимость киловатт-часа) $\iota_э = \frac{I}{Э}$ руб/квтч.

9.3. ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЭС;

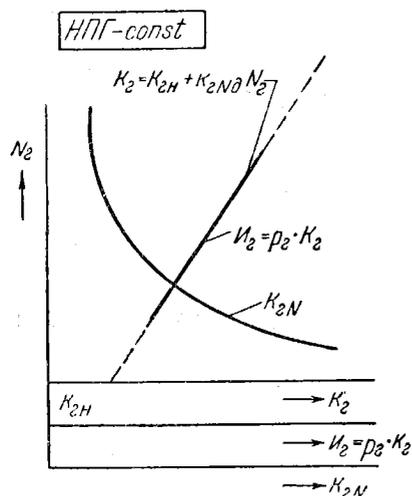
Капиталовложения в ГЭС могут быть разделены на две группы, независимые от мощности ($K_{2н}$) и от нее зависящие (K_{2N}), т. е.

$$K_2 = K_{2н} + K_{2N}. \quad (9-1)$$

В приведенном выражении предполагается, что НПГ, а тем самым и расчетный напор выбран, т. е. зависимость от мощности фактически представляет собой зависимость от расхода.

Выражение для независимой от мощности части можно связать с НПГ и представить в виде:

$$K_{2н} = F(\text{НПГ}) + \kappa_{CP} V_{CP} + \kappa_{ГР} V_{ГР} + \kappa_{MP} V_{MP} + K_{3тн}. \quad (9-2)$$



Фиг. 9-2. Зависимость капиталовложений и издержек для ГЭС от мощности (по упрощенным формулам).

В этом выражении:

$F(НПГ)$ — капиталовложения в сооружения, связанные с определением $НПГ$, т. е. в плотину и водосбросы;

$K_{CP}, K_{ГР}, K_{MP}$ — удельные вложения в кубический метр объема водохранилища для регулирования: суточного (CP), годового ($ГР$) и многолетнего (MP) в руб/м³;

$V_{CP}, V_{ГР}, V_{MP}$ — соответствующие объемы водохранилищ в м³, зависящие от $НПГ$;

$K_{змп}$ — вложения в компенсацию ущерба от затоплений и подтоплений, также зависящие от $НПГ$.

Удобно ввести экономический показатель удельных вложений в киловатт дополнительной мощности K_{2Nd} , что позволяет записать:

$$K_{2N} = K_{2H} + K_{2Nd} \cdot N_2 \quad (9-3)$$

Окончательно при выбранном $НПГ$ зависимость капиталовложений в ГЭС от ее мощности может быть записана в виде простой линейной связи:

$$K_2 = K_{2H} + K_{2Nd} \cdot N_2 \quad (9-4)$$

Она представлена на фиг. 9-2. Если нет резких изменений в сооружениях и оборудовании, связанных с мощностью, например, переход

на другую трассу деривации, другой тип оборудования и т. п., этой зависимостью, как показали многочисленные проекты, можно пользоваться в довольно широких зонах расчета.

Издержки ГЭС в развернутом виде выражаются зависимостью:

$$I_2 = I_{ам} + I_{м.р} + I_{з.п} + I_{ст} + I_{с.н} + I_{сн}, \quad (9-5)$$

где $I_{ам}$ — амортизационные отчисления, принимаемые, согласно утвержденным нормам в соответствии со сроками службы сооружений или оборудования, зависящим от вида сооружений и оборудования и характера их использования. Эта составляющая в издержках ГЭС является определяющей, доходя в отдельных случаях до 85—90% от полных издержек. Амортизационные отчисления удобно представлять в виде:

$$I_{ам} = p_{ам} \cdot K_2$$

Величина амортизационных отчислений в среднем для ГЭС колеблется от $p_{ам} = 0,015$ до $p_{ам} = 0,025$ в зависимости от структуры капиталовложений [см. формулу (9-9)]. Особый случай представляют ГЭС, сооружаемые на ирригационных каналах, для которых доля оборудования, требующая наибольших амортизационных отчислений, является особо значительной. Необходимо иметь в виду, что отчисления на капитальный ремонт включаются в амортизационные издержки.

$I_{м.р}$ — издержки по текущему ремонту. До настоящего времени они не нормализованы и устанавливаются индивидуально для каждой конкретной ГЭС. В среднем их значение в долях от суммарных вложений (без затоплений) составляет: $p_{м.р} = 0,0025—0,0010$. Эти издержки правильнее исчислять пропорционально мощности, дифференцируя по типам ГЭС (плотинные и деривационные).

$I_{з.п}$ — издержки на содержание персонала — заработная плата. Эта составляющая может быть определена по штатному расписанию или по штатному коэффициенту (для ГЭС от 0,2 до 1,0 чел. на тысячу киловатт установленной мощности) и средней годовой ставке одного работающего.

I_{cm} — общестанционные издержки, к которым относится содержание охраны, административные управленческие расходы, налоги, сборы и другие расходы по станциям в целом. Эти расходы удобно исчислять на киловатт установленной мощности.

$I_{c.n}$ — издержки по расходу энергии на собственные нужды. Для ГЭС на собственные нужды потребляется не более 0,5% всей выработки, а обычно меньше до 0,2—0,3%. Ввиду того, что она лежит в пределах точности расчетов, эта статья в расчеты при проектировании часто может не включаться.

Для малых ГЭС $I_{c.n}$ имеет большее значение, так как только регулятор турбины может потреблять до 5% выработки энергии.

I_{ct} — специальные дополнительные издержки. Сюда относятся расходы, связанные с особыми условиями эксплуатации: борьба с шугой, наносами, затоплениями, малярией и пр. Конечно, они индивидуальны и никаких общих нормативов по ним дать невозможно.

Можно таким образом все издержки разделить на три группы: 1) пропорциональные капиталовложениям: амортизационные и по капитальному ремонту, которые можно выразить в виде $p_{ам}K_2$; 2) пропорциональные мощности, т. е. относимые к киловатту установленной мощности: текущий ремонт, заработная плата, станционные расходы, расход энергии на собственные нужды; их можно выразить в виде uN_2 , где u — соответствующие удельные издержки на киловатт мощности; 3) издержки специальные, которые удобно связывать со второй группой, т. е. тоже условно приводить к мощности. Таким образом, выражение для издержек ГЭС записывается в виде:

$$I_2 = p_{ам}K_2 + uN_2. \quad (9-6)$$

Более точная зависимость имеет вид

$$I_2 = p_{ам}K_2 + uN_2^n, \quad (9-10)$$

где n — постоянная величина. По Г. Г. Сванидзе для деривационных горных ГЭС в среднем $n = 0,55$.

Для самых общих расчетов, например в стадии технико-экономического доклада или задания, можно выражение для издержек упростить, сводя его к одночленному выражению

$$I_2 = p_2 K_2, \quad (9-8)$$

p_2 — коэффициент полных издержек, приведенный к капиталовложениям. Подобное упрощение возможно, так как для ГЭС в формуле (9-10) величина ($p_{ам}K_2$) значительно больше, чем (uN_2).

Как показали исследования, величина p_2 может быть принята постоянной, когда величина рассматриваемых вариантов установленной мощности колеблется в пределах двойной от начальной. При больших пределах изменения необходимо уточнить значение величины p_2 в зависимости от структуры капиталовложений характеризваемой долей вложений в оборудование от общих. Можно пользоваться упрощенной зависимостью:

$$p_2 = 0,024 + 0,056 \left(\frac{K_N}{K_2} \right), \quad (9-9)$$

где $\frac{K_N}{K_2}$ — доля вложений в оборудование ГЭС от общих вложений.

Принятые упрощенные зависимости от капиталовложений и издержек позволяют очень легко графически представлять зависимости абсолютных экономических показателей ГЭС от мощности. На фиг. 9-2 приведены эти зависимости. Если, как это часто можно предпочесть, p_2 принята постоянной, то зависимости для издержек представляются той же прямой, что и капиталовложения, только масштаб рублей придется уменьшить в p_2 раз.

Удельные экономические показатели ГЭС можно представить в виде удельных вложений в киловатт мощности:

$$\kappa_{2N} = \frac{K_2}{N_2} = \kappa_{2.N.д} + \frac{K_{2.n}}{N_2} \text{ руб/квт.} \quad (9-10)$$

Эта зависимость, как видно на фиг. 9-2, выражается гиперболой. Соответственно удельные вложения в киловатт час годовой выработки:

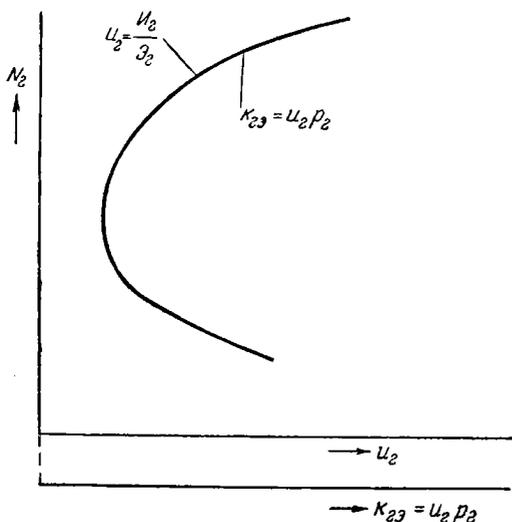
$$\kappa_{23} = \frac{K_2}{\partial_2} = \frac{K_2}{N_2 h_2}, \quad (9-11)$$

здесь h_2 — число часов использования установленной мощности ГЭС.

Таким образом: $\kappa_{23} = \frac{\kappa_{2N}}{h_2}$. Поскольку $K_2 =$

$= \frac{I_2}{p_2}$, можно также написать:

$$\kappa_{23} = \frac{u_{23}}{p_2}, \quad (9-12)$$



Фиг. 9-3. Зависимость себестоимости энергии и удельных капиталовложений в киловаттчас годовой выработки для ГЭС.

т. е. при $p_2 = \text{const}$ кривые зависимости k_{23} от мощности и себестоимости u_{23} от мощности совпадают (конечно разные масштабы для отсчета, фиг. 9-3).

Для удельных показателей издержек получаем:

себестоимость киловатт/года:

$$u_{2N} = \frac{I}{N_2} = \frac{p_2 K_2}{N_2} = p_2 K_{2N} = p_2 K_{23} h_2 = u_2 h_2; \quad (9-13)$$

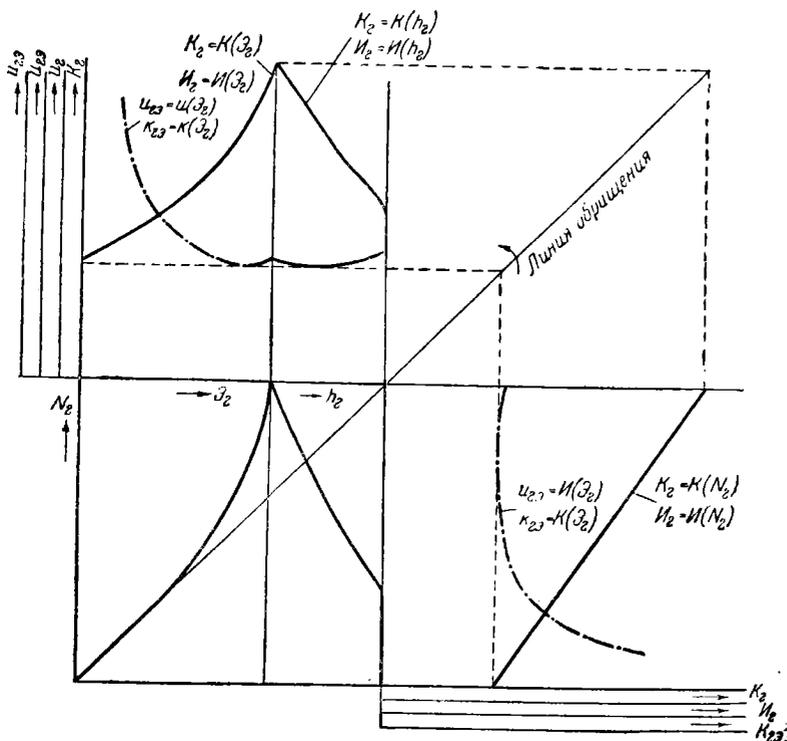
себестоимость киловаттчаса:

$$u_{23} = \frac{I_2}{Z_2} = \frac{p_2 K_2}{N_2 h_2} = \frac{p_2 K_{2N}}{h_2} = p_2 K_{23}. \quad (9-14)$$

На практике приходится использовать все виды выражений для экономических показателей в зависимости от характера решаемой задачи.

Зависимость экономических показателей абсолютных K_2 , I_2 и удельных: k_{2N} , u_{2N} , K_{23} и u_{23} от энергетических параметров мощности N_2 , выработки Z_2 и показателя использования мощности $h_2 = Z_2 : N_2$ и является энергоэкономической характеристикой ГЭС. Поскольку все выведенные зависимости для экономических показателей (формулы: 9-3, 9-8, 9-10, 9-11, 9-12 и 9-13) представляют их в функции от мощности N_2 для установления связи их

с энергией Z_2 и показателем использования мощности h_2 , необходимо использовать как кривые связи зависимости: $Z_2 = Z(N_2)$ (являющейся ИКПВ для ГЭС), так и $h_2 = h(N_2)$ (графически строящейся по ИКПВ). На фиг. 9-4 приводится такая сводная энергоэкономическая характеристика. В левом нижнем квадранте дана энергетическая характеристика ГЭС, т. е. кривые: $Z_2 = Z(N_2)$ и $h_2 = h(N_2)$. В правом нижнем квадранте приводятся исходные экономические характеристики, т. е. зависимости экономических показателей от мощности. Нанося в верхнем правом квадранте линию обращения (см. гл. 15), можно эти экономические характеристики перестроить в зависимости от выработки Z_2 и показатели использования мощности h_2 , что на фиг. 9-4 и сделано в левом верхнем квадранте.



Фиг. 9-4. Энергоэкономическая характеристика ГЭС.

9-4. ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЭС

Для заменяющей электростанции, если она является также ГЭС, очевидно, остаются в силе приведенные показатели. Если же заменяющей электростанцией является ТЭС, то для нее капиталовложения можно представить в виде:

$$K_m = K_{mn} + K_{mNd} N_m + K_{mn} + K_{mp}, \quad (9-15)$$

где K_{mn} — капиталовложения в ТЭС, независимые от мощности, для ТЭС составляющие незначительную часть от общих капиталовложений. Часто, в связи с этим, при предварительных подсчетах ограничиваются учетом только вложений, пропорциональных мощности.

K_{mNd} — удельные вложения в киловатт установленной дополнительно мощности ТЭС. Для ТЭС ввиду малости независимых от мощности вложений можно считать

$$K_{mNd} \approx K_{mN}$$

Значение этого удельного показателя для ТЭС сильно зависит от мощности агрегатов и типа электростанции (конденсационная или теплофикационная), от вида топлива и ряда местных условий (водоснабжение, жилищные условия и пр.). Можно дифференцировать удельные вложения в *квт* мощности:

$$K_{mNd} = (K_{кот} + K_{тур} + K_{ст}) \alpha, \text{ руб/квт}, \quad (9-16)$$

где $K_{кот}$ — удельные вложения в котельное хозяйство;

$K_{тур}$ — удельные вложения в турбины с электрической частью;

$K_{ст}$ — удельные вложения в общую часть станции;

α — поправочный коэффициент, учитывающий: а) сложность условий сооружения станции, б) условия водоснабжения, в) повышенное давление.

K_{mn} — вложения в топливодобычу, т. е. в сооружение топливной базы, обеспечивающей ТЭС топливом. Эти вложения выражаются в виде:

$$K_{mn} = \kappa_{mn} B, \quad (9-17)$$

где κ_{mn} — удельные вложения в топливную базу, обеспечивающие выдачу для

ТЭС тонны условного топлива ежегодно (*руб/т усл. топ/год*).

Величина κ_{mn} зависит от многих факторов: вида топлива, условий его добычи, масштаба добычи и т. п.

Для угля имеются данные о величине κ_{mn} порядка от 55 до 125 руб. (тонна условного топлива в год, для торфа от 150 до 500 *руб./т усл. топ./год*). Эти величины подлежат уточнению для конкретных условий.

B — ежегодная потребность в топливе в тоннах условного топлива. Ее можно выразить:

$$B = b \cdot \mathcal{E}_m, \quad (9-18)$$

где b — среднее удельное потребление топлива на производство энергии, в *кг усл. топ./квтч*.

Необходимо отметить, что значение выработки ТЭС берется брутто, т. е. с учетом потребления на собственные нужды, составляющие для ТЭС от 5 до 12% от величины выработки.

K_{mp} — капиталовложения в транспорт, обычно железнодорожный, если он сооружается или расширяется специально для перевозки топлива к ТЭС.

Аналогично предыдущему:

$$K_{mp} = \kappa_{mp} \cdot B, \quad (9-19)$$

κ_{mp} — удельные вложения в транспорт ежегодно доставляемой к ТЭС тонны условного топлива.

Величина κ_{mp} зависит в первую очередь от расстояния, на которое приходится транспортировать топливо, и от местных условий. Очень трудно дать обобщенные показатели для нее. По ряду расчетов для перевозки топлива на 200 *км* получалась величина $\kappa_{mp} =$ от 20 до 50 руб. *т усл. топ./год*.

Если принять число часов использования мощности ТЭС постоянным ($h_m = \text{const}$), то можно вложения в топливную базу и транспорт отнести к киловатту установленной мощности. Выражение для капиталовложения в ТЭС примет вид:

$$K_m = \kappa_{mN} \cdot N_m. \quad (9-20)$$

Издержки ТЭС можно представить подобно издержкам ГЭС в развернутом виде следующим выражением:

$$I_m = I_{ам} + I_{т.р} + I_{з.н} + I_{ст} + I_{с.н} + I_{mn}, \quad (9-21)$$

где $I_{ам}$ — амортизационные отчисления, выражаемые

$$I_{ам} = p_{ам} \cdot K_m \quad (9-22)$$

Величина отчислений — $p_{ам}$ для ТЭС значительно выше, чем для ГЭС, поскольку для ТЭС относительные вложения в оборудование, требуют больших отчислений, чем сооружения. В среднем $p_{ам}$ может составлять до 0,05. Абсолютные же отчисления на амортизацию в издержках ТЭС составляют лишь 10—12%.

$I_{т.р}$ — издержки на текущий ремонт также выше, чем у ГЭС.

$I_{э.п}$ — издержки на содержание персонала также могут быть определены по штатному коэффициенту, составляющему для ТЭС величину порядка от 5 до 12 чел./тыс. квт.

$I_{см}$ — общестанционные издержки аналогичны таковым для ГЭС.

$I_{с.н}$ — издержки на расход энергии на собственные нужды, как было отмечено, высокие и должны быть обязательно учтены.

$I_{тн}$ — издержки на топливо. Они могут быть вычислены по зависимости:

$$I_{тн} = \zeta b \mathcal{E}_m \quad (9-23)$$

где ζ — цена килограмма условного топлива, отнесенная к топке котельной;

b — удельный расход топлива в кг усл. топ./квтч. В 11 главе показано, как на величину b влияют тип оборудования и режим работы. Удобнее пользоваться характеристикой удельного расхода топлива в зависимости от показателя использования установленной мощности. В главе 11 показывается, как это может быть учтено в расчете. Для общих расчетов можно принимать среднее значение удельного расхода.

\mathcal{E}_m — выработка в квтч. Если в нее включить потребление на собственные нужды, т. е. брать выработанную, а не отпущенную энергию, то этим самым автоматически будут учтены издержки на энергию, потребляемую для собственных нужд ТЭС.

В результате возможно упрощение формулы издержек (9-21) и приведение ее к виду:

$$I_m = p_m K_m + u_m N_m + \zeta b \mathcal{E}_m; \quad (9-24)$$

где u — удельные издержки, пропорциональные мощности.

Подобно выражению для издержек ГЭС можно и это выражение привести к виду:

$$I_m = p_m K_m + \zeta b \mathcal{E}_m \quad (9-25)$$

p_m — условная средняя норма отчислений на все издержки, кроме топлива, для ТЭС может быть принята в среднем порядка 0,08 — 0,10.

Удельные экономические показатели ТЭС: удельные вложения в киловатт мощности

$$k_{mN} = \frac{K_m}{N_m} \text{ руб/квт}, \quad (9-26)$$

в киловатт час годовой выработки

$$k_{mэ} = \frac{K_m}{\mathcal{E}_m} = \frac{k_{mN}}{h_m} \text{ руб/квтч.} \quad (9-27)$$

Ввиду возможности, как правило, обеспечить необходимое число часов использования мощности ТЭС, для них более распространен показатель k_{mN} , для ГЭС же $k_{э}$. Для удельных показателей издержек получим: себестоимость киловаттгода

$$\begin{aligned} u_{mN} &= \frac{I_m}{N_m} = \frac{p_m \cdot K_m + \zeta b \mathcal{E}_m}{N_m} = \\ &= p_m k_{mN} + \zeta \cdot b h_m \text{ руб/квт.} \end{aligned} \quad (9-28)$$

себестоимость киловаттчаса:

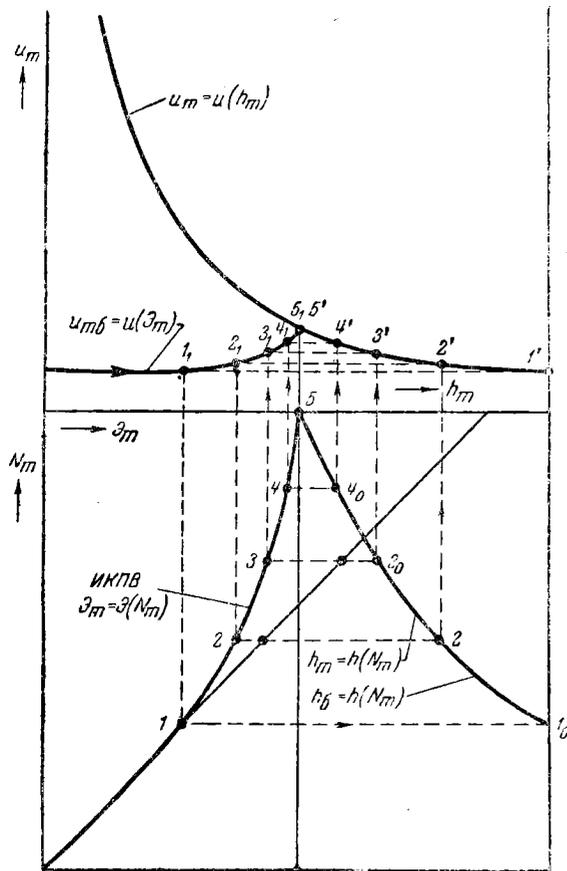
$$u_{мэ} = \frac{I_m}{\mathcal{E}_m} = \frac{p_m \cdot k_{mN}}{h_m} + \zeta \cdot b \text{ руб/квтч.} \quad (9-29)$$

Если задана ИКПВ, т. е. зависимость $\mathcal{E}_m = \mathcal{E}(N_m)$, то по ней легко строится зависимость $h_m = h(N_m)$. Это показано на фиг. 9-5 в нижнем квадранте. При заданной зависимости $b = b(h_m)$, т. е. удельного расхода топлива, от показателя использования мощности h_m можно построить зависимость $u_m = u(h_m)$ и перестроить ее в зависимость $u_m = u(\mathcal{E}_m)$. Кривыми связи будут служить энергетические характеристики $\mathcal{E}_m = \mathcal{E}(N_m)$ и $h_m = h(N_m)$. На фиг. 9-5 показано, как это делается графически для точек 1...5 на ИКПВ.

Порядок построения следующий:

$$1 \rightarrow 1_0 \rightarrow 1' \rightarrow 1_1,$$

$$\mathcal{E}_{m1} \rightarrow h_{m1} \rightarrow u_{m1} = u(\mathcal{E}_{m1}).$$



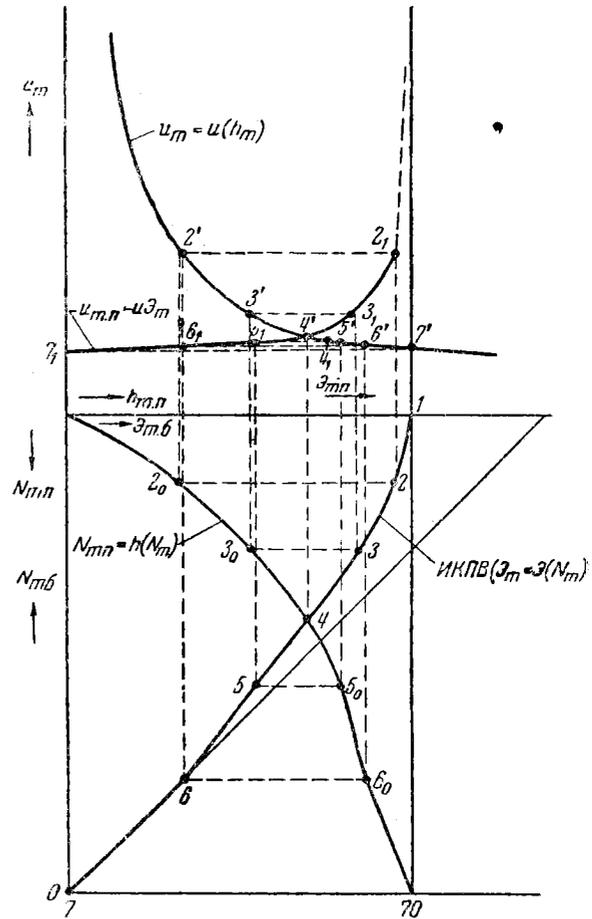
Фиг. 9-5. Построение энергоэкономической характеристики ТЭС при вливании ее энергии с базы кривой нагрузки.

Этот случай соответствует вливанию энергии ТЭС в ИКПВ снизу с базы, почему и на фиг. 9-5 добавлена индексация: б, κ, $u_{m,б}$, $h_{m,б}$.

Если вливание тепловой энергии намечено с пиковой части ИКПВ, то следует лишь заменить кривую использования базовой мощности $h_{m,б} = h(N_m)$ на таковую для пиковой мощности $h_{m,п} = h(N_m)$. На фиг. 9-6 показано такое построение, порядок остается тот же.

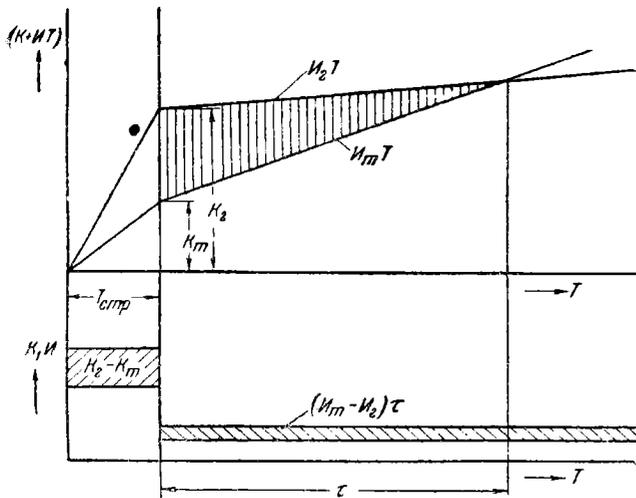
9-5. МЕТОД ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА

Энергоэкономический расчет, как частный случай техникоэкономического расчета, всегда должен дать экономическое обоснование для отбора лучшего варианта. Проблема выбора возникает тогда, когда один из вариантов при больших капиталовложениях ($K_1 > K_2$) имеет меньшие издержки ($I_1 < I_2$), т. е. больший прошлый труд, овеществленный в средствах



Фиг. 9-6. Построение энергоэкономической характеристики ТЭС при вливании ее энергии с пика кривой нагрузки.

производства ($\Delta K = K_1 - K_2$), дает экономию в живом труде ($\Delta I = I_2 - I_1$). Именно так и сопоставляются ГЭС и ТЭС, поскольку $K_2 > K_m$, а $I_2 < I_m$. Для решения этой экономической задачи необходимо найти путь сопоставления капиталовложений и издержек или, что то же, овеществленного и живого труда. Овеществленный труд (капиталовложения) не может быть больше использован для других народнохозяйственных нужд и поэтому имеет ограниченную мобильность. Со временем с развитием техники он теряет свою ценность. Его назначение — повышение производительности труда. Живой же труд (издержки производства) характеризуется при неизменной ценности, неограниченной мобильностью. Существующие предположения по определению эффективности капиталовложений не имеют пока необходимых теоретических обоснований, так как охарактеризованная задача



Фиг. 9-7. Сопоставление экономических показателей ГЭС и ТЭС по методу окупаемости.

сопоставления K и I еще не получила в экономической науке окончательного и полного разрешения.

В настоящее время можно установить ряд положений, которыми и надлежит руководствоваться при энергоэкономических расчетах. Принцип технико-экономических расчетов в области энергетики должен выражать условия, отвечающие минимуму народнохозяйственных затрат, охватывающих всю систему производства и распределения энергии, а в случае связи с водным хозяйством и последнее.

Народнохозяйственные затраты — издержки ($I_{нх}$) должны включать как текущие затраты живого труда (I), так и сопоставимо приведенные затраты прошлого труда (K).

Расчетный период должен охватывать все время работы ГЭС от начала строительства электростанции (т. е. учитывать срок строительства).

Эти положения определяют общую форму выражения для народнохозяйственных издержек:

$$I_{нх} = \text{минимум.} \quad (9-30)$$

Очевидно, что народнохозяйственные издержки должны состоять из двух частей:

$$I_{нх} = I \cdot T_{рс} + aK. \quad (9-31)$$

Здесь $I \cdot T_{рс}$ — издержки в расчетный период — $T_{рс}$;

a — коэффициент приведения капиталовложений к издержкам.

Все известные методы энергоэкономических расчетов посвящены определению величины a или $T_{рс}$.

Широко распространен так называемый „метод окупаемости“, предложенный С. А. Кукель-Краевским. По этому методу критерием расчета является величина „срока окупаемости“, вычисляемая из условий:

$$\tau = \frac{K_2 - K_m}{I_m - I_2} [\text{лет}]. \quad (9-32)$$

На фиг. 9-7 показано, что за период строительства (условно принятый равным для ГЭС и ТЭС) в сооружение ГЭС вкладывается K_2 , соответственно в ТЭС — K_m . С момента вступления в эксплуатацию к уже затраченным капиталовложениям начинают добавляться ежегодные издержки: I_2 и I_m . Уклон линии издержек на ГЭС будет меньше, чем на ТЭС. Через какой-то период величины суммарных расходов ($K + IT$) для обоих вариантов сравняются. Этот срок и есть срок окупаемости τ . В нижнем квадранте показано, как избыток вложений (площадь $\Delta K = K_2 - K_m$) покрывается за срок τ ежегодными экономиями в издержках [площадь $(I_m - I_2)\tau = \Delta I \cdot \tau$].

Очевидно, что расчетное выражение (9-31) в этом методе приводится к виду: $I_{нх} = I \cdot \tau + K$ или

$$I_{нх} = I + aK = I + \frac{1}{\tau} K, \quad \text{т. е. } a = \frac{1}{\tau}. \quad (9-33)$$

Метод окупаемости благодаря своей простоте и наглядности, получил широкое распространение в проектной практике. Существует много его модификаций, касающихся деталей, но не изменяющих существа. Имеются предложения по установлению величины τ , равной сроку амортизации установки в целом; есть предложения задаваться им дифференцировано для различных условий. Так, для расчета ГЭС предлагают принимать $\tau = 20-25$ лет.

Большое распространение получили методы, пытающиеся обосновать значение $a = \frac{1}{\tau}$. Особенно они распространены в технико-экономических расчетах по железнодорожному транспорту. Есть предложение рассматривать a как определенный процент на социалистическое накопление (И. Г. Александров), учитывать „замораживание“ („омертвление“) дополнительных вложений и рост производительности труда (В. Г. Айвазян) или вычислять

„норму рентабельности“ (Ф. Ф. Губин). Ряд предложений исходят из положения, что расчетную формулу можно привести к виду: $I_{нх} = \beta I_{з.п} + aK$ и коэффициенты a и β начисляются на капиталовложения и затраты живого труда (А. А. Степанков). Предлагаются методы, обосновывающие значения этих коэффициентов a и β . В основе этих методов лежит либо использование статистических данных, либо задание их значений по различным соображениям.

При отмеченной научной необоснованности всех имеющихся предложений по решению задачи стоимости капиталовложений и издержек, все существующие на сегодня предложения являются паллиативными решениями. Так как теоретически обоснованного общепринятого метода расчета пока нет, а расчеты проводить необходимо, приходится находить условный, но единый для всех расчетов метод.

Расчетной формулой удобно принять: $I_{нх} = I + aK$, в дальнейшем эту величину будем называть расчетными издержками и обозначать I° . Величина a , как показали исследования, зависит от многих факторов, в частности от размера суммарных капиталовложений, от их структуры, от доли заработной платы и стоимости материалов в издержках производства и т. д. Для целей упрощения расчетов, учитывая в настоящее время невозможность точного установления величины a , предложено величину a представлять как дополнительные отчисления на расширенное воспроизводство и обозначать $p_{p.a}$. До получения обоснованных методов его исчисления приходится для унификации и сопоставимости всех энергоэкономических расчетов задать его величину. В проектных организациях по гидроэлектростроительству принято считать: $p_{p.a} = 0,05 \div 0,10$, что математически соответствует по методу окупаемости сроку: $\tau = 20 \div 10$ лет.

Окончательно расчетные издержки будут для ГЭС и ТЭС представляться в виде:

$$I_2^{\circ} = I_2 + p_{p.a} K_2, \quad (9-34)$$

$$I_m^{\circ} = I_m + p_{p.a} \cdot K_m. \quad (9-35)$$

Следует отличать расчетные издержки I° и соответствующие расчетные экономические показатели: I_N° и I_2° от нормальных издержек I , по которым исчисляется себе-

стоимость киловаттгода и киловаттчаса: u_N и u_2 .

Расчетные удельные издержки определяются по выражениям:

$$u_N^{\circ} = \frac{I^{\circ}}{N} \quad \text{и} \quad u_2^{\circ} = \frac{I^{\circ}}{\mathcal{E}}.$$

Можно выражения для расчетных издержек привести к виду обычных издержек:

$$I^{\circ} = pK + p_{p.a} K = (p + p_{p.a}) K = p^{\circ} K, \quad (9-36)$$

т. е.

$$p^{\circ} = p + p_{p.a}. \quad (9-37)$$

Это позволяет всю изложенную методику построения энергоэкономических характеристик оставить без изменения с учетом, что для получения расчетных величин следует лишь заменить p на p° .

По форме подобная расчетная схема напоминает принятые в капиталистических условиях расчеты с процентами на капитал. Но это только внешнее, математическое в смысле формулы, сходство. Природа величины $p_{p.a}$ совершенно иная. Это не прибыль капиталиста, реально им изымаемая и повышающая стоимость продукции, а условная расчетная величина, приводящая в сопоставимый вид издержки и капиталовложения в условиях социалистической экономики, где прибавочный продукт идет на удовлетворение интересов народа и расширенное воспроизводство.

Исходя из изложенного, можно вывести расчетную формулу, общую для всех энергоэкономических расчетов. Принцип, требующий достижения минимума суммарных народнохозяйственных издержек, в системе практически будет выражаться условием минимума расчетных издержек в системе (если это требуется и с учетом водохозяйственного комплекса), т. е.

$$I_c^{\circ} = \text{минимум}. \quad (9-38)$$

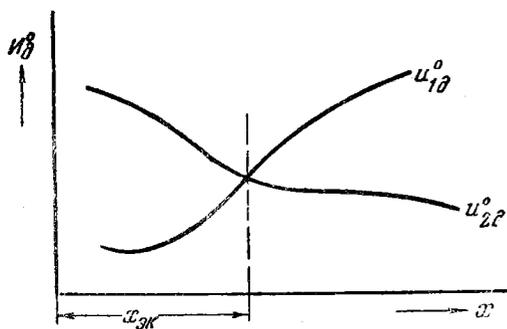
Предполагая, что система состоит из ГЭС и ТЭС, можно записать

$$I_c^{\circ} = I_2^{\circ} + I_m^{\circ}. \quad (9-39)$$

Если за переменную принять \mathcal{E}_2 — выработку ГЭС, получим условие

$$\frac{dI_0^{\circ}}{d\mathcal{E}_2} = \frac{dI_2^{\circ}}{d\mathcal{E}_2} - \frac{dI_m^{\circ}}{d\mathcal{E}_2} = 0; \quad (9-40)$$

при $\frac{dI_m^{\circ}}{d\mathcal{E}_2}$ стоит знак минус, поскольку с уве-



Фиг. 9-8. Определение экономической величины параметра x по методу равенства расчетных удельных издержек.

лечением \mathcal{E}_2 доля ТЭС уменьшается соответственно и уменьшаются I_m^0 . Если выражение (9-40) представить в конечных разностях, то получим

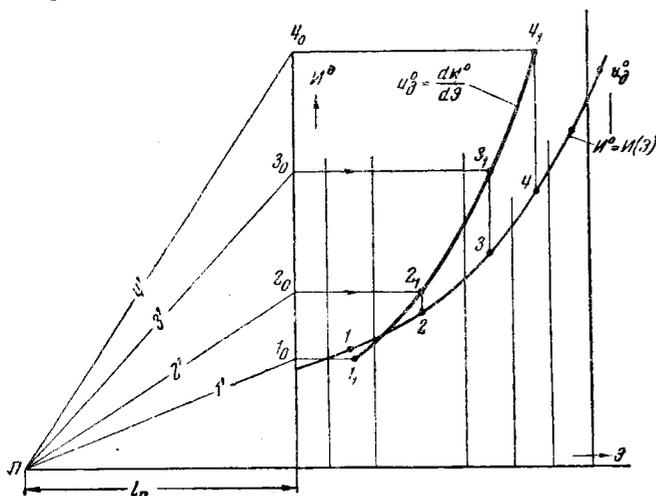
$$\frac{\Delta I_2^0}{\Delta \mathcal{E}_2} = \frac{\Delta I_m^0}{\Delta \mathcal{E}_2},$$

т. е.

$$u_{2ад}^0 = u_{мэд}^0, \tag{9-41}$$

что сводится в итоге к условию равенства дополнительных расчетных удельных издержек на киловатт-час — расчетных стоимостей энергии. Все энергоэкономические расчеты приводятся к формуле 9-41 и все они могут быть обобщены.

На фиг. 9-8 показано определение экономической величины рассчитываемого параметра x . Строятся зависимости расчетных удельных издержек u^0 для двух сравниваемых вариантов:



Фиг. 9-9. Графическое построение зависимости $u_0^0 = u(x)$ по кривой $I^0 = I(x)$.

1 и 2 $u_{10}^0 = u(x)$ и $u_{20}^0 = u(x)$. Пересечение этих расчетных экономических характеристик и определяет значение экономической величины — $x_{ЭК}$. Конечно, предполагается, что рассчитываемый параметр связан с выработкой, т. е. $x = x(\mathcal{E})$. Построение расчетных энергоэкономических характеристик может быть сделано по табличному подсчету или графическим дифференцированием зависимости $I^0 = I(\mathcal{E})$. На фиг. 9-9 показано такое построение. Выбор полюсного расстояния l_n и само построение продвигается методом, описанным в гл. 15. Цифры показывают последовательность построения:

$$I \longrightarrow \begin{matrix} P \\ \text{луч, параллельный} \\ \text{касательной} \end{matrix} I_0 \longrightarrow \begin{matrix} I_1 \\ \text{значение} \end{matrix} \\ I^0 \qquad \qquad \qquad u_0^0$$

Иногда расчет ведется обратным путем, а именно, определяется, для какого варианта величина $p_{р.в} = \frac{I_m - I_2}{K_2 - K_m}$ становится равной задаваемому значению $p_{р.в}$. Это не меняет существа расчета.

9.6. УСЛОВИЯ СОПОСТАВЛЕНИЯ ВАРИАНТОВ РАСЧЕТА

Все энергоэкономические расчеты сводятся к сопоставлению ряда вариантов. В тех немногих случаях, когда имеется возможность аналитически выразить энергоэкономическую характеристику, решение может быть найдено сразу и по расчету получается искомая экономическая величина параметра.

Независимо от вариантного или аналитического пути расчета важнейшим требованием, определяющим обоснованность результативных решений, является сопоставимость сравниваемых вариантов. Эта сопоставимость является вообще основой для расчета, если она не обеспечена, расчет дает неправильные выводы.

Для расчетов IV группы — по выбору параметров сооружений и оборудования ГЭС — требования сопоставимости сводятся к энергетическому приведению вариантов, т. е. сравнению вариантов при одинаковом энергетическом эффекте. Для расчетов других групп приведение вариантов значительно усложняется. Так, необходимо отразить в сопоставляемых экономических показателях вариантов:

- а) баланс мощностей и выработок,
- б) водохозяйственный баланс,

в) баланс народнохозяйственных издержек по связанным отраслям народного хозяйства, г) одинаковую надежность энергоснабжения (и водоснабжения).

Принципиальная схема приведения вариантов в сопоставимый вид состоит в том, что при заданных условиях энергопотребления должно быть проведено покрытие нагрузки с одинаковыми техническими требованиями. При несопоставимости вариантов в отношении надежности энергоснабжения к издержкам обязательно должны быть добавлены издержки по ущербу I_y .

Для случая, когда ЭЭС рассматривается состоящей из ТЭС и ГЭС, можно считать, что часть нагрузки системы (E_c, P_c) по энергии и мощности покрывает проектируемая ГЭС: \mathcal{E}_z, N_z , остальную же ТЭС: \mathcal{E}_m, N_m . Такая ТЭС, заменяющая ГЭС, носит название заменяющей установки. Заменяющая элктростанция может быть представлена различными видами электростанций и их сочетаниями. Таким образом, в общем виде расчетные энергетические балансы будут

$$\left. \begin{aligned} E_c &= \mathcal{E}_z + \mathcal{E}_m \\ P_c &= N_z + N_m \end{aligned} \right\} \quad (9-42)$$

Здесь индекс z означает заменяющая. Напомним, что полный энергобаланс должен учесть мощности резервные, ремонтные и связанные. Эти уточнения проводятся после экономического расчета рабочих мощностей по условиям 9-42. Для каждого варианта энергетических параметров ГЭС— N_z, \mathcal{E}_z , устанавливается величина для расчетной многолетней обеспеченности величины ущерба от недачи энергии или издержки по дополнительным мощностям, долженствующих обеспечить возможную недодачу. С другой стороны, должен быть проведен анализ эффективности принимаемого варианта параметров ГЭС в водохозяйственной части комплекса, связанной с сооружением ГЭС. Эта эффективность может быть выражена увеличением или уменьшением расчетных издержек для водохозяйственного комплекса: $\pm \Delta I_{ax}^0$. Эту величину необходимо также вводить в расчет.

Таким образом, полное выражение для расчетных народнохозяйственных издержек, отнесенных к системе, минимум которых отделяет наиболее экономичный вариант, запишется в виде:

$$I_{н. х. с}^0 = I_z^0 + I_y^0 \pm \Delta I_{ax}^0 + I_m^0 \quad (9-43)$$

Определение расчетной величины издержек по народнохозяйственному ущербу: I_y^0 и по водохозяйственному комплексу: $\pm \Delta I_{ax}^0$ представляет часто большие трудности и требует проведения глубокого экономического анализа. Специалист гидроэнергетик по особенностям объекта своего исследования должен быть подготовлен к таким исследованиям. Эти вопросы детально рассматриваются экономикой энергетики и экономикой водного хозяйства.

При энергоэкономическом расчете параметров сооружений и оборудования ГЭС зависимость (9-43) упрощается и сводится к: $I_{н. х. с}^0 = I_z^0 + I_m^0$, т. е. к выражению 9—41.

При всех расчетах, тем более при таких определяющих, как энергоэкономические, необходимо учитывать точность расчетов. Следует различать точность необходимую и точность возможную. Каждая стадия проектирования ставит свои требования к точности конечных результатов проекта. Если для предварительной стадии проекта при определении капиталовложений официально включаются дополнительно 10% от подсчитанных сметой капиталовложений на неучтенные этой стадией изученности условия строительства, то для технического проекта такая добавка недопустима. Возможная достижимая точность расчетов определяется наименее точным элементом исходных материалов.

По точности все задания схематично могут быть разделены на такие группы:

а) *Энергетическое задание* (перспективный план развития энергопотребления и системы). Учитывая характер расчетов, длительность прогнозов развития энергопотребления не может быть меньше 10 лет. Опыт проектирования и строительства советского энергетического хозяйства позволяет эти расчеты давать с точностью до 90—85%, а для малых объектов с еще большей точностью.

б) *Топографические и геологические характеристики*. Точность этих материалов почти прямо пропорциональна степени детальности исследования и при необходимости может быть доведена до большого значения. Если не считать возможностей геологических «неожиданностей», точность этой группы заданий может быть принята в среднем порядке 90—85%.

в) *Гидрологические характеристики*. Эти задания наиболее важные, ибо они определяют собой все энергетические, водохозяйственные и в конечном счете энергоэкономические показатели ГЭС. В главе 7 было показано, что ха-

характеристики стока имеют по своей природе, обусловленной недостаточностью периода наблюдений, весьма небольшую точность. Предельная их точность в особо благоприятных случаях не превышает 90—80%.

г) *Технические и экономические характеристики сооружений и конструкций.* Эта группа характеристик выбираемых сооружений и конструкций больше всего поддается уточнениям, что и производится в стадиях рабочего проектирования.

Приведенные характеристики точности исходных данных позволяют сделать такие выводы:

а) Точность энергоэкономических расчетов не превышает 90—85% в самых детальных стадиях проектирования;

б) энергоэкономические расчеты должны проводиться таким образом, чтобы определялось не одно значение рассчитываемого параметра, а экономическая зона, подлежащая анализу.

в) Особое внимание должно быть уделено обоснованию исходных гидрологических характеристик, как основных и определяющих все остальные.

г) На каждой стадии проектирования, ни в расчетах, ни в обоснованиях к ним не надо забывать о нецелесообразности уточнения элементов, не могущих улучшить общую точность. Принцип равноточности расчета всех составляющих должен быть исходным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергоэкономические расчеты имеют в гидроэнергетике в силу ее экономических свойств исключительно важное значение и делаются на четыре группы, из которых каждая характеризуется своими особенностями.

Основными экономическими показателями являются капиталовложения и издержки производства. Относя их к мощности и выработке, получают четыре относительных показателя, которые могут также быть и дифференциальными (дополнительными). Предлагаются аналитические и графические формы представления энергоэкономических показателей для ГЭС и ТЭС. Комплексно представление экономических и энергетических показателей выливается в энергоэкономическую характеристику, которая может строиться как для случаев вливания энергии в базу, так и при вливании ее в пик нагрузки.

Основным вопросом является установление метода энергоэкономического расчета. По состоянию экономической теории на сегодня невозможно предложить обоснованный универсальный метод приведения капиталовложений к издержкам производства, почему предлагается проводить это приведение применением «коэффициента расширенного воспроизводства» (обратного по величине «сроку окупаемости»), величина которого может быть нормализована. Этим может быть также обеспечена равноэкономичность всех рассчитываемых параметров. Введение при этом условных расчетных издержек позволяет все энергоэкономические расчеты сводить к условию равенства дополнительных расчетных удельных издержек ГЭС и заменяющей ее электростанции.

Особым вопросом является обеспечение сопоставимости вариантов расчета. При этом в итоговые расчетные издержки должны быть отнесены издержки, связанные с ущербом и изменением экономической эффективности водохозяйственного комплекса, обусловленной принятыми значениями параметров ГЭС.

При расчетах следует учитывать точность исходных данных и всегда иметь ее в виду при анализе итогов расчета. При расчетах придерживаться принципа равноточности.

Литература

- 9-1. В. Г. Айвазян, Основные положения энергоэкономических расчетов при проектировании гидроэлектростанций, „Гидротехническое строительство“, 1945, № 1—2.
- 9-2. Б. Е. Веденеев, К вопросу определения стоимости энергии при проектировании гидроэлектростанций, „Гидротехническое строительство“, 1945, № 1—2.
- 9-3. Т. Л. Золотарев, Экономическая характеристика гидроэлектроцентрали, Известия Энергетич. ин-та АН СССР, т. V, 1938.
- 9-4. Т. Л. Золотарев, Гидроэлектроцентральный электрэнергетической системе, Акад. наук СССР, М.—Л., 1939.
- 9-5. С. А. Кукель-Краевский, Обобщенный метод выбора оптимальных параметров энергетических установок, „Электричество“, 1940, № 8.
- 9-6. М. А. Мостков, Фактор „экономичности“ при энергоэкономических расчетах. Сообщения АН Груз. ССР, т. II, 1941.
- 9-7. А. Н. Мусхелишвили, К вопросу об энергоэкономических расчетах и выборе мощности гидроэлектростанций, „Гидротехническое строительство“, 1945, № 7—8.
- 9-8. М. П. Фельдман, Срок строительства как фактор экономичности гидроэлектростанций, „Гидротехническое строительство“, 1947, № 10.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

СХЕМЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

10-1. ТИПЫ СХЕМ ПОЛУЧЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Приведенное в главе второй деление источников гидравлической энергии на естественные и искусственные, конечно, условно. Техника получения гидравлической энергии требует концентрации ее как в части напора H , так и в части расхода Q . Известно общее выражение для мощности ГЭС:

$$N_2 = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_{cm}; \quad (10-1)$$

здесь η_{cm} — общий к. п. д. ГЭС.

Техническое деление схем получения гидравлической энергии проводится в основном по методу концентрации гидравлической энергии (как расхода, так и напора). В самом общем виде все схемы подобно классификации схем концентрации напора (фиг. 10-1) могут быть разделены на группы:

Плотинные, в которых концентрация напора получается за счет подпора верхнего бьефа плотиной.

Деривационные, в которых концентрация напора в основном получается за счет безнапорной или напорной деривации.

Смешанные — плотинно-деривационные — концентрирующие напор как плотиной, так и деривацией.

Особняком стоят гидроаккумуляторные схемы, в которых, как было отмечено, ни концентрация напора, ни величина аккумулируемого стока не связаны с мощностью водотока.

Можно для всех схем получения сформулировать задачи, которые должны решать сооружения ГЭС. Это: концентрация напора, подвод воды к силовому оборудованию и отвод воды от силового оборудования. Для обеспечения нормальной эксплуатации должно иметь комплекс сооружений для холостого сброса воды, регулирования подводимой гидроэнергии, обеспечения нормальной эксплуатации (чистота воды). В комплексных схемах получения гидроэнергии могут быть специальные сооружения (шлюзы, рыбоходы и т. п.). Подобный функциональный подход позволяет дать классификацию по назначению сооружений ГЭС различных типов.

В табл. 10-1 приведена такая классификация, а также показаны условные обозначения

(в плане) для важнейших сооружений. Пользуясь последними, можно представить принципиальные схемы получения гидроэнергии. На фиг. 10-1 приводятся 17 схем. Как видно из фиг. 10-1, плотинные схемы делятся на две группы.

Условные схемы, в которых машинное здание, с установленным энергетическим оборудованием, является напорным сооружением и может быть расположено: во фронт с плотиной (схема 1), на подводящем коротком канале — 2 или совмещается с плотиной — 3. Последние схемы в оригинальных технических решениях, предложенных Б. К. Александровым, П. П. Лаупманом и другими, получают для низконапорных установок все большее распространение и вызвали к жизни оригинальные конструкции энергетического оборудования. Образцами схемы 1 могут служить Волховская ГЭС, Волжские ГЭС, Днепровская ГЭС и многие другие ГЭС на равнинных реках.

Схема 3 впервые осуществляется на Камской ГЭС.

Приплотинные схемы характеризуются тем, что машинное здание расположено вне действия напора и в своей надводной части не является напорным сооружением (4). Примером приплотинной ГЭС является Гергебильская ГЭС в Дагестане.

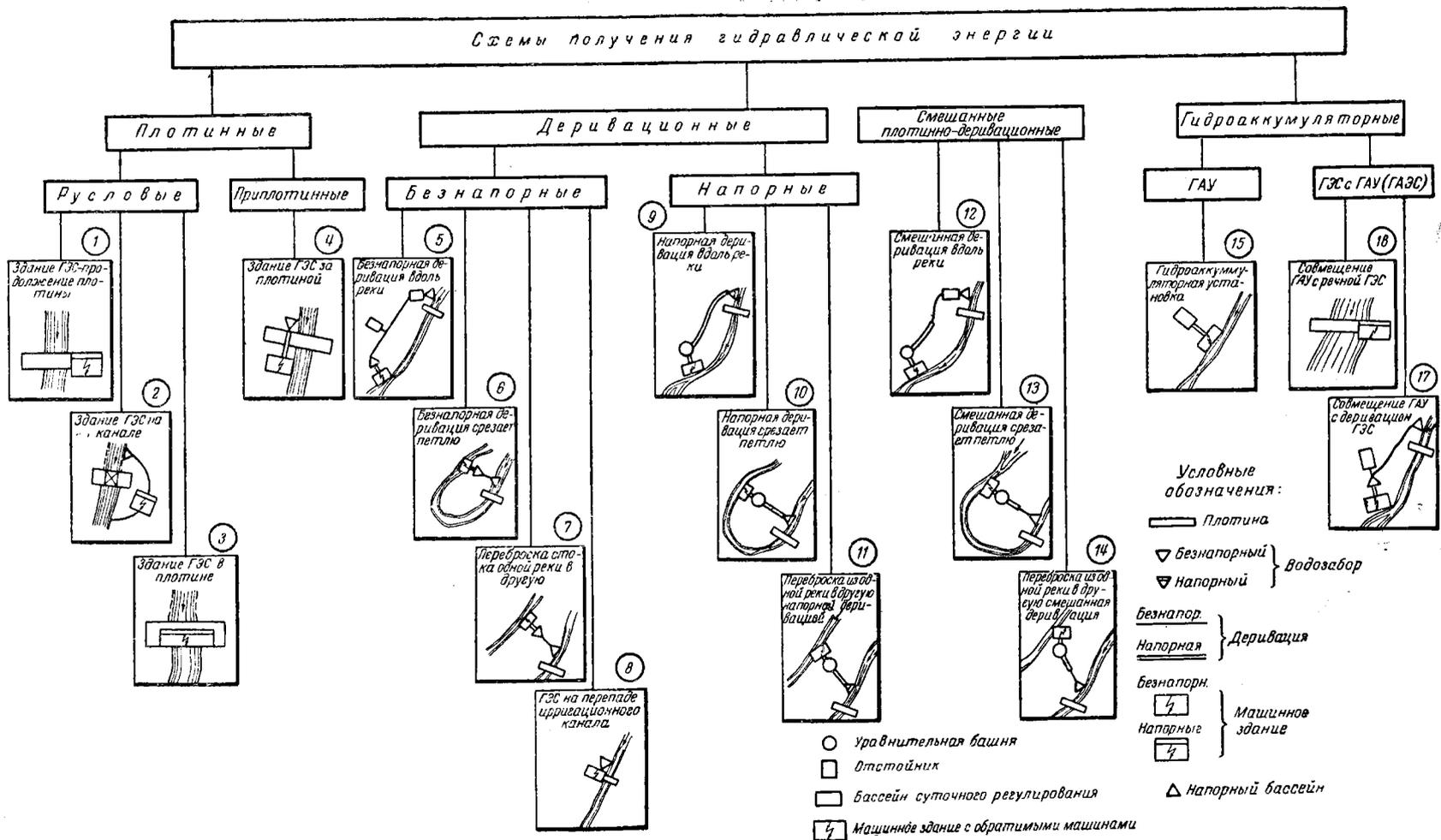
Деривационные безнапорные и напорные схемы делятся на три принципиальных типа:

1) трасса деривации вдоль реки (5 и 9) — в этом случае концентрация напора, учитывая небольшую разность в длинах деривации и используемого участка реки, будет создаваться главным образом за счет разности в уклонах реки и деривации. Как пример к схеме 5 можно указать Чирчикские ГЭС, а к схеме 9 — Ульбинскую ГЭС (Алтай).

2) Трасса деривации срезает петлю (6 и 10). Для этой схемы характерна концентрация напора как за счет разности уклонов, так и за счет укорочения длины деривации сравнительно с длиной реки.

3) Деривационная переброска стока (7 и 11), при которых используется как естественная разность отметок двух рек, так и сток верхней реки.

У нас сооружена в горном районе установка, в которой сток одного притока перебрасывается коротким тоннелем в другой приток под



Фиг. 10-1. Схемы получения гидравлической энергии.

Таблица 10-1
Классификация гидротехнических сооружений гидроэлектростанций по назначению
(условные изображения в плане приведены на фиг. 10-1)

Назначение сооружения	Типы схем получения гидроэнергии			
	Плотинная	Деривационная безнапорная	Деривационная напорная	Гидроаккумуляторная
Концентрация напора	Плотина	Деривация безнапорная	Деривация напорная	Деривация напорная
Водозабор	Безнапорный Напорный	Безнапорный	Напорный	Напорный
Подвод воды		Безнапорный	Напорный	Напорный
Отвод воды		Безнапорный	Безнапорный	Безнапорный
Холостый сброс воды	Водосброс	Водосброс	Водосброс	
Размещение силового оборудования	Здание ГЭС напорное	Здание ГЭС	Здание ГЭС	Здание ГАУ
Регулирование гидроэнергии:	Затворы на плотине	Затворы на безнапорной деривации Напорный бассейн	Затворы на напорной деривации Уравнительная башня	Затворы на напорной деривации Бассейн
расходов: } напоров: }				
Эксплуатационные	Шугосброс, решетка	Отстойник Шугосброс Решетка	Решетка	Решетка

напором свыше 100 м. Конечно, в этом случае получаемый напор никакой связи с гидрографическими характеристиками рек и деривации не имеет. Для полноты характеристик схем переброски стока надо указать и на чисто плотинную схему переброски. В этом случае сооружается плотина с отметкой гребня выше отметки водораздела, и сток перебрасываемой реки самотеком переходит поверх водораздела в другой бассейн.

Особо надо отметить для деривационных безнапорных (как правило) схем случай использования перепадов неэнергетических сооружений 8. Такие перепады могут быть на оросительных каналах, у шлюзов, на водоснабженческих деривационных сооружениях и т. д.

Необходимо также указать на возможность осуществления безнапорно-напорных (смешанных) типов деривации.

Смешанные — плотинно-деривационные схемы (12, 13 и 14) повторяют приведенные для деривационных ГЭС три типа. Они широко распространены в условиях горного рельефа. В качестве примера безнапорных смешанных схем можно указать на Земо-

авчальскую ГЭС, Фархадскую ГЭС, Рионскую ГЭС. Напорные смешанные схемы представлены Храмовской ГЭС, Гизельдонской ГЭС и другими.

В отношении гидроаккумуляторных схем следует различать чисто гидроаккумуляторные установки (ГАУ) (схема 15) и гидроаккумуляторы, совмещенные с ГЭС (ГАЭС), т. е. на ГЭС предусматривается установка обратимых агрегатов. Возможно совмещение ГАУ с плотинной ГЭС (16) и с деривационной ГЭС (17).

Если представить себе все элементы ГЭС, подлежащие проектированию, то можно установить необходимость проведения различных видов расчетов: гидравлических, статических, механических, энергетических, гидроэнергетических и других. Необходимо установить факторы, влияющие на основу проектирования того или иного элемента ГЭС. Для такого анализа целесообразно все 19 ведущих факторов объединить в четыре группы: а) энергетические параметры ГЭС; б) естественные и хозяйственные условия; в) параметры сооружений; г) эксплуатационные условия.

Таблица 10-2
Факторы, влияющие на проектирование элементов ГЭС

Факторы	Элементы проекта ГЭС																					
	Схема получения гид- роэнергии	Компоновка головного узла П	Компоновка головного узла Д	Компоновка станци- онного узла	Плотина	Водосбросы и водо- сливные плотины	Водоприсосник	Остойник	Шугосброс	Деривационный канал	Деривационный тун- нель или трубопровод	Напорный бассейн	Уравнительный резер- вуар	Бьестроги и сбросы	Напорные трубопро- воды	Напорные шахты и штольни	Управление затворами	Здания ГЭС, воспри- нимающие напор	Здания ГЭС, не вос- принимающие напор	Гидроэнергетическое оборудование	Электрооборудование	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
<i>Энергетические параметры ГЭС</i>																						
Мощность ГЭС	+	+		+															+	+	+	+
Расчетный расход			+				+	+		+	+	+	+		+	+	+					
Максимальный расход		+	+		+	+									+							
Напор	+	+	+	+	+	+	+			+	+	+	+	+	+	+		+				
Число агрегатов, или ниток трубо- провода															+	+	+	+	+	+	+	
<i>Естественные и хозяйственные условия</i>																						
Геологические условия	+	+	+	+	+	+	+			+	+	+	+	+	+	+		+	+			
Гидрогеологические условия					+					+			+			+		+	+			
Топографические условия	+	+	+	+	+	+	+			+		+	+	+	+	+	+	+	+	+		
Экономические условия	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
<i>Параметры сооружений</i>																						
Тип сооружений	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Материал сооружений					+						+					+						
Длина сооружений, размеры	+	+	+	+	+					+	+				+	+		+	+			
<i>Эксплуатационные условия</i>																						
Колебания мощности													+								+	
Колебания ВБ					+	+	+							+				+				
Колебания НБ								+	+										+			
Зимние условия				+	+		+		+	+												
Твердый сток								+														
Автоматизация					+	+											+				+	+
Регулирование стока	+				+	+				+	+	+										

Примечание: П—плотинная ГЭС,
Д—деривационная ГЭС.

Таблица 10-3
 Факторы, влияющие на основные расчеты по проектированию ГЭС

Факторы	Виды расчетов												
	Энергетические				Гидроэнергетические						Энергоэкономические		Эксплуатационные
	Перспективы развития народного хозяйства	Перспективы энергопотребления	Графики нагрузки	Энергетический баланс и схема энергообеспечения	Экономика отраслей водного хозяйства	Экономика затоплений	Характеристика водотока в естественных условиях	Регулирование стока и гидроэнергетические расчеты	Характеристика водотока в проектных условиях	Выбор энергетических баз для района	Энергетические параметры ГЭС и технико-экономические показатели	План эксплуатации ГЭС	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
<i>А. Народнохозяйственные</i>													
Количество промышленных узлов	+	+	+	+									
Количество групп энергопотребителей	+	+	+							+			
Количество водопользователей					+								
Площадь затопления						+							
Степень хозяйственного освоения района	+	+				+				+			
<i>Б. Энергетические</i>													
Мощность ГЭС	+	+		+						+	+	+	
Структура и мощность ГЭС		+	+	+								+	
Состояние ГЭС												+	
<i>В. Собственно данной ГЭС</i>													
Категория реки							+	+	+				
Вид регулирования				+	+	+		+	+		+	+	
Тип установки					+								
Зимний режим реки							+					+	
Твердый сток реки							+					+	
Учет неустановившихся процессов								+	+			+	
<i>Г. Проектные</i>													
Количество вариантов расчета	+	+	+	+				+		+	+	+	
Обеспеченность исходными данными	+	+	+	+	+	+	+						

В табл. 10-2 показано, какие факторы влияют на проектирование того или иного элемента сооружений. Из этой таблицы видно, что, например, экономические условия влияют на все элементы ГЭС, а твердый сток только на проектирование отстойника и т. п.

Если анализировать условия проектирования по видам расчетов, то характерными будет выделение расчетов энергетических, гидроэнергетических, энергоэкономических и эксплуатационных. Они, в свою очередь, могут быть дифференцированы.

Факторы, влияющие на эти расчеты, удобно разделить на народнохозяйственные, энергетические, собственно данной ГЭС и проектные. В табл. 10-3 приведена схема, характеризующая влияние этих факторов на различные виды расчетов. Анализ вертикальных столбцов показывает, что все виды расчетов связаны

с многими факторами, и это определяет необходимость ясного представления требований к обеспечению необходимыми исходными данными всех групп расчетов.

Изучение характера влияния факторов на расчеты и явится одним из объектов рассмотрения в последующем изложении при исследовании методов, устанавливающих величины параметров и режимов ГЭС, работающих в системе.

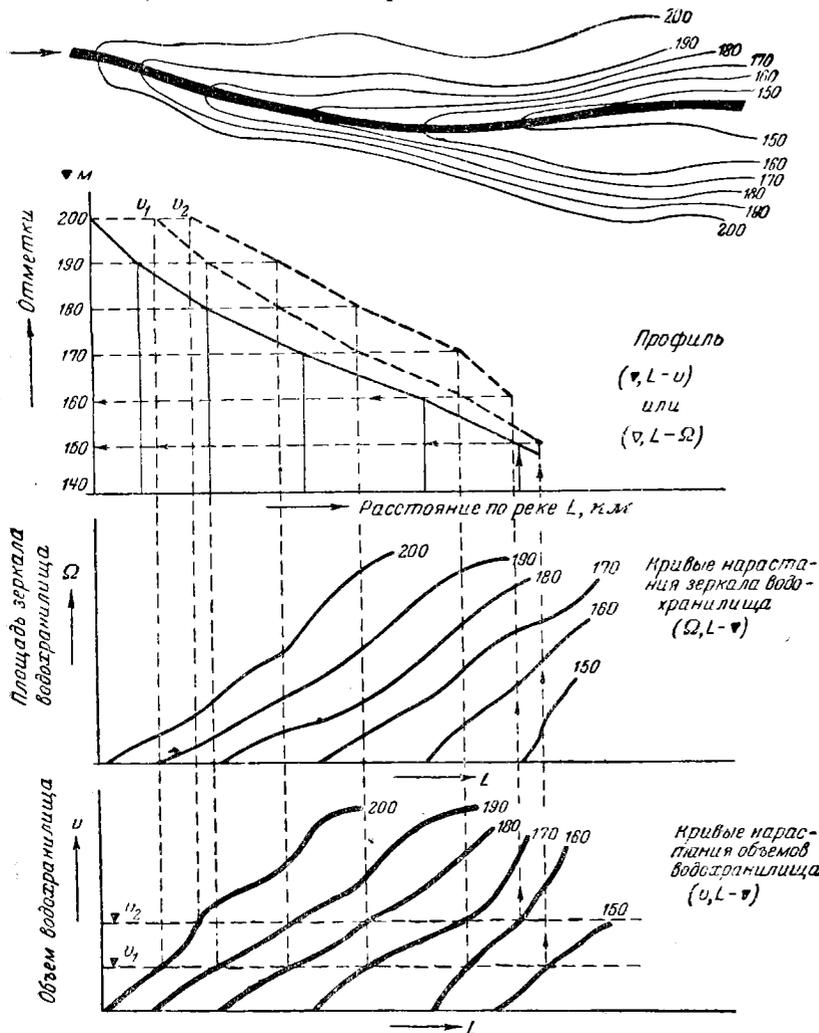
10-2. ВЫБОР СТВОРОВ

Выбор створов требует учета комплекса условий, в первую очередь топографических и геологических. Практика советского проектирования выработала методику составления различных характеристик, позволяющих быстро и наглядно установить лучшие варианты.

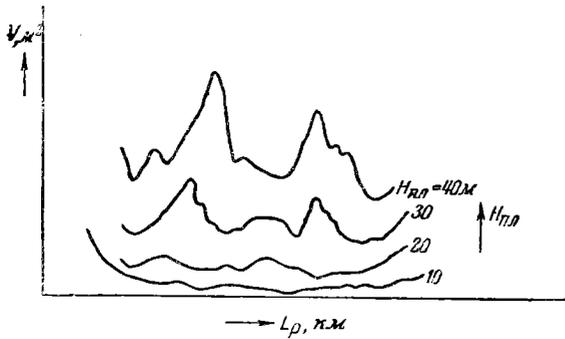
Можно рекомендовать четыре типа характеристик.

а) Топографическая характеристика участка реки (предложенная Б. К. Александровым) представляет собой кривые нарастания вдоль реки (длиной L) зеркала водохранилища Ω и объема водохранилища V по отдельным горизонталям (∇ — отметка), которые представляют собой варианты подпора. На фиг. 10-2 приведены такие кривые. Эти кривые нарастания зеркала и объема водохранилища позволяют провести необходимый анализ. Так, для любого створа по этим кривым можно построить топографическую характеристику водохранилища: $\Omega = \Omega(H_{пл})$ и $V = V(H_{пл})$, где $H_{пл}$ — высота плотины. Возможно, как это показано на фиг. 10-2, задаться значением $V_1 = \text{const}$, $V_2 = \text{const}$ и т. д. и провести на профиле изолинии V_1, V_2, \dots , которые показывают, как вдоль реки изменяется высота плотины, необходимой для создания водохранилища V_1, V_2, \dots

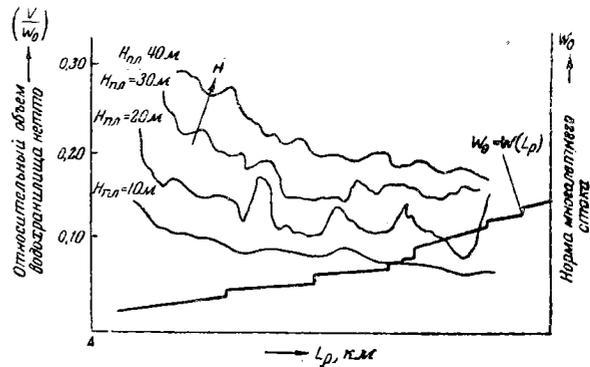
б) На фиг. 10-3 показан такой типовой график, который может быть назван водохранилищной характеристикой участка реки.



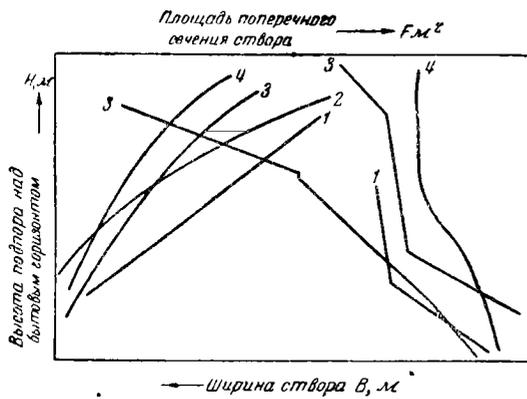
Фиг. 10-2. Топографическая характеристика участка реки.



Фиг. 10-3. Водохранилищная характеристика ($V, L_p - H_{пл}$).



Фиг. 10-5. Относительная водохранилищная характеристика ($\frac{V}{W_0}, L_p - H_{пл}$).



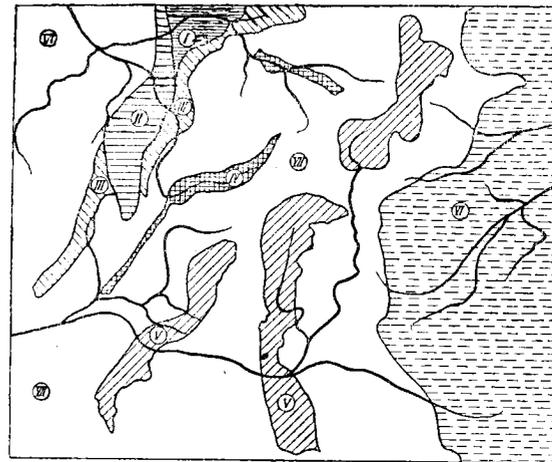
Фиг. 10-4. Характеристика створов речной долины (цифры номера створов).

в) Характеристики речной долины по створам дают (фиг. 10-4) площадь поперечного сечения створа (F) и ширину створа (B) в зависимости от подпора под меженим горизонтом (H_m).

г) Относительная водохранилищная характеристика ($V, L, H_{пл}$) представлена на фиг. 10-5.

Объем водохранилища выражен в относительных величинах, представляющих отношение объема к норме стока в данном створе: $\frac{V}{W_0}$. Для облегчения перестройки абсолютных значений объемов в относительные наносится кривая нарастания нормы стока по реке.

Не все участки реки могут быть удобными по геологическим условиям. Для исключения таких участков следует на расчетном профиле их выделить особо. На фиг. 10-6 приведена карта, характеризующая геологические условия строительства гидротехнических сооружений. Если имеется подобная геологическая

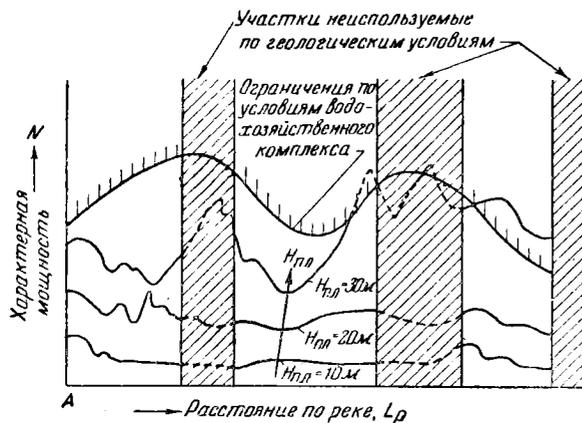


- | | |
|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Неблагоприятные для строительной зоны | Благоприятные для строительной зоны |
| I Карстовая известняковая | V Зоны гранитоиды |
| II Гилсанасная | VI Осадочные породы |
| III Складчатая-карстовая | VII Терригенная |
| IV Карстовые породы центральной зоны | |

Фиг. 10-6. Схематическая карта геологических условий строительства гидротехнических сооружений.

карта по бассейну исследуемой реки, то можно выделить участки, недопускающие строительства гидроузлов по геологическим причинам.

Далее на характеристику должны быть наложены все другие ограничения, как-то связанные с требованиями компонентов водозаявительного комплекса и условиями затоплений и подтоплений. По возможным величинам расходов и напоров определяется мощность и строится обобщенная энергетическая характе-

Фиг. 10-7. Характеристика $(N, L_p - H_{пл})$.

ристика, связывающая мощность (N) (обычно среднесуточную определенной обеспеченности) с высотой плотины $(H_{пл})$, как это показано на фиг. 10-7.

10-3. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОБОСНОВАНИЯ ВЫБОРА СХЕМЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГИДРОЭНЕРГИИ

Для деривационной схемы можно записать выражение для полученного напора:

$$H_d = H_p - \Delta H_d = i_p L_p - i_d L_d. \quad (10-2)$$

Здесь индексы d — деривация, p — река;

$$i — \text{уклон}; \\ L — \text{длина}.$$

Принято эффективность деривационной схемы оценивать величиной полезно получаемого напора на единицу длины деривации:

$$\epsilon = \frac{H_d}{L_d} = i_p \frac{L_p}{L_d} - i_d. \quad (10-3)$$

В большинстве случаев $L_d < L_p$, только в очень неблагоприятных условиях изрезанной оврагами и балками трассы может быть $L_d > L_p$. Можно отношение длин обозначить через

$$k_d = \frac{L_d}{L_p} < 1 \quad (10-4)$$

и выражение для показателя эффективности деривационной схемы записать в виде

$$\epsilon = \frac{i_p}{k_d} - i_d. \quad (10-5)$$

Значение k_d изменяется в широких пределах. Для схем типа 5, 9 и 12 (фиг. 10-1) при трасси-

ровке трассы вдоль реки $k_d = 0,7 \dots 1,0$. Меньшие значения получаются для напорной деривации, позволяющей спрямлять трассу деривации. При срезании петли (типы 6, 10 и 13) в средних условиях $k_d = 0,4 \dots 0,7$.

В связи с выведенным отношением представляет интерес классификация рек по уклону i_p (или удельному падению h_p м/км). Такая классификация приведена в табл. 10-4.

Таблица 10-4

Классификация рек по уклону

Категория рек	Характер реки	Границы уклонов	Границы удельного падения м/км
I	Бурная	$i > 0,010$	$h > 10$
II	Горная	$0,010 > i > 0,005$	$10 > h > 5$
III	Полугорная	$0,005 > i > 0,001$	$5 > h > 1$
IV	Равнинная	$0,001 > i > 0,0005$	$1,0 > h > 0,5$
V	Равнинная Спокойная	$0,0005 > i$	$0,5 > h$

К рекам I типа относятся верховья таких рек, как Терек, Белая, Чаткал, Китой и др. Реки II и III типа: Алазань, Занга, Бия, Катунь, Чирчик и др.

Реки IV типа: Днестр, Енисей (верховья), Бухтарма и др.

Реки V типа: Волга, Дон, Днепр, Нева, Обь (низовья) и др.

Поскольку обычно экономический уклон деривации $i_d = 0,0001, 0,0003$, т. е. $h_d = 0,1 \dots 0,3$ м/км, в формуле (10-5) можно им пренебречь и упрощенно выразить показатель эффективности в виде

$$\epsilon = \frac{i_p}{k_d}. \quad (10-6)$$

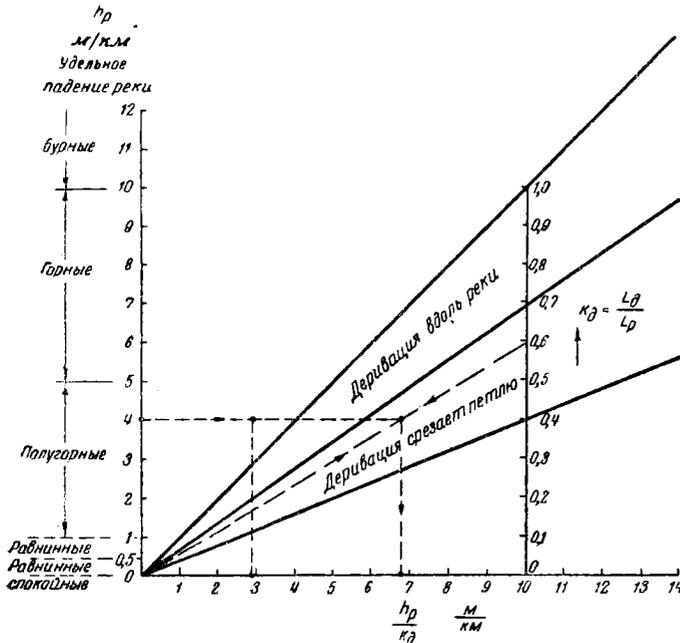
На фиг. 10-8 дана номограмма для расчета по этой формуле. Пунктиром показан пример: $h_p = 4$ м/км, $k_d = 0,6$ и получаем $\frac{h_p}{k_d} = 6,75$ м/км.

Для экономического расчета (фиг. 10-9) напора следует применить приведенную расчетную формулу

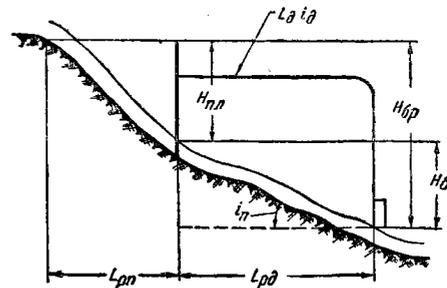
$$u_{zd}^0 = u_{md}^0$$

или в общей форме

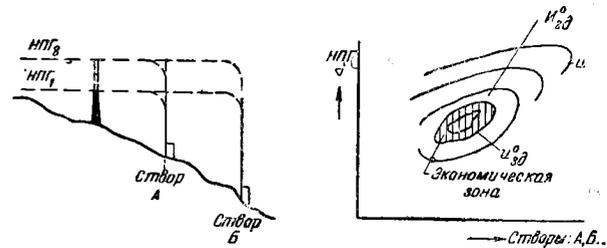
$$\frac{\partial I_z^0}{\partial H} = \frac{\partial I_m^0}{\partial H}. \quad (10-7)$$



Фиг. 10-8. Зависимость показателей деривационной схемы получения гидроэнергии от характера реки.



Фиг. 10-9. Схема для экономического расчета деривационной ГЭС.



Фиг. 10-10. Схема для экономического расчета смешанной ГЭС.

Принятые упрощенные зависимости позволяют для расчетных издержек записать:

$$I_2^0 = p_2^0 \cdot K_2,$$

$$I_m^0 = u_3^0 \cdot \mathcal{E}_2,$$

т. е. расчетные удельные издержки на киловаттчас приняты постоянными $u_3^0 = \text{const}$. Тогда условие (10-7) будет

$$p_2^0 \frac{\partial K_2}{\partial H} = u_3^0 \frac{\partial \mathcal{E}_2}{\partial H}. \quad (10-8)$$

Этим выражением и следует пользоваться для расчета. Как видно из него, для аналитического или графического расчета необходимо получить зависимости $K_2 = K(H)$ и $\mathcal{E}_2 = \mathcal{E}(H)$. Для выражения $K_2 = K(H)$ можно воспользоваться либо эмпирическими формулами, либо построить ее по нескольким значениям напора. Для выработки можно записать аналитическое выражение в виде:

$$\mathcal{E}_2 = \frac{W_2 \cdot \eta_2}{367} (H - \Delta H), \quad (10-9)$$

здесь W_2 — сток, прошедший через ГЭС.

В результате расчета находится экономическое значение напора.

Приведенная схема расчета может быть применена и для определения напора плотинной ГЭС, но выражение для выработки будет сложнее. Усложнение связано с тем, что повышение напора ($H_{ПГ}$) увеличивает объем водохранилища, чем влияет на величину выработки и характер ее распределения в течение года. Как показал М. А. Мостков, аналитическое представление этих связей приводит к очень сложным выражениям, которые можно решить, лишь вводя ряд упрощений. Практически целесообразно, обеспечив сопоставимость вариантов, сделать несколько упрощенных подсчетов для различных значений $H_{ПГ}$ с тем, чтобы установить экономическую зону.

В случае смешанных плотинно-деривационных установок при выборе $H_{ПГ}$, т. е. разбивке напора между плотинной и деривацией, следует учитывать совместное влияние на экономические показатели указанных ранее фактов.

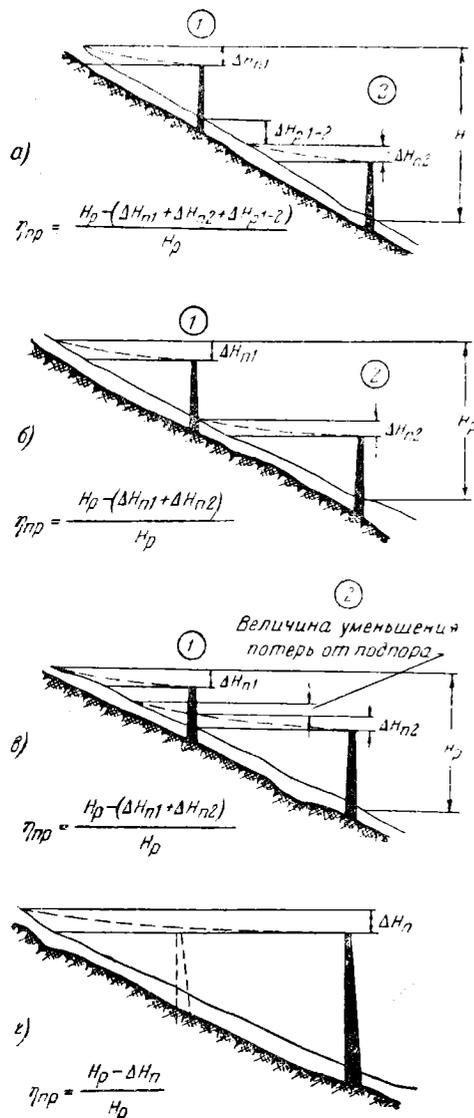
Можно, как это предложил М. А. Мостков, итоги расчетов по вариантам представить, как это показано на фиг. 10-10, в поле ($H_{ПГ}$, створы) с изолиниями $u_{2\partial}^0$. Площадь, ограниченная значением $u_{2\partial}^0 = \text{const}$, определит экономическую зону.

При комплексном использовании приходится в энергоэкономические расчеты вклю-

читать соответствующие показатели водохозяйственного компонента, имея в виду, что в этом случае, как было ранее указано, принцип расчета основан на достижении минимума расчетных издержек, не ограничиваясь лишь системой (I_c^0), а распространяя это условие на весь связанный с ГЭС водохозяйственный комплекс ($I_{стр}^0$).

10-4. ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КАСКАДНОЙ СХЕМЫ

Анализ сочетаний ступеней при разбивке используемого участка реки показывает принципиально три возможных случая соединений (фиг. 10-11):



Фиг. 10-11. Варианты разбивки каскада.

а) Разомкнутый каскад, при котором между ступенями каскада остается недоиспользованный участок реки (ΔH_{p1-2}).

Полные проектные потери напора будут состоять из потерь напора на подпоре для обеих ступеней (ΔH_{n1} и ΔH_{n2}) и из напора неиспользованного участка

$$\Sigma \Delta H_n = \Delta H_{n1} + \Delta H_{n2} + \Delta H_{p1-2}.$$

б) Сомкнутый каскад, при котором кривая подпора нижней ступени упирается в НБ плотины верхней ступени. В этом случае не будет потерь на недоиспользованном участке (ΔH_{p1-2}), т. е. потери каскада

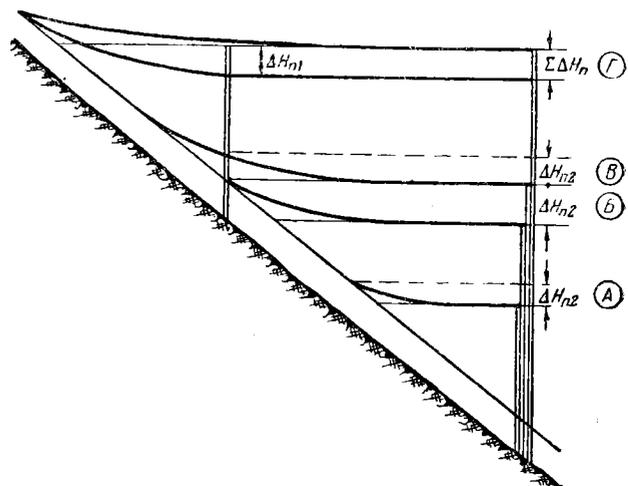
$$\Sigma \Delta H_n = \Delta H_{n1} + \Delta H_{n2}.$$

в) Подпертый вариант — в этом случае, чем больше будет подперта верхняя ступень, тем меньше будут потери на подпоре у нижней ступени (ΔH_{n2}). В общем потери составят:

$$\Sigma \Delta H_n = \Delta H_{n1} + \Delta H_{n2},$$

но ΔH_{n2} будет зависеть от степени подпора. На схеме показан предельный вариант, когда вообще двухступенчатое использование заменяется одноступенчатым (фиг. 10-11) и потери напора $\Sigma \Delta H_n = \Delta H_{n1}$ являются наименьшими. На фиг. 10-12 дано совмещенное изображение всех вариантов.

Вывод из приведенного рассмотрения таков, что в случае необходимости разбивки на ступени, для увеличения использования падения



Фиг. 10-12. Влияние НПП нижней плотины на использование напора реки.

реки (η_{np}^H), целесообразно в экономически и технически допустимых пределах повышать подпор от нижней установки. Практически верхняя установка располагается либо в месте примыкания кривой гидростатического подпора на отметки *НПГ* нижней плотины, либо на $1/3$ длины подпора от места его выклинивания.

Помимо повышения использования напора реки, подпор позволяет: а) уменьшить влияние *НБ* для верхней установки, ибо переход на подпорную кривую расхода дает меньшие колебания напора из-за колебаний *НБ*, чем при бытовой кривой расхода;

б) уменьшает колебания *ВБ* для нижней ступени;

в) увеличивает объем регулирующей призмы для нижней ступени.

Отрицательными сторонами повышения *НПГ* нижней установки являются: а) удорожание сооружений (в основном плотины) нижней установки, б) увеличение затоплений и подтоплений для нижней установки, в) увеличение потерь на испарение, фильтрацию и льдообразование из *ВБ* нижней установки.

Все эти плюсы и минусы необходимо в каждом конкретном случае взвесить и сопоставить. Для этого следует произвести соответствующие вариантные энергоэкономические расчеты. И. Н. Мелик-Пашаев произвел проектирование шести вариантов каскадного использования участка реки. При этом расчет велся по двум режимам расходов: для низких вод и высоких вод. Результаты расчетов сведены в табл. 10-5.

Сопоставление вариантов по показателю использования падения реки η_{np}^H показывает явные преимущества после одноплотинного варианта (№ 6), варианта с тремя плотинами, подпертыми по высоким водам (№ 5). Но если

вести первый упрощенный экономический критерий, положение резко изменяется. Мы подсчитали для плотин треугольного профиля удельную затрату бетона на получение метра проектного напора — в $м^3/м$. Результаты этих подсчетов дают другую оценку выгодности вариантов. Очевидно из табл. 10-5, что № 5 и № 6 являются по этому критерию самыми худшими. Могут считаться лучшими варианты № 4 и № 1.

Общие принципы разбивки участка использования на ступени можно сформулировать в следующем виде:

а) Добиваться максимальной концентрации напора на ступенях, что означает возможное сокращение числа ступеней. *НПГ* каждой из ступеней должно обосновываться экономическим расчетом.

б) Добиваться подтопления в нижнем бьефе для обеспечения свободного суточного регулирования верхележащей установки.

в) Створ располагать ниже впадения крупных притоков и выше крупных населенных пунктов.

Каскады можно классифицировать по разным признакам. Если рассматривать их по характеру схем получения гидроэнергии, можно выделить три типа:

I. Каскад русловых ГЭС или приплотинных.

На фиг. 10-13 приведена каскадная схема использования равнинной реки системой русловых ГЭС.

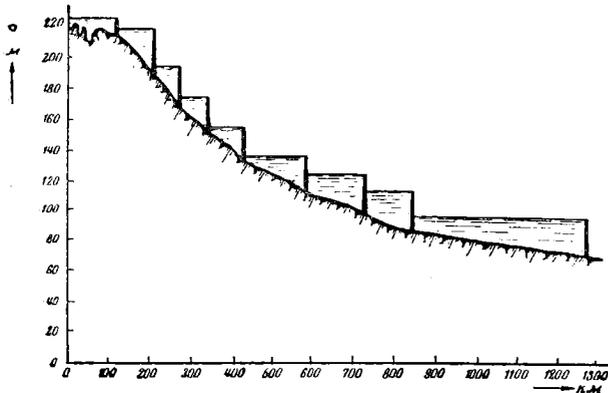
II. Каскад деривационных ГЭС.

На фиг. 10-14 дана схема каскада на реке горного типа, в которой установки имеют невысокие водозаборные плотины и безнапорную деривацию.

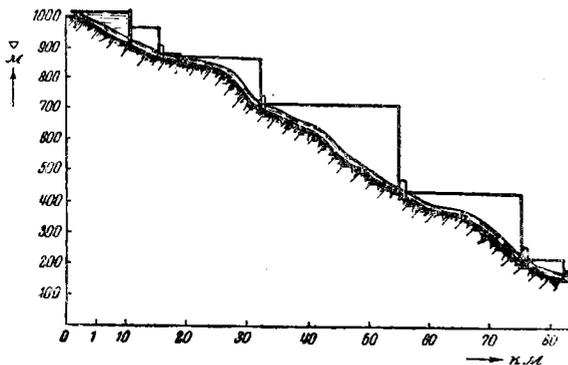
III. Каскад плотинно-деривационный — когда представлены ГЭС с плотинными и деривационными схемами.

Таблица 10-5
Сопоставления вариантов каскадного использования участка реки

№ варианта	Число ступеней	Характер сопряжения	H_p , м	Суммарная высота плотин, м	η_{np}^H		Удельный расход бетона на 1 м проектного напора	
					при низких водах, %	при высоких водах, %	при низких водах, $м^3/м$	при высоких водах, $м^3/м$
1	3	Сомкнутые по высоким водам	40,8	36	73,5	51,4	1,7	2,4
2	3	Сомкнутые по низким водам	30,0	36	71,2	54,4	2,4	3,1
3	3	Подпертые по гидростатическому подпору по низким водам	24,0	36	93,0	70,0	2,3	3,0
4	3	То же по высоким водам	30,0	36	94,3	79,3	1,8	2,1
5	3	То же по высоким водам (другое расположение)	40,8	60	95,1	88,4	3,6	3,9
6	1	По высоким водам	40,8	42	98,3	95,5	5,2	5,4



Фиг. 10-13. Схема каскада русловых ГЭС на реке равнинного типа.



Фиг. 10-14. Схема каскада деривационных ГЭС на реке горного типа.

В схеме каскада возможно расположение дополнительного водохранилища на притоке реки, вода из которого подается уже под напором к одной из ГЭС на главной реке.

Особое значение имеет расположение больших водохранилищ, являющихся важнейшими регуляторами речного стока, а тем самым и энергетического режима ГЭС. В связи с этим можно классифицировать каскады по условиям размещения в них регулирующей емкости (V). Возможны два типа каскадов (фиг. 10-15).

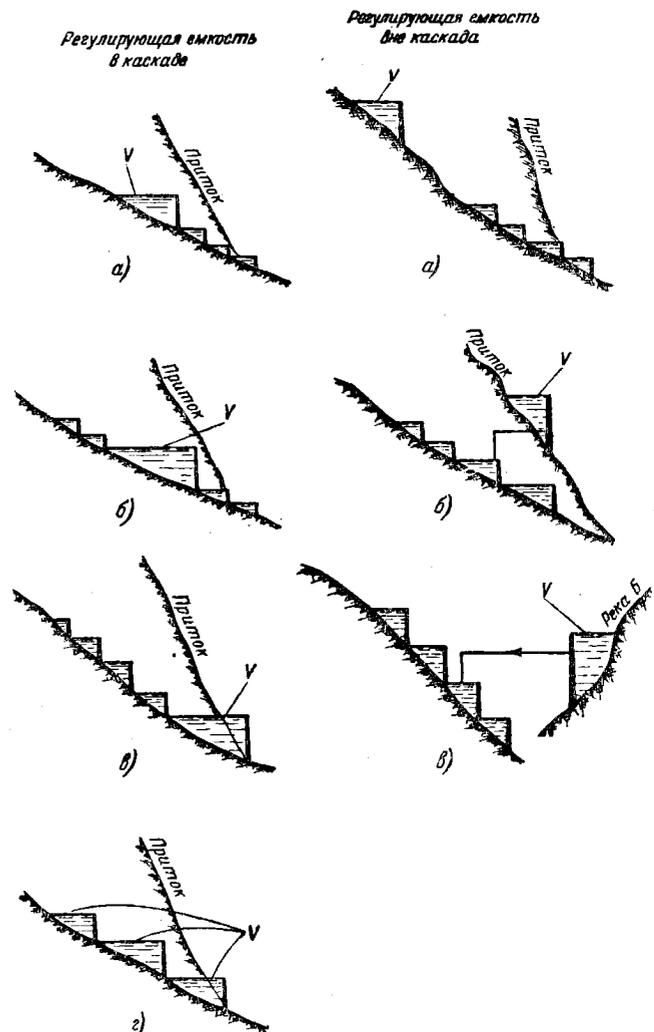
I. Каскады с размещением регулирующей емкости в системе установок каскада.

- а) На самой верхней установке.
- б) Между верхней и нижней установками.
- в) На самой нижней установке.

г) Распределено между установками каскада.

II. Каскады с размещением регулирующей емкости вне системы установок каскада.

- а) в верховьях реки,
- б) на притоках реки,
- в) в бассейне другой реки.



Фиг. 10-15. Классификация каскадов по размещению регулирующей емкости.

Каждая из этих схем имеет свои преимущества и недостатки и если имеется возможность их варьировать, то только конкретный технико-экономический анализ позволит выбрать оптимальную.

10-5. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СХЕМЫ КАСКАДА ГЭС

Вопрос экономического расчета каскада весьма сложен. Большое количество факторов, определяющих его показатели, не позволяют не только выразить в аналитической форме все эти взаимосвязи, но даже при вариантном подсчете вызывают затруднения в установлении правильных условий расчета. Общие экономические критерии известны, и при сложной схе-

ме единственный путь — это метод приведения, заключающийся в том, что ведущая установка каскада рассчитывается совместно со всеми другими установками, представляемыми общей характеристикой «приведенной» второй ГЭС каскада. В таком случае расчеты значительно облегчаются.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Схемы получения гидравлической энергии насчитывают 17 типов, разделяющихся на три группы: плотинные, деривационные и гидроаккумуляторные. Классификация схем получения гидроэнергии позволяет дать функциональную классификацию сооружений. Возможно также определить факторы, влияющие на расчет сооружений и ГЭС в целом. Весьма важным вопросом является выбор створа. Для наглядного исследования этого вопроса рекомендуется построение серии характеристик вдоль водотока. Экономический принцип — минимум расчетных издержек — может быть применен для обоснования расчетного напора и выбора схемы получения гидроэнергии.

Более сложным вопросом является проектирование каскадной схемы. Анализ показал, что использование напора получается более полным при подпертом каскаде, но степень подпора должна быть обоснована экономически. Большое значение имеет место расположения в каскаде регулирующей емкости. Этот признак является основой классификации каскадов. Экономический расчет каскада, ввиду множества факторов, его определяющих, возможен лишь вариантным методом.

Литература

- 10-1. Гидросиловые установки, Описательный курс под редакцией Золотарева Т. Л. Госэнергоиздат, М.—Л., 1944.
- 10-2. Ф. Ф. Губин, Гидроэлектрические станции, Госэнергоиздат, М.—Л., 1949.
- 10-3. И. Н. Мелик-Пашаев, Использование напора при подпорных установках, ОНТИ, Л.—М., 1935.
- 10-4. А. А. Морозов, Использование водной энергии, Госэнергоиздат, Л., 1948.
- 10-5. М. А. Мостков, Основы теории гидроэнергетического проектирования. Госэнергоиздат, М.—Л., 1948.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

ВОДНОЕ ХОЗЯЙСТВО И ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

11-1. ВОДНОЕ ХОЗЯЙСТВО И ЕГО ОСОБЕННОСТИ

Водное хозяйство как отрасль народного хозяйства было создано в нашей стране только после Великой Октябрьской социалистической революции. Термин «водное хозяйство» был введен известным русским ученым В. В. Докучаевым в его классической работе «Наши степи прежде и теперь».

Под водным хозяйством понимается совокупность всех вод страны и широкого комплекса методов их использования для различных народнохозяйственных, культурно-бытовых, лечебных и других целей.

Все технические решения по использованию водных ресурсов характеризуются рядом особенностей, которые и определяют соответствующий подход к использованию водных ресурсов в условиях социалистического хозяйства. Эти особенности следующие:

1. *Взаимосвязь с естественно-историческими условиями.* Для бедных осадками районов Средней Азии решающим является получение воды для орошения земли. В Полесье основным препятствием к освоению земель является

их заболоченность. Осушительные мелиорации являются ведущими в этом районе.

2. *Двойственная связь каждой отрасли с народным хозяйством.* Каждая отрасль водного хозяйства связана, с одной стороны, со своей специальной потребительской отраслью народного хозяйства, которую обслуживает, а с другой, используя в той или иной форме общий ресурс—воду, с водным хозяйством других отраслей народного хозяйства. Гидроэнергетика является важным элементом в энергетическом хозяйстве страны и также обязательно увязывается с конкретными задачами водного хозяйства. Нередки случаи, когда использование водотока для других неэнергетических отраслей водного хозяйства является главным. Так, ГЭС, построенные на оросительных каналах, подчиняются в своем режиме работы требованиям орошения, а не задачам энергетического использования водотока.

3. *Единство ресурса и сооружений.* Природные водные ресурсы используются посредством возведения на них общих гидротехнических сооружений тип и конструкция которых опре-

деляются природными условиями используемого водотока.

4. *Высокое органическое строение капиталовложений.* Это является результатом преобладания строительных гидротехнических работ. Стоимость оборудования невелика. В наиболее оснащенной оборудованием отрасли водного хозяйства — в гидроэнергетике, вложения в оборудование не превышают 30% от суммарных капиталовложений.

5. *Длительность действия.* Изменение водных ресурсов для любых целей ведет к изменению природных условий и по характеру своих сооружений (плотины, каналы и пр.) влияет в течение длительного срока на режим используемого водотока, так как основные гидротехнические сооружения: плотины, каналы и др. относятся к сооружениям с очень большим сроком службы (до 100 лет).

Важно отметить еще два момента, связанные с этим. Первое — это то, что использование водных ресурсов на одном участке реки определяет в значительной мере возможности дальнейшего использования реки на других участках. Второе — то, что эффективность проведенной крупной водохозяйственной реконструкции нарастает со временем, за счет улучшения (мелиорации) земель и климата. Благодаря этому со временем меняется в лучшую сторону почва и климат и полезный народнохозяйственный эффект реконструкции суммируется. В связи с этим иногда освоение во времени водохозяйственного ресурса может быть замедлено. Так, шлюз должен сооружаться на полную пропускную способность, а грузооборот растет до этого расчетного уровня несколько лет. Если обойти эту трудность разбивкой сооружений на очереди, скажем на две нитки шлюзов, тогда это вызовет общее удорожание. Для решения подобных вопросов необходимо проведение глубокого технико-экономического анализа.

11-2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ ВОДНОГО ХОЗЯЙСТВА В СССР

В нашей социалистической стране, в которой заботам о благосостоянии трудящихся постоянно уделяется большое внимание, задача благоустройства поднята на небывалую высоту, поэтому в организации водного хозяйства СССР ведущая роль принадлежит первому принципу водного благоустройства. Охрана водных источников, специальные решения о мелиорации обширных территорий и другие мероприятия партии и Правительства направлены на улучшение неблагоприятных при-

родных условий. Сталинская установка на улучшение условий жизни человека красной нитью проходит по всем водохозяйственным мероприятиям, а именно, увеличение норм потребления воды, разработка методов приготовления высококачественной воды, обводнение засушливых районов, осушение заболоченных земель, широкое использование водной энергии и др.

Коренное решение водохозяйственных проблем. В стране Советов водохозяйственная мелиорация учитывает интересы и грядущих поколений. Только стране победившего социализма под силу планово и последовательно проводить борьбу с причинами природных водных несоответствий. Переход к крупной коренной реконструкции наших водных ресурсов изменяет природу нашей страны. Уже работают три гидроузла на Верхней Волге, в стройке узлы на Волге, Оке и Каме. Начаты работы по возведению величайших строек Сталинской эпохи на реках Волге, Днепре и Аму-Дарье. Работают канал имени Москвы и Беломорско-Балтийский канал имени Сталина, сооружаются другие крупные пути, грандиозные оросительные системы Кавказа и Средней Азии, гидроузлы на важнейших реках Союза. Все это — звенья грандиозного сталинского плана преобразования природы одной шестой части земли. Только в нашей стране ставятся и решаются такие исторические водохозяйственные проблемы.

Можно назвать важнейшие народнохозяйственные проблемы, подлежащие разработке в ближайшее время, как-то: Ангаро-Енисейская, Колыма-Яна-Индибирская, освоение Барабинской и Кулундинской степей, Большой Алтай, развитие центрального Казахстана, Балхаш-Илийская проблема, освоение голодной степи, Арало-Каспийская, Ферганская, Урало-Эмбинская, Кура-Араксинская, Севано-Зангинская, Ленкоранская, Колхидская, освоение Черноморского побережья, Волго-Донская, Большая Волга, Большой Днепр, Днестровская, Полесская, Западно-Двинская, Кольская и другие¹. Во всех этих проблемах стержневыми вопросами являются вопросы водохозяйственного комплекса.

Принцип комплексности является третьим основным принципом социалистического водного хозяйства. В капиталистических условиях комплексность, в смысле одновременного использования водного ресурса и гидротехнических сооружений для разных отраслей,

¹ См. „Вопросы экономики“, № 1, 1950, стр. 95.

применяется, но проводится неполноценно со всеми недостатками, присущими капиталистической системе. Использование энергии известного Ниагарского водопада осуществляется несколькими ГЭС на правом (США) и левом (Канада) берегах. Среди всех ГЭС только одна мощная; вся схема использования уродлива и никак не соответствует исключительным природным возможностям.

Ввиду того, что в США станции и шлюзы принадлежат разным владельцам, они сооружаются обязательно на разных берегах, что во многих случаях является нерациональным.

Когда строили Ассуанскую плотину на Ниле, то учли только интересы орошения, и для энергетического использования такой мощной реки как Нил пришлось два раза повышать высоту плотины. В результате энергетическое использование весьма неполное. Подобных примеров можно привести множество.

В условиях отсталой капиталистической царской России нельзя было комплексно осуществлять водохозяйственные проблемы. Судходство на р. Урал было запрещено ибо «оно испортило бы рыбу». Рыбные промыслы на р. Урал были в руках Уральского казачьего войска и это предредило исход борьбы в пользу рыбопромышленников. На Волге же, где лидерствовали нефтепромышленники, разрешалось перевозить нефтепродукты в деревянных

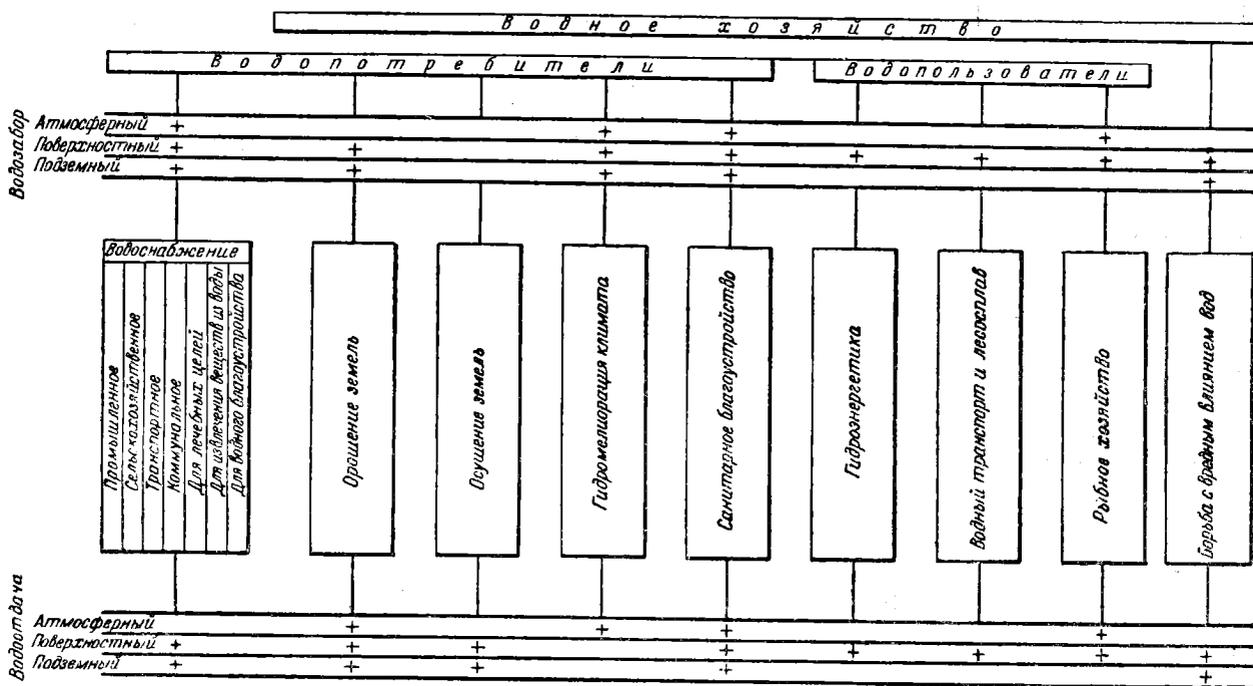
баржах, что приводило к массовой порче и гибели рыбы. Много лет шла безуспешная борьба с владельцами земель, прилегающих к днепровским порогам, но реализовать даже скромные схемы шлюзования Днепра не удавалось.

В основе планового хозяйства СССР лежит комплексное использование водных богатств и водохозяйственных сооружений, подчиненное разрешению общей народнохозяйственной задачи всемерного развития производительных сил страны.

11-3. СТРУКТУРА ВОДНОГО ХОЗЯЙСТВА

Классифицировать водное хозяйство можно по разным признакам. Основной является отраслевая классификация, определяющая направление использования водных ресурсов и этим самым указывающая на связи со специальными отраслями народного хозяйства. На схеме (фиг. 11-1) дана такая классификация. Из всех отраслей водного хозяйства можно выделить две главные группы отраслей народного хозяйства:

а) **Водопотребление** — к которому относятся те отрасли, которые используют воду как вещество и изымают ее из данного водисточника на достаточно длительный срок, возвращая ее в водооборот иногда в другой бассейн или в атмосферу.



Фиг. 11-1. Схема отраслевой классификации водного хозяйства.

Наиболее развитым и важным потребителем является водоснабжение со своими многочисленными хозяйственными направлениями. Мелиорация охватывает три таких направления: орошение земель, осушение земель и новое развивающееся в СССР направление — гидромелиорация климата. Осушение земель отличается тем, что является не потребителем, а наоборот, своеобразным водосточником. Рыбное хозяйство, применяя в современных условиях создание специальных мелиорированных нерестилищ, является иногда водопотребителем.

б) Водопользование — к этой группе отнесены гидроэнергетика, водный транспорт и рыбное хозяйство (в части рыбоходов), которые используют энергию воды или воду как среду, не изымая ее из водотока.

Особняком стоят такие важные отрасли водного хозяйства как борьба с вредным влиянием вод и санитарное благоустройство. На фиг. 11-1 показано схематично, какие формы стока используются в водозаборе и при возврате воды каждой из отраслей. Для отдельных видов отраслей водного хозяйства харак-

Таблица 11-1
Классификация отраслей водного хозяйства по общим сооружениям

Отрасли водного хозяйства	Сооружения				
	Плотина	Водопрёмник	Канал	Тоннель	Трубопровод
Водоснабжение	+	+	+	+	+
Орошение	+	+	+	+	+
Осушение			+	+	
Гидромелиорация климата	+				
Водный транспорт	+	+	+	+	
Борьба с вредным действием вод	+				
Санитарное благоустройство	+		+		
Гидроэнергетика	+	+	+	+	+
Рыбное хозяйство	+	+			

терно, что водозабор может производиться из всех трех зон: атмосферы, поверхностных вод и подземных вод.

Возможна также классификация водного хозяйства по единству гидротехнических сооружений.

Плотина, создавая подпор, одновременно концентрирует напор воды для гидроэнергетики, увеличивает глубину для водного транспорта, обеспечивает водозабор для других водопользователей. Канал также может объединять интересы нескольких отраслей и т. д.

В табл. 11-1 показано, какие отрасли водного хозяйства могут использовать общее сооружение.

Для анализа структуры водохозяйственного комплекса (ВХК) необходимо учесть между компонентами ВХК — отраслями водного хозяйства, наличие четырех видов связей:

- а) гидрологических — общность ресурса объекта использования;
- б) технических — общность гидротехнических сооружений;
- в) экономических — одновременность затрат, взаимосвязь народнохозяйственной эффективности и пр.;
- г) правовых — имеющих особое значение при наличии частной собственности и определяемых государственными интересами в условиях нашей страны.

		Требования к водному балансу				Минимально необходимые гидротехнические сооружения					
		Количественное	Режимное по сезонам				Плотина	Водоразъем	Дарьяция	Спец. соор.	Отвод соор.
			Зима	Весна	Лето	Осень					
Водопотребители	Водоснабжение	-W _{вд}									
	Орошение	-W _{ор}									
	Осушение	+W _{ос}									
	Рыбное хозяйство	-W _{рх}									
Водопользователи	Гидроэнергетика	Нет									
	Водный транспорт	Нет									
	Лесосплав	Нет									
	Борьба с вредными действиями вод	Нет									
	Санитарное благоустройство	Нет									

Фиг. 11-2. Режимное сопоставление компонентов водохозяйственного комплекса.

Особенно важно учесть, что каждая из отраслей водного хозяйства воздействует на изменение естественного (бытового) режима водотока и это может отрицательно сказываться не только на интересах других отраслей водного хозяйства, но и отрицательно на народном хозяйстве вообще. Так, проведение дноуглубительных работ в одном случае привело к такому резкому снижению уровня грунтовых вод, что пришлось перейти на искусственное орошение. Создание водохранилища, изменяя речной режим на озерный, вызывает увеличение толщины льда и этим отодвигает наступление навигации и начало весны, наоборот, при осушении заболоченных земель спуск в реку дренажных вод, имеющих относительно высокую температуру, ускоряет таяние льда и задерживает замерзание реки, т. е. удлиняет навигационный период.

В целях сопоставления требований отдельных отраслей водного хозяйства на схеме (фиг. 11-2) показаны количественное и режимное требования к водному балансу. Из сопоставления режимов видно, что только рыбное хозяйство относительно следует бытовому режиму, все остальные компоненты ВХК требуют изменения бытового режима водотока применительно к своим нуждам, в случае же невозможности сделать это, могут использовать только часть стока. На той же схеме показано, какие сооружения минимально необходимы для удовлетворения нужд той или иной отрасли водного хозяйства.

11-4. МЕТОДЫ УВЯЗЫВАНИЯ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА И ЕГО ЭКОНОМИКА

Пути решения схемы ВХК многообразны и выбор определяется конкретным экономическим анализом. При сочетании интересов двух отраслей водного хозяйства, требующих различных режимов потребления, возможно, в принципе, рассмотрение вариантов:

а) Одной из отраслей отдается предпочтение, т. е. она считается ведущей, и тогда другая отрасль работает по режиму, установленному для ведущей отрасли. Так, при устройстве ГЭС на перепадах ирригационных каналов, ее работа определяется режимом, продиктованным интересами орошения. Водоснабжение в ряде мест является ведущим компонентом водохозяйственного комплекса.

б) Находят компромиссное решение, удовлетворяющее в какой-то мере обе отрасли. Такие решения обеспечиваются возможностями планирования и внутреннего регулирования данной отрасли водного хозяйства в общих интересах народного хозяйства. Но так как та-

кие компромиссные решения связаны с народным хозяйством, то подобные увязки иногда бывают весьма затруднительны. Такой путь согласования интересов компонентов водохозяйственного комплекса имеет благоприятные условия при возможности осуществления достаточно длительного регулирования стока.

в) Устройство трансформирующих водохранилищ, что позволяет полностью удовлетворить требования разнообразных компонентов ВХК. Конечно, при этом должна быть соблюдена определенная последовательность. Например, ГЭС должна быть расположена выше водозабора для водоснабжения или орошения и т. п. Трансформирующее водохранилище должно преобразовать режим водотока, измененный первым (верхним) потребителем, в режим, необходимый для второго, расположенного ниже. Так решается, например, вопрос обеспечения водозабора для орошения из нижнего бьефа Мингечаурского гидроузла. В нижнем бьефе сооружается плотина, создающая свое водохранилище, обеспечивающее необходимое перерегулирование. В проекте орошения Заволжья предусматривалось создание трех крупных оросительных водохранилищ, куда вода должна была подыматься насосами из Волги. Этим самым ирригация освобождала Куйбышевскую ГЭС от привязки к ирригационному режиму.

При первоначальном решении использования водного ресурса в одном направлении, ввиду отмеченной общности сооружений и водного источника, неизбежно появляются и изменяются возможности его использования для других водопользователей. Необходим анализ пределов сосуществования компонентов без противоречий.

Особое значение имеет водохозяйственный комплекс в решениях схем использования на малом стоке. Своеобразие этих малых проблем состоит в том, что:

а) большое количество малых проблем может быть объединено по признаку единства водохозяйственных мероприятий и общности народнохозяйственного задания;

б) может иметь место территориальное совпадение с крупными комплексами, что требует увязки;

в) должна быть учтена особая роль подземных водных ресурсов;

г) необходимо учитывать мелкую гидротехнику, т. е. приведение в порядок территории («туалет земли») по санитарным требованиям.

д) Объекты местного водного благоустройства имеют особое оборонное и хозяйственное значение.

Осуществление Сталинского плана лесонасаждений предусматривает сооружение около 45 000 прудов и водоемов. Эти водохранилища станут объектами комплексного водохозяйственного использования.

Одним из важнейших вопросов решения схемы комплексного использования водотока является определение народнохозяйственной эффективности принятого варианта. Для решения этого вопроса необходимо экономически выразить все положительные и отрицательные влияния каждой схемы. Это требует глубокого анализа всех путей взаимовлияний рассматриваемых отраслей водного хозяйства со всем народным хозяйством. При этом необходимо решать вопрос о распределении общей части капиталовложений в водохозяйственный комплекс между отдельными компонентами комплекса. Это необходимо для того, чтобы каждая отрасль водного хозяйства могла определять экономическую эффективность своей деятельности.

Уже были отмечены сооружения, обслуживающие комплекс: плотины, водоприемники, каналы и пр. Если обозначить капиталовложения в комплексные сооружения через $K_{к.мп.}$, то задача формулируется следующим образом: определить распределение $K_{к.мп.}$ между компонентами ВХК.

До настоящего времени нет общепринятого единого метода распределения капиталовложений между компонентами. Применяются следующие приемы:

1. Произвольное деление. Так, предлагалось $1/3$ стоимости плотины при транспортно-энергетическом водохозяйственном комплексе отнести на водный транспорт. Подобные решения не имеют никакого основания и рекомендованы быть не могут.

2. Выбор ведущего компонента. Этот прием заключается в отнесении основных вложений на «ведущий», главный, основной, «неизбежный» — снося все остальные затраты на другой компонент. Метод условен и неясен в применении.

3. По удельному размеру специальных вложений. Общие вложения распределяются между компонентами пропорционально специальным вложениям. Этот метод никакого обоснования не имеет и неправилен.

4. По принципу независимости решений. Если предположить, что каждый из компонентов ВХК решает в таком же масштабе изолированно свою задачу, то ему потребуются определенные вложения. Предлагается общие вложения распределять пропорционально этим изо-

лированным решениям. Здесь возникают две технические трудности — неполная сопоставимость изолированных и комплексных решений и необходимость двойного проектирования.

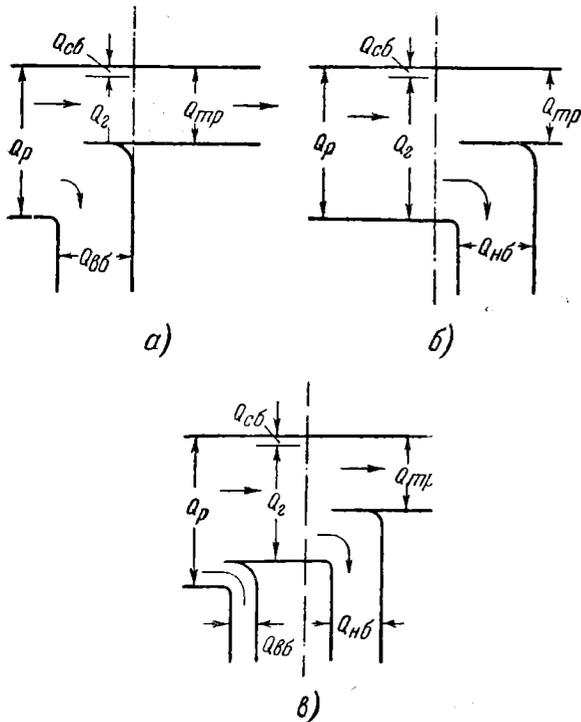
5. Пропорционально эффективности каждой отрасли. В этом методе, наиболее обоснованном, имеется большая трудность. Для определения эффективности для каждой отраслевой составляющей комплекса необходимо уже знать издержки, для чего требуется заранее принятое распределение между компонентами. Следовательно, здесь возможно идти лишь методом последовательных приближений.

Необходимо отметить, что в практике нашего водохозяйственного строительства наибольшую часть вложений принимает на себя энергетика.

11-5. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЙ БАЛАНС

Важнейшим и решающим объектом расчета и анализа при проектировании и эксплуатации водохозяйственного комплекса является водохозяйственный баланс. При рассмотрении побассейновой схемы, что обязательно имеет место в каскадных схемах получения гидроэнергии, анализ водохозяйственного баланса должен быть составлен для всех створов. В основе всех расчетов должен лежать полный учет всей приходной и расходной частей водохозяйственного баланса, меняющегося во времени (обычно расчетный период: водохозяйственный год) и в пространстве по створам.

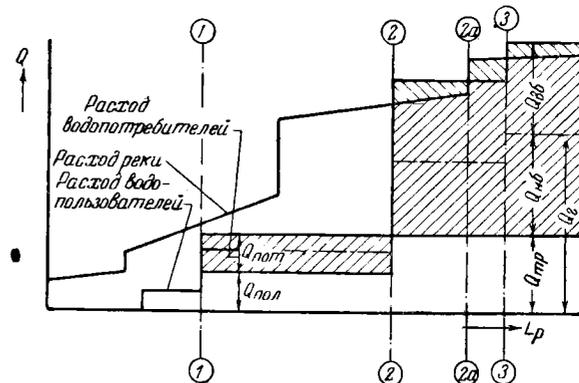
В приходной части учитывается полный расход реки — Q_p . При этом необходимо иметь в виду, что водохозяйственные мероприятия, проводимые на водосборных площадях бассейна реки, могут значительно повлиять как на величину расхода реки, так и на его режим. Характер этих мероприятий связан, главным образом, с удержанием части поверхностного и подземного стока и производится введением травопольной системы земледелия и созданием защитных лесонасаждений, использованием и замедлением местного стока поверхностных вод, снего- и влагозадержанием и использованием подземных вод для водоснабжения, обводнения и орошения земель и борьбы с водной эрозией почв. Возможны и обратные в отношении стока реки мероприятия, направленные к ускорению стока поверхностных и грунтовых вод для осушения заболоченных площадей. Насколько значимы эти водохозяйственные мероприятия можно судить по тому, что по проектным подсчетам уменьшение стока рек, впадающих в Каспийское море, должно



Фиг. 11-3. Возможные водохозяйственные балансы для створов.

a — баланс при изъятии воды из верхнего бьефа; *б* — баланс при изъятии воды из нижнего бьефа; *в* — баланс при изъятии воды из верхнего и нижнего бьефов.

составить в ближайшее время 60 км³ в год. Рассмотрим возможные водохозяйственные балансы для створов. На фиг. 11-3 показаны балансовые диаграммы для трех случаев. Принято, что подводится к створу расход реки — Q_p — потери стока из верхнего бьефа учитываются при определении Q_p . Изъятия для нужд водопотребителей (водоснабжения и орошения) может быть произведено как из верхнего бьефа ($Q_{в.б}$ — случай А), так и из нижнего ($Q_{н.б}$ — случай Б). Возможно изъятие из обоих бьефов (случай В). Очевидно, что вода, оставшаяся в верхнем бьефе, вся может быть пропущена через ГЭС (Q_2), за небольшим по величине расходом ($Q_{сб}$), сбрасываемым мимо ГЭС при шлюзованиях, пропусках леса и в рыбоходах. Сток, поступающий в нижний бьеф, за вычетом изъятия из нижнего бьефа, можно рассматривать как сток, обеспечивающий интересы транспорта ($Q_{тр}$). Поскольку интересы транспорта, а также лесосплава и рыбного хозяйства, могут быть определены значениями требуемых минимальных глубин (G'), им соответствуют определенные расходы. Наибольшие глубины требуются для судоход-



Фиг. 11-4. Схемы водохозяйственного баланса вдоль реки.

ства, поэтому из этих трех водопользователей можно расчет вести на транспорт.

Соответственно изложенному можно записать для рассматриваемых трех случаев выражения для балансов:

Случай А.

$$\left. \begin{aligned} Q_p &= Q_{в.б} + Q_{тр} \\ Q_2 + Q_{сб} &= Q_{тр} \\ Q_2 &= Q_p - Q_{в.б} - Q_{сб} \end{aligned} \right\} (11-1)$$

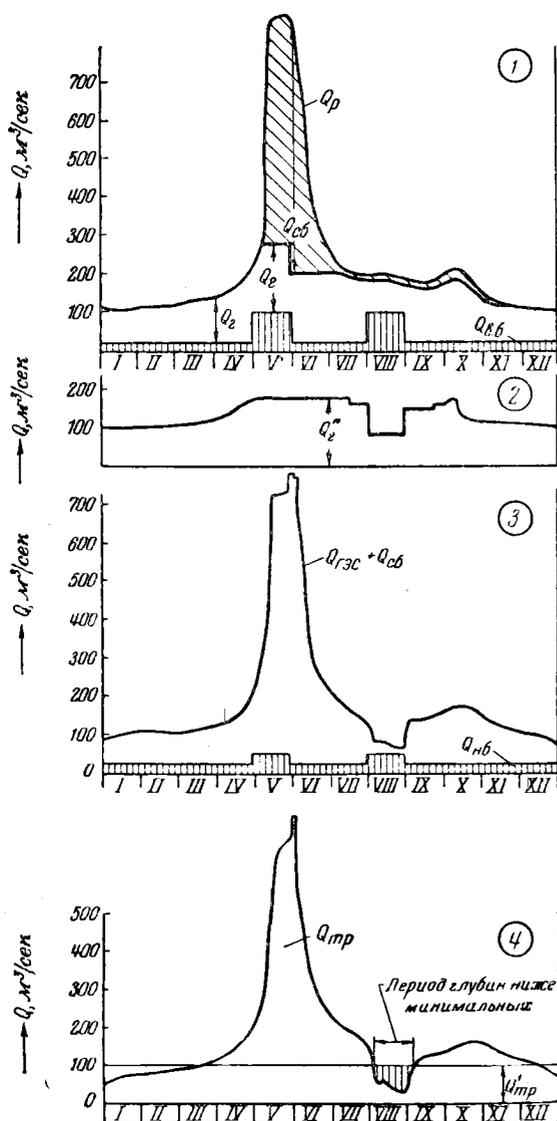
Случай Б.

$$\left. \begin{aligned} Q_p &= Q_2 + Q_{сб} = Q_{н.б} + Q_{тр} \\ Q_2 &= Q_p - Q_{сб} \end{aligned} \right\} (11-2)$$

Случай В.

$$\left. \begin{aligned} Q_p &= Q_{в.б} + Q_2 + Q_{сб} = Q_{в.б} + Q_{тр} + Q_{н.б} \\ Q_2 &= Q_p - Q_{в.б} - Q_{сб} = Q_{тр} + Q_{н.б} - Q_{сб} \end{aligned} \right\} (11-3)$$

Можно графически представить водохозяйственный баланс вдоль реки. На фиг. 11-4 вдоль реки нанесена ступенчатая кривая, показывающая нарастание характерного расхода вдоль реки. В местах впадения притоков она имеет ступеньку. Цифрами 1, 2, 3 обозначены места створов. Внизу построен ступенчатый график требований водопользователей (по наибольшему, кроме ГЭС) $Q_{пол}$, который можно схематично считать постоянным между створами. Графически к нему прибавлен суммарный расход водопотребителей $\Sigma Q_{пот}$. Эта часть покрыта наклонной штриховкой. Из этого положения видно, что в створе 1 остается неиспользованной часть расхода, а в створе 2 — нехватка (заштрихована накрест). В связи с этим можно установить, что если створ 2 перенести в положение 2а, то баланс сойдется без нехватки. Третий створ тоже



Фиг. 11-5. Схема анализа годового водохозяйственного баланса.

имеет нехватку. Если разделить используемый водопотребителями сток на изымаемый из нижнего бьефа ($Q_{н.б}$) и верхнего бьефа ($Q_{в.б}$), как это показано пунктирной с точкой линией, то видно, какая величина расхода (не считая неиспользованной части стока в створе 1) может быть использована ГЭС:

$$Q_2 = Q_{пол} + Q_{н.б}$$

Трудность составления водохозяйственных балансов связана с тем, что они должны учитывать изменения во времени всех составляющих баланса. На фиг. 11-5 показано схе-

матически составление такого баланса методом разложения гидрографа реки. Если проводится регулирование, то, конечно, берется регулированный режим, а не бытовой. Наиболее просто определяются изъятия из верхнего бьефов. Последовательность расчета может быть следующей (фиг. 11-5).

Из гидрографа графически вычитают изъятия в верхнем бьефе ($Q_{в.б}$) и, добавляя к ним предельную пропускную способность ГЭС (Q_2), отделяют сбросные расходы (1). Из такого гидрографа можно выделить (2) режим расходов, проходящих через ГЭС. Здесь ввиду малости не учтены расходы на шлюзование и пр. Если графически из гидрографа вычесть изъятия из верхнего бьефа, то получим гидрограф для нижнего бьефа (3). Из этого гидрографа вычитаем изъятия из нижнего бьефа и то, что осталось (4), будет характеризовать режим, предоставляемый для транспорта и других водопользователей.

По самому характеру анализа гидрографа видно, что требования водопотребителей ($Q_{в.б} + Q_{н.б}$) удовлетворены полностью. ГЭС имеет провал мощности в августе, но он значительно отличается от зимней мощности. Более неудовлетворительное положение с транспортом. Если принять, что минимальный навигационный расход $Q_{тр} = 100 \text{ м}^3/\text{сек}$, то больше месяца (август) минимальные глубины обеспечены не будут. Можно это исправить, если августовские изъятия, видимо на орошение, несколько сдвинуть или распластать.

Подобный путь разложения гидрографа может быть при проектировании заменен суммированием гидрографа из требований компонентов водохозяйственного комплекса с последующим сопоставлением с гидрографом реки.

Пользуясь выведенными выражениями для частных балансов расхода, можно написать выражение для годовой потребности водного хозяйства в воде. Оно выражается очень просто:

$$W_{EX} = W_{тр} + \Sigma W_{ном} = W_{тр} + \Sigma W_{в.б} + \Sigma W_{н.б} \quad (11-4)$$

Здесь предполагается, что водопользователи определяются требованиями водного транспорта ($W_{тр}$). В этом случае сток, проходящий через ГЭС, составит:

$$W_2 = W_{тр} + \Sigma W_{н.б} \quad (11-5)$$

Если необходимый для ГЭС сток $W_2 > W_{тp} + \Sigma W_{н.б.}$, то выражение для общей потребности будет записываться в виде:

$$W_{ВХ} = W_2 + \Sigma W_{н.б.} \quad (11-6)$$

Если годовой сток реки $W_p \leq W_{ВХ}$, то для покрытия потребности необходимо добавление стока: $W_{ВХ} - W_p$ за счет других источников или многолетнего регулирования.

Есть еще одна важная сторона вопроса, требующая учета ее при составлении водохозяйственного баланса. Дело в том, что каждый из компонентов водохозяйственного комплекса имеет свою расчетную обеспеченность водопотребления P . Расчетная обеспеченность устанавливается экономически, как дающая наибольший эффект в народном хозяйстве. Так, обычно для водоснабжения она находится в пределах 90 ÷ 99%; для орошения — 65 ÷ 85%; для гидроэнергетики — 85 ÷ 95%; для транспорта — 80 ÷ 90% и т. д.

Для приведения расчетов в сопоставимый вид следует предварительно все требования привести к одной определенной «приведенной» обеспеченности. Методика приведения предложена Н. В. Мастицким и излагается при рассмотрении вопроса о выборе расчетного эталона распределения.

11-6. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА И ВОДОПОТРЕБИТЕЛИ

Водоснабжение представляет собой одного из ведущих и решающих потребителей воды. В зависимости от назначения можно различать такие виды водоснабжения: промышленное, сельскохозяйственное, транспортное, коммунальное, для лечебных целей, для извлечения веществ из воды, для водного благоустройства. Особое значение имеют первые четыре категории потребителей. Водоснабжение в зависимости от размера промышленных потребителей и их состава может предъявлять большие количественные требования на воду. На фиг. 11-6 приведены средние нормы потребления воды по некоторым видам производств. Следует выделять при подсчетах оборотную воду, так как фактически требуется только свежая вода, составляющая иногда лишь 10—15% от всей потребности в воде. Учитывая регулирование водоемами водоснабжающей системы, можно режим водопотребления для производства считать равномерным как в течение суток, так и в течение сезона. Между сезонами может быть различие для некоторых производств, на технологии которых сказывается изменение

температуры воздуха. Для сельскохозяйственных потребителей наблюдается резкая сезонность водопотребления в зависимости от характера и вида производимых работ и времени года (фиг. 11-7).

В сочетании гидроэнергетики и водоснабжения обычны два крайних случая: водоснабжение по своим требованиям относительно речного стока невелико, тогда влияние его на энергетическое использование водотока незначительно. Другим случаем бывает положение, когда водоснабжение является ведущим, тогда все водохозяйственные компоненты и, конечно, в их числе гидроэнергетика, уступают ему все права и переходят на подчиненное положение.

При больших масштабах водохозяйственного комплекса возможна увязка компонентов. Образцом такого комплекса является канал имени Москвы, перед которым главной задачей поставлено водоснабжение и обводнение г. Москвы. Вместе с тем он по своей технической схеме (подкачка воды на 40 м на водораздельные водохранилища) представляет собой оригинальный гидроаккумулятор, поскольку на канале сооружены ГЭС, могущие работать на воде, спускаемой к реке Москве.

В мировой практике имеются примеры, когда на сооруженных в целях водоснабжения водоводах в местах с благоприятными топографическими условиями устраивают ГЭС.

Исключение водоснабжения из водохозяйственного комплекса или снижение размеров его потребления возможно лишь при замене источника водоснабжения, например, переход на использование подземных вод или привлечение другого источника.

Создание подпертого бьефа для энергетических целей может положительно сказаться на водоснабжении из верхнего бьефа, уменьшая высоту необходимого подъема воды и улучшая, за счет отстоя в водохранилище, качество воды.

Конечно, особенно легко согласуются интересы водоснабжения и гидроэнергетики, что относится и к другим водопотребителям, при заборе воды из нижнего бьефа.

Орошение, как и осушение, относится к сельскохозяйственным мелиорациям, которые основаны на регулировании водного и связанного с ним почвенного режима на мелиорируемой территории. Управление водным балансом проводится в определенном нужном направлении: положительном (орошение) или отрицательном (осушение).

Полив орошаемых земель по времени и количеству зависит от видов сельскохозяйствен-

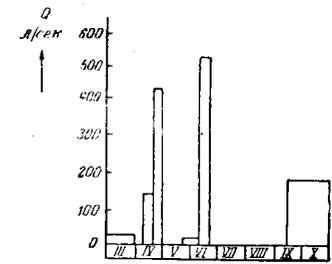
Металлургия	Горно-рудная пром-сть	Химическая пром-сть	Легкая пром-сть	Охлаждение
10 Кокс металлург.	Золото-промыв. руды			
15 Сталь мартеновск. прокат	Нефтепереработка			
20				
30 Чугун доменный	Медь-выплавка			
40				
50	Свинец-обогащ	Серная кислота		
60	Свинец-выплавка			
70	Медь обогащен		Мочка льна и конопля	
80	Цинк выплавка	Сода (Сольвей)	Кожки	
90		Сода (с азотом)		
100				
150		Производство шин		
200		Производство галоши		
300		Бумага, Сода, Азотная кислота	Шелковые ткани	Зимой на 1000 кв.м
400		Пластмассы в (среднем)	Шерсть	Летом на 1000 кв.м
500				
600		Азот (глубокое охлажден)	Отбелочная и красильная	
700				
800	Никель-выплавка			
900				
1000		Азот (конверсия)		
1500				
2000	Алюминий-взгл.	Вискоза-нитрошелк научная синтетич.		
2500				
3000				

Фиг. 11-6. Удельные нормы потребления воды (м³/воды на т или другую единицу продукции).

ных культур, размеров орошаемых площадей и местных условий. Так, хлопок требует за год от трех до семи поливов, люцерна от 3—5; яровая пшеница от 2—6; озимая пшеница 2—4 полива и т. д. Количество потребной воды рассчитывается в л/сек/га и называется оросительным гидромодулем или поливной нормой — *m*. Итоговая потребность в воде за поливной период — *q* — составит:

$$q = \frac{m \cdot a}{86,4t} \text{ м}^3, \quad (11-7)$$

где *m* — поливная норма, меняющаяся в зависимости от водности года — в л/сек/га;



Фиг. 11-7. График водоснабжения при посевных работах.

a — коэффициент для данной культуры;
t — длительность поливного периода в сутках;

86,4 — число секунд в сутках, деленное на 1000, поскольку *m* дается в литрах, а *q* исчисляется в кубических метрах.

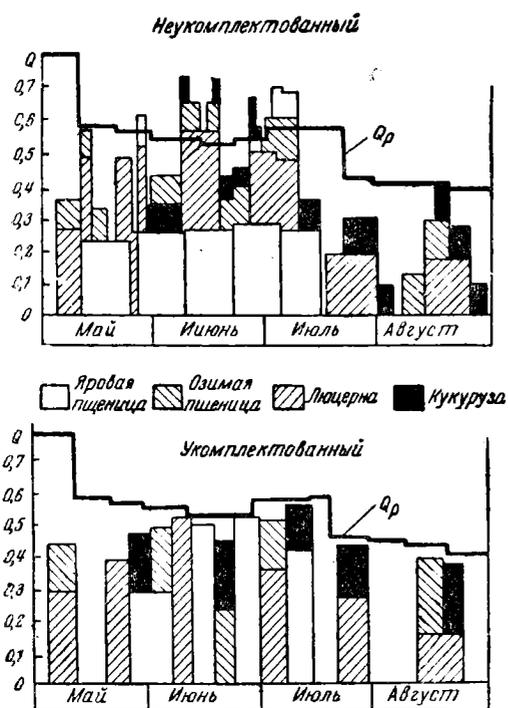
Для примера можно указать, что в условиях Поволжья на га орошаемой площади требуется от 3 000 до 5 000 м³ воды в год.

На фиг. 11-8 приведен график гидромодуля. Верхний график показывает, что река не может покрыть потребность орошения. Возможны два пути: изменение режима реки регулированием стока или переукомплектованием графика полива.

На нижнем графике показано, что укомплектованный график за счет внутренней регулирующей способности полива полностью удовлетворяется бытовым режимом реки.

Орошению подлежат площади недостаточного увлажнения. Территория пустынных и полупустынных районов в СССР достигает 300 млн. га.

Партия и Правительство придают большое значение орошению. За сталинские пятилетки были орошены миллионы гектаров. Осуществление сооружений на реках Волге, Днепре и Аму-Дарье позволит оросить и обводнить 25,5 млн. га. В районах орошения, при решении



Фиг. 11-8. График гидро модуля периодических поливов.

водохозяйственных комплексов, ведущая роль принадлежит орошению.

Гидроэнергетика может положительно сказываться на орошении, создавая энергетическую базу для механического орошения, уменьшая высоту подъема при заборе воды из верхнего бьефа и облегчая деривацию воды на орошаемые участки ниже ГЭС. Отрицательные стороны гидроэнергетики сказываются в различных режимах, поскольку ГЭС, как правило, летом накапливает воду, а орошение летом предъявляет максимальный спрос. Отсюда необходимость в перерегулировании стока или сокращение потребления на орошение не только выше, но и ниже ГЭС.

Осушение по своим интересам наиболее противоречиво с гидроэнергетикой. Каждая схема получения гидроэнергии предполагает обязательный подъем уровня воды, что вызывает подъем уровня грунтовых вод. Осушение земель ставит своей задачей как раз обратное, удалять избытки влаги с осушаемой территории специальной дренажной системой. Этим не согласуемым противоречием объясняется невозможность использования заболоченных верховьев некоторых рек. В частности, подобные

трудности встречаются в использовании энергии некоторых правобережных притоков Днепра.

11-7. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА И ВОДОПОЛЬЗОВАТЕЛИ

Водный транспорт и лесосплав требуют обеспечения судоходных и сплавных глубин. Это возможно проведением дноуглубительных работ с ежегодным землечерпанием или сооружением каскада плотин, так называемым шлюзованием. Возможно и сочетание этих двух методов. Шлюзование в чисто транспортных целях экономически обычно решается сооружением ряда невысоких разборчатых «судоходных» плотин, расположенных на таком расстоянии друг от друга, чтобы получить наибольшую пропускную способность шлюзованного пути при наименьшей себестоимости водных перевозок.

Кооперация гидроэнергетики с водным транспортом резко изменяет подход к разбивке реки на ступени. Тенденция к возможно большей концентрации напоров на каждой ступени приводит к увеличению высоты отдельных плотин при одновременном увеличении расстояния между ними. Река при этом превращается в ряд озеровидных бьефов с резко изменившимися условиями судоходства.

Во-первых, всякое шлюзование, создавая гарантию требуемой глубины, в то же время ограничивает пропускной способностью шлюзов судоходную пропускную способность реки. Создание подпора увеличивает глубины в верхнем бьефе и укорачивает водные пути, улучшает условия лесосплава и, уменьшая скорости течения, снижает мощности буксиров при движении вверх по реке. Особенное значение имеет сооружение плотины при перекрытии порогов на ранее несудоходных участках. Это имело место при сооружении Днепровской, Волховской и Свирской гидроэлектростанций.

Шлюзование вызывает также ряд отрицательных последствий для водного транспорта. Так, уменьшение скорости течения увеличивает длительность сплава леса, а иногда делает его невозможным, особенно против ветра. Приходится переходить на буксировку плотов. Образование широких озер водохранилищ резко изменяет условия судоходства. Появляются возможности образования значительных ветровых волн. На Щербаковском водохранилище высота волны превышает 2,3 м. Это требует устройство портов — убежищ для защиты во время штормов и изменения конструкции речных судов, приспособления их к плаванию в условиях, близких к морским.

Изменяется также навигационный период. Вследствие увеличения толщины ледового покрова в водохранилище и аккумуляции тепла водоемом ледоход и ледостав наступают позже.

Колебания верхнего и нижнего бьефов, вызываемые режимом эксплуатации ГЭС, отрицательно сказываются на работе водного транспорта, так как вызывают удорожание шлюзов и портовых устройств. Резкие колебания нижнего бьефа при проведении суточного регулирования на низконапорных ГЭС могут вообще прервать судоходство.

Для прохода судов сооружаются камерные шлюзы или судоподъемники. Наряду с развитием многокамерных шлюзов имеется тенденция сооружения однокамерных шлюзов с большим напором. Выбор схемы шлюзования определяется специальным экономическим анализом.

Пропуск леса в последнее время производится через судоходные шлюзы, так как сооружение специальных плотоходов при наличии шлюзов оказалось нецелесообразным.

Расход воды на шлюзование можно подсчитать по формуле

$$Q_{шл} = \frac{n \cdot V}{86400} \text{ м}^3/\text{сек.} \quad (11-8)$$

Здесь n — число шлюзований за сутки в обоих направлениях,

V — объем сливной призмы (м^3), равный:

$$V = \Omega \cdot H, \quad (11-9)$$

где Ω — площадь зеркала камеры между верхними и нижними воротами (м^2),

H — напор шлюза (м).

Размеры камер шлюзов, принятые в нашем гидротехническом строительстве:

Полезная длина камеры — от 60 до 320 м,

Ширина камеры — от 10 до 30 м,

Глубина на короле — от 2,1 до 5,5 м.

Потеря мощности за счет воды, используемой на шлюзование, составит

$$\Delta N_{шл} = 9,81 Q_{шл} \cdot H \eta_{ст}, \quad (11-10)$$

ее себестоимость за сутки навигации:

$$\Delta I_{шл} = \Delta N_{шл} 24 u_c, \quad (11-11)$$

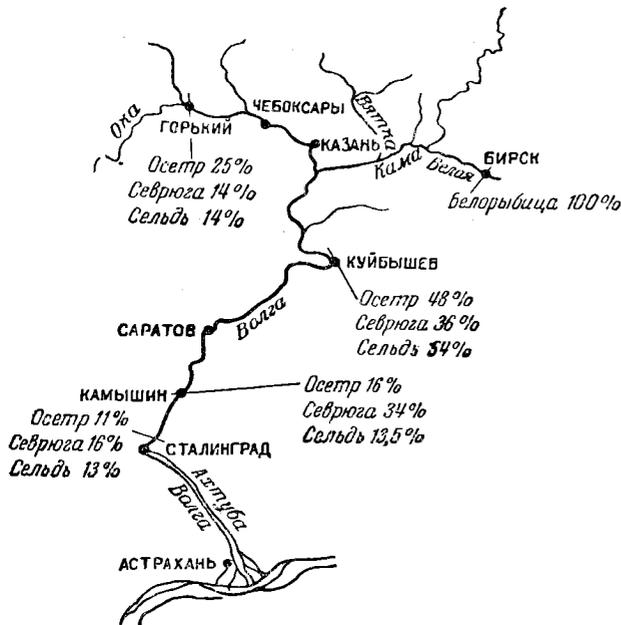
где u_c — себестоимость квтч в системе ($\text{руб}/\text{квтч}$).

Согласование режимов ГЭС с требованиями водного транспорта иногда представляет сложную проблему. Необходимы экономические расчеты, сопоставляющие выигрыш в стоимости дополнительной зимней выработки ГЭС по сравнению с дополнительными затратами на землечерпание для обеспечения гарантированных глубин, при пониженных в навигационный период расходах в нижнем бьефе. При решении водохозяйственных комплексных проблем в СССР согласовывать интересы различных водопользователей удается, причем транспортно-энергетическое сочетание водохозяйственного комплекса является самым распространенным.

Вредное действие вод проявляется в разнообразных видах. Сюда можно отнести наводнения, которые характерны для многих дальневосточных рек, для реки Куры и переходят в грязевые потоки — *силы* (или: *сели*) в горных районах Кавказа и Памира. Некоторые водотоки интенсивно размывают берега, примером чего может служить река Аму-Дарья, так сильно размывшая свой правый берег, что пришлось перенести ряд населенных пунктов Кара-Калпакии. Смыв плодородных почв, образование и рост оврагов, понижение уровня и дебета грунтовых вод, засорение речных пойм и русел, оползни грунта, засоление почв, заболачивание и пр. отрицательные явления, оказываемые нерегулируемым водотоком, могут быть смягчены или ликвидированы только мелиоративными мерами и регулированием стока. Последнее — наиболее действенное средство — требует создания водохранилищ с емкостью, достаточной для ощутительного срезывания паводков. При этом требования изменения режима рек в целях борьбы с вредным действием паводков совпадают с требованиями гидроэнергетики и прекрасно увязываются. Примерами могут служить Мингечаурский водохозяйственный комплекс на р. Куре и гидроузел на р. Аму-Дарья.

Рыбное хозяйство, как отмечено, может быть отнесено как к водопотребителям, так и к водопользователям.

Сооружение плотины превращает водохранилище в место отложения большей части взвешенных в притекающей воде наносов. При этом в нижний бьеф поступает вода, очищенная таким образом как от минеральных, так и от органических частиц. В результате сток ниже плотины обедняется наносами, а выше приобретает характер озерного водоема. Срез водохранилищем пика паводка также отрицательно отражается на рыбном хозяйстве. Со-



Фиг. 11-9. Значение отдельных районов р. Волги как нерестилища проходных видов рыб (по Б. Г. Чаликову)

держатся в воде органические элементы (калий, фосфор, кальций, азот и др.), попадая в образовавшийся водоем, тоже оседают в нем. Отсутствие течения, большие площади мелководья, хороший прогрев воды благоприятствуют интенсивному развитию в водохранилище флоры и фауны беспозвоночных. Отсюда появляются возможности интенсивного рыборазведения в подпертом бьефе. При правильном ведении хозяйства и подготовке ложа водохранилища возможно получение свыше 40 кг рыбы с га водной поверхности. Поскольку плотины перегораживают путь проходных и полупроходных рыб, необходимо предусматривать меры также для обеспечения реконструкции ихтиофауны и расши-

ренного воспроизводства рыбного стада.

На фиг. 11-9 показано, какой процент проходных рыб связан с отдельными пунктами бассейна р. Волги.

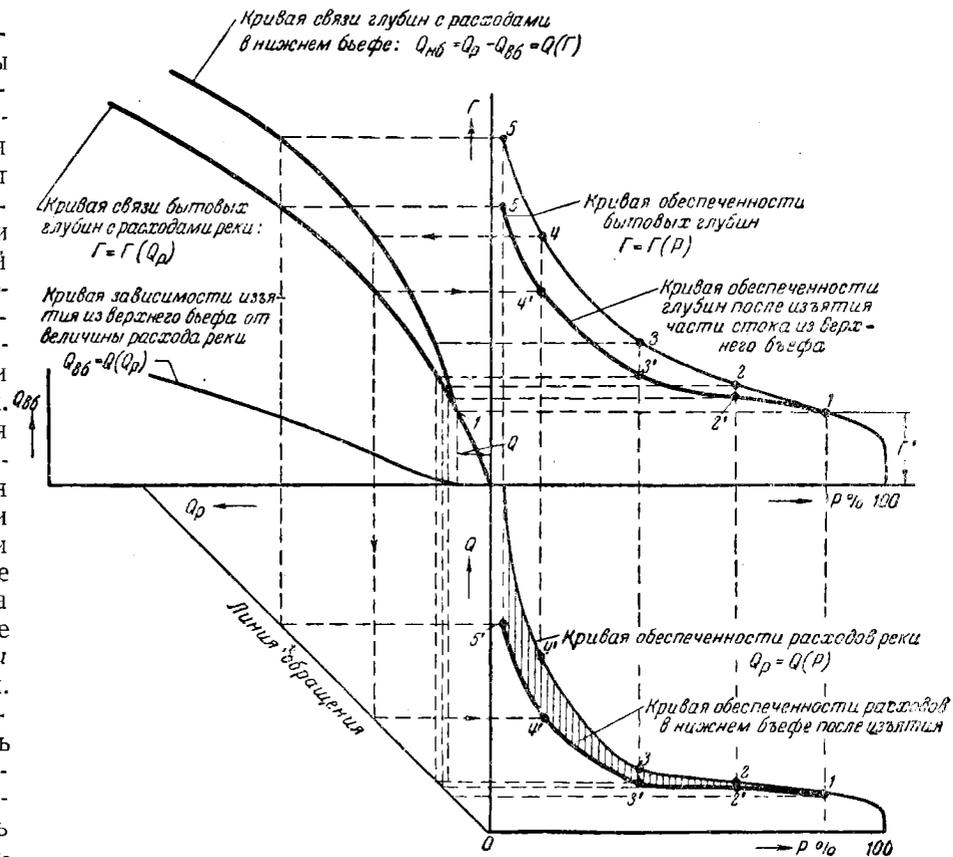
Современная техника рыборазведения дает многообразные пути управления рыбным хозяйством.

а) Искусственное разведение промысловых рыб, требующее сооружения специальных рыбозаводов;

б) выращивание молоди;

в) мелиорация нерестилищ — этот путь рекомендуется, в частности, для Дона. Мелиорация заключается в обеспечении связи полей и ильменей с рекой, лиманов с морем, опреснение засоленных лиманов, борьба с заболоченностью и т. д.

г) Устройство рыбопропускных сооружений. В этом случае требуется тщательное изучение особенностей жизни пропускаемых рыб. Неудачи с Волховским и Земоавчальским рыбоходами объясняются недооценкой особенностей пород, намеченных к пропуску рыб: сига и ло-



Фиг. 11-10. Графическое построение кривых обеспечения глубин при заданном режиме изъятия воды из реки (для участков с равномерным течением).

сося. Внимательное изучение поведения семги позволило на Нижне-Тулломском рыбоходе добиться положительных результатов, хотя длина рыбохода достигает 500 м и при высоте подъема в 19 м.

д) Акклиматизация рыб — пересадка рыб в другие реки или акватории. Имеются в этом направлении многочисленные положительные опыты, но этот путь требует больших исследований и длительного периода до достижения полной эффективности.

Обычно все расходы, связанные с обеспечением нормальных условий для рыбного хозяйства, гидроэнергетика берет на себя.

Поскольку все виды водопользователей предъявляют требования к обеспечению определенных минимальных глубин, целесообразно найти способ соответствующих расчетов, позволяющих определить предельные величины изымаемого стока. На фиг. 11-10 показан графический метод решения этой задачи. В правом верхнем квадранте построена кривая обеспеченности бытовых глубин: $G = G(P)$, при помощи кривой связи: $G = G(Q)$ в левом квадранте и линии обращения она перестраивается в кривую обеспеченности расходов реки: $Q_p = Q(P)$. Представим, что задано минимальное значение глубины G (точка 1). Пусть также задана кривая изъятий, скажем, из верхнего бьефа, в зависимости от величины расхода реки: $Q_{об} = Q(Q_p)$, она построена в левом верхнем квадранте. Вычитая из каждого значения Q_p соответствующий расход $Q_{об}$, можно построить кривую $(Q_p - Q_{об}) = Q(G)$. Пользуясь последней кривой, можно, как это показано на графике, определять (это показано стрелками для точки 4) соответствующие значения глубин и расходов после изъятия. Таким образом, можно построить кривую обеспеченности глубин после изъятия и кривую обеспеченности расходов после изъятия. Площадь, заключенная между двумя кривыми обеспеченности расходов, заштрихованная на фиг. 11-10 вертикально, выражает изъятый сток.

11-8. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА И ЗАТОПЛЕНИЯ И ПОДТОПЛЕНИЯ

Подпор, вызываемый сооружением плотины, приводит к увеличению площади зеркала верхнего бьефа и вызывает затопление и подтопление. Масштабы затоплений в условиях равнинных рек особенно велики, как это показано в табл. 11-2.

Затопления различают постоянные и временные. Зоной затопления считается площадь,

Таблица 11-2

Общие площади затоплений и подтоплений по бассейнам рек Европейской части Советского Союза (по проектам)

(по И. А. Лифанову)

№ по пор.	Наименование бассейнов	Затопляемая площадь в млн. га
1	Волга с Камой и Окой	5,34
2	Днепр	1,33
3	Другие реки южной и средней части СССР	0,38
	Всего	7,05

покрываемая водой водохранилищ. Положительные стороны постоянных затоплений:

1. Приближение водоема к населенным и промышленным пунктам (транспорт, обводнение, водоснабжение и пр.).

2. Улучшения для водного транспорта.

3. Улучшение условий для водозаборов различных водопотребителей.

4. Использование акватория для разведения рыбы, охоты.

5. Использование акватория для туризма и спорта.

6. Улучшение санитарных условий.

Отрицательные стороны затоплений:

1. Ликвидация объектов хозяйственного пользования, расположенных в зоне затопления, если они не могут быть перенесены в другое место.

2. Частичное нарушение деятельности отдельных объектов.

3. Необходимость вынужденной реконструкции городов, предприятий и других объектов.

4. Разрушение берегов.

5. В случае мелководий, распространение малярии.

6. Затопление месторождений полезных ископаемых.

7. Подтопление площадей.

Ущерб от затоплений и подтоплений может достигать очень больших величин и ограничивать высоту нормального подпертого горизонта (НПГ). Даже в период эксплуатации условия затопления и подтопления определяют режим пропуска высоких вод, т. е. необходимость снижения в этот период отметки НПГ у плотины.

В табл. 11-3 приводятся по данным И. А. Лифанова сведения о капиталовложениях в связи с затоплениями.

Таблица 11-3

Капиталовложения, вызываемые затоплением в процентах от общей стоимости сооружения ГЭС (по И. А. Лифанову)

№ по пор.	Наименование водохранилищ	%
	Сооруженные и строящиеся	
1	Иваньковское	40,0
2	Угличское	48,6
3	Щербаковское	26,7
4	Молотовское	32,6
5	Днепровское	25,0
6	Мингечаурское	2,4
7	Верхнесвирское	13,2

Не менее ощутимыми являются капиталовложения, вызываемые подтоплением, т. е. подъемом уровня грунтовых вод. Это зона +0,5—2,0 м выше отметки НПГ. Для нижеволжских ГЭС капиталовложения, вызываемые подтоплениями, доходят до 16% от общих затрат по водохранилищу.

Высокий удельный вес в общей стоимости гидроузла капиталовложений, связанных с затоплением и подтоплением, часто определяет выбор створа для гидроузла и НПГ. Так, при восстановлении Днепровской ГЭС требовалось для увеличения емкости водохранилища поднять отметку подпора на 4—5 м, но по условиям подтопления г. Днепропетровска это не могло быть осуществлено. Вообще характер затоплений и дополнительные капиталовложения, с ними связанные, являются часто решающими для выбора варианта. Этот фактор подлежит при проектировании и эксплуатации особо детальному учету.

11-9. РЕЖИМНЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ В ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОМ КОМПЛЕКСЕ

Исходя из требований каждого из компонентов водохозяйственного комплекса, можно обобщить те ограничения, которые выдвигаются каждым из них к режиму водотока в части предельных условий для верхнего и нижнего бьефов. Такая сводка приведена в табл. 11-4, в которой также даны сведения о расчетной обеспеченности расхода, обычно принимаемой для каждого из водопользователей.

Таблица 11-4

Ограничения по режиму уровней бьефов, накладываемые отраслями водного хозяйства

	Компоненты водохозяйственного комплекса	Водохозяйственные показатели				Расчетная обеспеченность расхода в %
		Верхний бьеф		Нижний бьеф		
		Максимальный $\Gamma''_{в.б}$	Минимальный $\Gamma'_{в.б}$	Максимальный $\Gamma''_{н.б}$	Минимальный $\Gamma'_{н.б}$	
Водопотребители	Водоснабжение		Работа водозабора		Работа водозабора	90 ÷ 99
	Орошение земель		Работа водозабора		Работа водозабора	65 ÷ 85
	Осушение земель	Условия сброса воды		Условия сброса воды		
	Санитарное благоустройство	Затопление обвалованных зон	Санитарный минимум	Затопление обвалованных зон	Санитарный минимум	95 ÷ 99
Водопользователи	Гидроэнергетика		Работа водозабора	Предельное снижение напора	Условия кавитации турбин	85 ÷ 95
	Водный транспорт и лесосплав		Расчетная глубина		Расчетная глубина	80 ÷ 90
	Рыбное хозяйство		Залив займищ		Залив займищ	75 ÷ 85
	Борьба с вредным влиянием вод	Условия затопления и подтопления		Условия затопления и подтопления		

Таблица 11-5

Показатели рек средней полосы Европейской территории СССР (Секция по научной разработке проблем водного хозяйства АН СССР)

Категория рек	Водохозяйственные характеристики				Гидрографические характеристики					Отношение площади бассейна к площади административной территории	
	Мощность ГЭС, квт	Площадь орошения, га	Глубина водного пути, м	Площадь водосборного бассейна, тыс. км ²	Средняя длина реки, км	Средняя глубина реки, м	Средняя ширина реки, м	Среднегодовой расход воды, м ³ /сек	Минимальный расход воды, м ³ /сек	Области	Районы
Малые:											
1-я группа . .	<100	<1 000	<0,4÷0,5	<8	<250	<0,5÷1,0	<5÷30	<8	0±0,2	0,01±0,10	<1÷5
2-я группа . .	100±1 000	1 000±5 000	0,5±0,7	8÷23	150±400	0,5±1,5	20±160	>10±50	0,2±2,0	0,10±0,30	5÷10
Средние:											
1-я группа . .	1 000±5 000	5 000±25 000	0,7÷1,0	15±60	до 400	0,7±2,5	100±200	>10±80	0,2±1,0	0,3±1,0	10±20
2-я группа . .	5 000±25 000	25 000±100 000	1,0±1,5	до 80	до 700	1÷3	100±200	<50±200	1÷20	0,6±2,0	20÷45
Большие:											
1-я группа . .	25 000±250 000	100 000±250 000	1,5±2,0	>80	—	—	—	—	—	—	—
2-я группа . .	>250 000	>250 000	>2,0	>80	—	—	—	—	—	—	—

11-10. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ КОМПЛЕКСЫ СССР

Водохозяйственный подход позволяет классификацию водных ресурсов дать по характеристике возможной производительности при их использовании для той или иной отрасли водного хозяйства.

В табл. 11-5 дается такая классификация для рек средней полосы Европейской территории СССР, предложенная Секцией по научной разработке проблем водного хозяйства Академии наук СССР. От водохозяйственной классификации возможен подход к водохозяйственному районированию. В табл. 11-6 дана схема районирования отраслей водного хозяйства, разработанная А. Н. Костяковым для малых бассейнов средней полосы Европейской территории СССР. Из этой схемы видно, что в зависимости от хозяйственной характеристики бассейна и его географического расположения меняются компоненты комплекса и их последовательность.

Большой интерес представляет водохозяйственная общая классификация рек, предложенная А. А. Троицким и изображенная на схеме фиг. 11-11 (см. вклейку в конце книги). Пояснения к схеме показывают, что в поле: коэффициент вариации C_v (от 0÷1,0) — норма стока M_0 (от 2÷20 л/сек/км²), нанесены изолинии площадей водосборов F : 0, 10, 50, 300, 1 000, 100 000, 1 000 000 и 10 000 000 км². При этом вдоль шкалы абсцисс модулей для западной и восточной части СССР дана разбивка по источникам питания. Источники питания классифицированы по Львовичу: снеговое S и s ; дождевое R и r ; грунтовое U и u и ледниковое G и g , причем прописные буквы означают участие данного источника в форми-

Таблица 11-6

Схемы сочетаний отраслей водного хозяйства при комплексном использовании водных ресурсов малых бассейнов средней полосы Европейской территории СССР (по А. Н. Костякову)

Районы	Бассейны с преобладающим развитием сельского хозяйства	Бассейны с преобладающим развитием промышленности и городского хозяйства
Западные и северные районы средней полосы	Осушение, речной транспорт, гидроэнергетика	Гидроэнергетика, осушение, речной транспорт, орошение пригородных земель
Центральные районы средней полосы	Орошение, гидроэнергетика, речной транспорт	Гидроэнергетика, орошение, речной транспорт
Восточные и южные районы средней полосы	Орошение, речной транспорт, гидроэнергетика	Орошение, гидроэнергетика, речной транспорт

Примечание. В отдельных заболоченных бассейнах центральных районов ведущее положение может занимать осушение земель.

ровании больше, чем на 50%. Все реки разделены на три типа, определяющие их водохозяйственное деление:

- C — суходолы — зона ограниченного комплексирования водных нужд (например, только обводнение и орошение);
- $ПР$ — почти реки — зона принудительного комплексирования (целесообразен наиболее широкий комплекс, обеспечиваемый мощностью артерий).
- P — реки — зона свободного комплексирования водных нужд (состав компонентов определяется потребностью и мощностью артерий).

Вся территория Советского Союза делится на западную (до меридиана Иркутска) и восточную и для каждой из них даны свои границы типов рек.

Кроме того принято, что многолетнее регулирование целесообразно применять при условии $C_v = 0,3—0,6$ (это отмечено соответствующими границами).

Для подтверждения правильности классификации нанесен ряд конкретных точек.

При помощи этой схемы, имея по бассейну данные о норме стока \bar{M}_0 и величине бассейна F можно определить характер распределения C_v и условия комплексирования и регулирования.

Эта схема очень интересна, но не связана с хозяйственной характеристикой района. В одинаковых условиях в части комплекса по ней находится р. Печора и р. Аму-Дарья. Для первой ведущим является транспортное и энергетическое использование, для второй — орошение. Но с учетом этой поправки схема очень полезна для предварительного ориентирования.

Охарактеризованные в 11-4 методы увязывания водохозяйственного комплекса реализуются в нашей стране в многообразных сочетаниях.

Если рассмотреть осуществленные и запрокированные комплексы, включающие гидроэнергетику, то можно выделить четыре группы.

1. Транспортно-энергетические комплексы. Соединение гидроэнергетики с транспортом характерно для всех гидроузлов, сооружаемых на мощных транспортных артериях рек: Свири, Волхова, Волги, Камы, Оки, Иртыша и других.

2. Ирригационно-энергетические комплексы. Имеют распространение в районах недостаточного увлажнения, но где по местным условиям река не может быть использована для транспортных целей. Такие комплексы характерны для рек: Занги (Армения), Чирчика и других.

3. Рыбно-энергетические комплексы. Этот вид комплекса специфичен для горных рек, требующих при сооружении гидроузлов учета интересов рыбного хозяйства. Как пример можно привести Земоавчальскую ГЭС на р. Куре и Нижне-Тулумскую ГЭС.

4. Сложные комплексы. Как правило, каналы представляют сложные комплексы. Так, канал имени Москвы увязывает вопросы водоснабжения, обводнения, транспорта и гидроэнергетики. Такие же сложные комплексы представляют Беломорско-Балтийский канал имени Сталина, Невинномысский канал, Самур-Дивичинский и другие. Особо выделяется

Мингечаурский гидроузел на р. Куре, который объединяет семь компонентов и в этом отношении является наиболее сложным по структуре. Сложными комплексами являются также Куйбышевская и Сталинградский гидроузлы.

С ростом производительных сил нашей страны вопросы использования водных ресурсов требуют все большей увязки. Назрела необходимость решения важной проблемы районирования Советского Союза. Контуры этой схемы уже намечаются грандиозными планами Большой Волги, Большого Днепра и другими комплексными бассейновыми схемами, а также новой единственной в мире по масштабам схемой поворота части стока сибирских рек Оби и Енисея в Арало-Каспийскую впадину.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Водное хозяйство является второй важной линией связи гидроэнергетики с народным хозяйством. Одним из основных принципов организации водного хозяйства в СССР является комплексное решение водохозяйственных схем. Эта комплексность обусловливается единством ресурса и сооружений и в условиях социалистического хозяйства позволяет наиболее рационально увязывать противоречивые требования компонентов водохозяйственного комплекса. Водохозяйственный баланс, составленный для створа используемого водотока за расчетный, обычно годовой период, позволяет определить возможное использование ресурса каждым компонентом. Водохозяйственный комплекс ставит свои особые экономические проблемы, одной из которых является определение метода разделения общих капиталовложений между отраслями водохозяйственного комплекса.

Анализ и нахождение оптимального сочетания гидроэнергетики со всеми другими отраслями водного хозяйства позволяет установить накладываемые водохозяйственными потребителями ограничения режима энергетического использования.

Важнейшей задачей является водохозяйственное районирование Советского Союза.

Литература

11-1. Н. Н. Джунковский и А. Р. Березинский, Внутренние водные пути, Стройиздат, М., 1948.

11-2. Т. Л. Золотарев, Некоторые вопросы теории водного хозяйства. Бюллетень по проблемам водного хозяйства СССР № 1, Секция ВХ проблем, АН СССР, М., 1939.

11-3. Т. Л. Золотарев, Распределение капиталовложений при комплексной схеме использования вод-

ных ресурсов. Учебная книга по экономике электроэнергетики, выпуск 3, ОНТИ, 1934.

11-4. Е. Л. Кенниг, О значении, задачах и методах целесообразней постановки государственного водного хозяйства СССР. Сборник Водное хозяйство. Изд-во Плановое хозяйство, М., 1929.

11-5. И. А. Лифанов, Организация чаши водохранилища. Госэнергоиздат, М.—Л., 1946.

11-6. Секция по научной разработке проблем водного хозяйства. Принципы и методы комплексного использования водных ресурсов малых бассейнов. Часть 1. Изд. АН СССР, М.—Л., 1949.

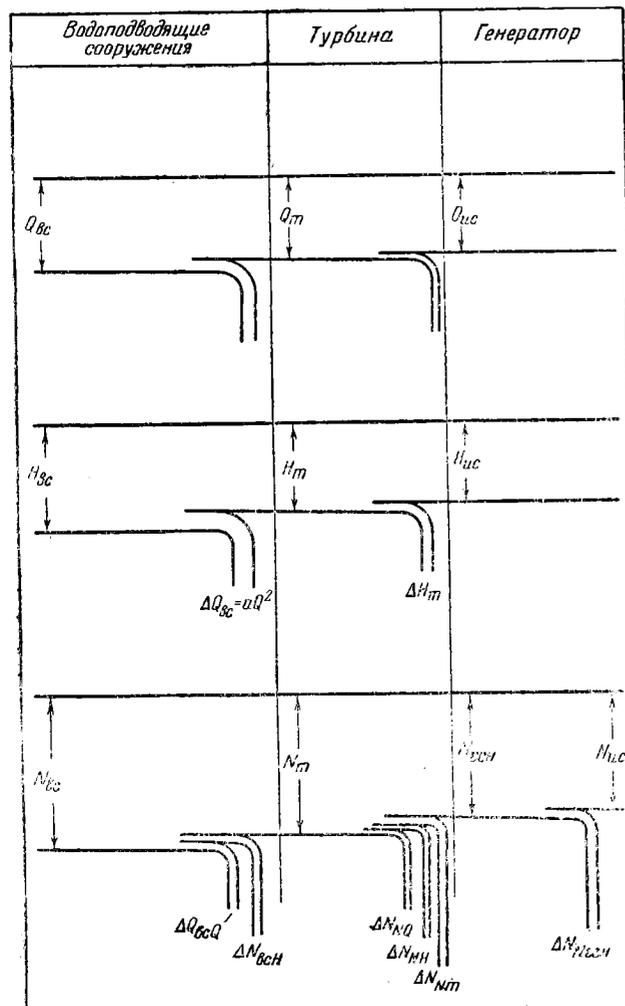
11-7. А. А. Троицкий, Поверхностный сток, Труды Саратовского института механизации сельского хозяйства, вып. VI, Саратов, 1948 г.

ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

12-1. КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГЭС

Для многих расчетов и эксплуатационного анализа целесообразно потери энергии в сооружениях и оборудовании ГЭС делить на



Фиг. 12-1. Баланс ГЭС по расходу, напору и мощности.

три участка: а) водоподводящие сооружения (*вс*), включающие весь путь от водозабора до турбины, б) турбина (*т*) и в) генератор (*ген*).

Как показано на фиг. 12-1, баланс потерь энергии можно еще делить по группам потерь, связанным с потерями расхода (ΔQ), потерями напора (ΔH) и потерями мощности (ΔN) (в турбинах это — механические потери, в генераторах — суммарные механические и электрические).

В соответствии с приведенными на фиг. 12-1 схемами балансов расходов, напоров и мощностей ГЭС можно построить коэффициенты использования (табл. 12-1).

Необходимо обратить внимание на то, что для водоподводящих сооружений коэффициент использования мощности (к. п. д.) является произведением коэффициентов использования расходов и напоров: $\eta_{в.с}^N = \eta_{в.с}^Q \cdot \eta_{в.с}^H$. Для турбины для получения полного к. п. д. по мощности необходимо учесть механические потери, что производится коэффициентом: $\eta_{т.мех}^N$. Поскольку потери мощности в турбине и генераторе составляют $[\eta_{т.мех}^N \cdot \eta_{ген}^N]$ — можно их определить как потери мощности в оборудовании $\eta_{об}^N$ и окончательное выражение для к. п. д. ГЭС записать в виде:

$$\eta_2^N = \eta_2^Q \cdot \eta_2^H \cdot \eta_{об}^N. \quad (12-1)$$

Такое выражение общестанционного к. п. д. очень удобно для анализа отдельных факторов, влияющих на электрическую эффективность.

12-2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС ГЭС

При рассмотрении баланса расходов (глава 7) и баланса напоров (глава 8) все потери делились на три группы: проектные, системные и станционные. Соответственно этому и строились показатели или коэффициенты использования

Таблица 12-1
Показатели использования для ГЭС

Баланс	Участки ГЭС			
	Водоподводящие сооружения (вс)	Турбина (т)	Генератор (ген)	ГЭС (з)
Расходов (Q)	$\eta_{в.с}^Q = \frac{Q_{в.с} - \Delta Q_{в.с}}{Q_{в.с}}$	$\eta_m^Q = \frac{Q_m - \Delta Q_m}{Q_m}$	1	$\eta_z^Q = \eta_{в.с}^Q \cdot \eta_m^Q$
Напоров (H)	$\eta_{в.с}^H = \frac{H_{в.с} - \Delta H_{в.с}}{H_{в.с}}$	$\eta_m^H = \frac{H_m - \Delta H_m}{H_m}$	1	$\eta_z^H = \eta_{в.с}^H \cdot \eta_m^H$
Мощностей (N)	$\eta_{в.с}^N = \eta_{в.с}^Q \cdot \eta_{в.с}^H$	$\eta_m^N = \eta_{в.с}^Q \cdot \eta_m^H \cdot \eta_{м. мех.}^N$	$\eta_{ген}^N$	$\eta_z^N = \eta_{в.с}^N \cdot \eta_m^N \cdot \eta_{ген}^N$

Таблица 12-2
Составляющие потерь расхода и напора

	Потери расхода (стока)	Потери напора
Проектные	$\Delta Q_{np} = \Delta Q_{вх. из} + \Delta Q_{вх. сб} + \Delta Q_{х. сб}$	$\Delta H_{np} = \Delta H_n$
Системные	$\Delta Q_c = \Delta Q_{с. сб} + \Delta Q_{вод. ф} + \Delta Q_{вод. ис}$	$\Delta H_c = \Delta H + \Delta H_n$
Станционные	$\Delta Q_{ст} = \Delta Q_{эк. сб} + \Delta Q_{ф} + \Delta Q_{ис}$	$\Delta H_{ст} = \Delta H_{вс} + \Delta H_m$

Энергетический баланс ГЭС целесообразно строить по этому же принципу. На фиг. 12-2 показана схема энергетического баланса ГЭС, согласно которой уравнение баланса запишется:

$$\mathcal{E}_p = \Delta \mathcal{E}_{np} + \underbrace{\Delta \mathcal{E}_c + \Delta \mathcal{E}_{ст} + \mathcal{E}_{ст}}_{\mathcal{E}_c} \quad (12-2)$$

Составляющие энергетических потерь будут связаны с соответствующими потерями расхода (стоков) и напора, согласно табл. 12-2.

Можно записать общие выражения для энергии:

Энергия реки $\mathcal{E}_p = A \cdot Q_p \cdot H_p \cdot \eta_p^N$. (12-3)

Энергия проектная $\mathcal{E}_{np} = A Q_{np} H_{np} \eta_{np}^N$. (12-4)

Энергия системная $\mathcal{E}_c = A Q_c H_c \eta_c^N$. (12-5)

Энергия станционная $\mathcal{E}_{ст} = A Q_{ст} H_{ст} \eta_{ст}^N$. (12-6)

Здесь $A = 0,00273 T$, где T — время в сек. с расходом Q м³/сек.

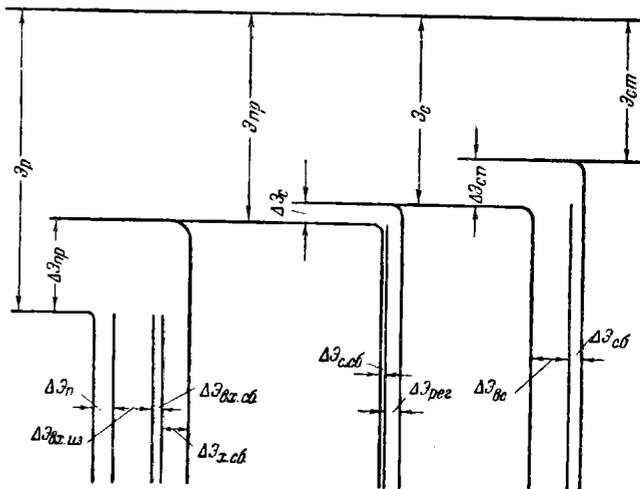
η^N — соответствующие коэффициенты полезного использования мощности. При этом,

поскольку оборудование имеется только в последней (станционной) фазе, можно принять:

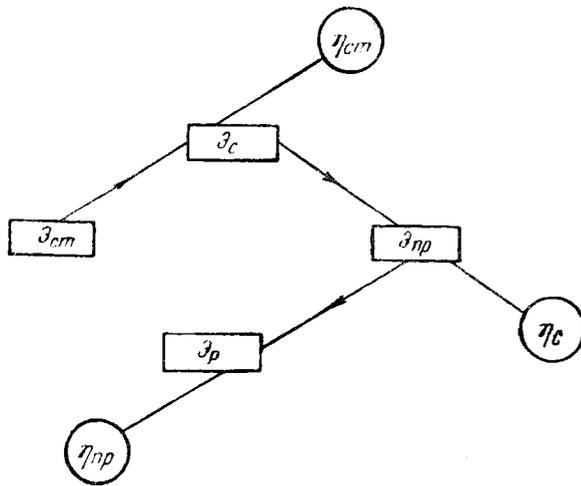
$$\eta_p^N = \eta_{np}^N = \eta_c^N = (\eta_{об}^N)_{опт}, \quad (12-7)$$

где $(\eta_{об}^N)_{опт}$ — оптимальный возможный к. п. д. энергетического оборудования ГЭС.

Для станции $\eta_{ст}^N = \eta_{об}^N$, (12-8)



Фиг. 12-2. Схема энергетического баланса ГЭС.



Фиг. 12-3. Мнемоническая схема построения коэффициентов эксплуатационного баланса энергии ГЭС.

т. е. к. п. д. равен фактическому к. п. д. энергетического оборудования ГЭС.

Пользуясь приведенными выражениями (12-3) до (12-8), можно составить аналитическое выражение для коэффициентов использования по энергии (η^a) по обычной схеме их построения (фиг. 12-3).

Получим:

Проектный коэффициент полезного использования энергии

$$\eta_{np}^a = \frac{\mathcal{E}_{np}}{\mathcal{E}_p} = \frac{Q_{np}}{Q_p} \cdot \frac{H_{np}}{H_p} \cdot \frac{\eta_{np}^N}{\eta_{np}^N} = \eta_{np}^a \cdot \eta_p^N. \quad (12-9)$$

Системный коэффициент полезного использования энергии

$$\eta_c^a = \frac{\mathcal{E}_c}{\mathcal{E}_{np}} = \frac{Q_c}{Q_{np}} \cdot \frac{H_c}{H_{np}} \cdot \frac{\eta_c^a}{\eta_{np}^a} = \eta_c^a \cdot \eta_{np}^a. \quad (12-10)$$

Станционный коэффициент полезного использования энергии

$$\eta_{cm}^a = \frac{\mathcal{E}_{cm}}{\mathcal{E}_c} = \frac{Q_{cm}}{Q_c} \cdot \frac{H_{cm}}{H_c} \cdot \frac{\eta_{cm}^N}{\eta_c^N} = \eta_{cm}^a \cdot \eta_c^N. \quad (12-11)$$

Здесь

$$\eta_o^N = \frac{\eta_{об}^N}{(\eta_{об}^N)_{опт}}. \quad (12-12)$$

На фиг. 12-3 дана мнемоническая схема построения коэффициентов полезного использования по энергии.

Возможно также конструирование обобщенного (индекс o) показателя коэффициента полезного использования энергии:

$$\eta_o^a = \frac{\mathcal{E}_{cm}}{\mathcal{E}_p} = [\eta_{np}^Q \cdot \eta_c^Q \cdot \eta_{cm}^Q] \cdot [\eta_{np}^H \cdot \eta_c^H \cdot \eta_{cm}^H] \cdot \eta_o^N \quad (12-13)$$

или

$$\eta_o^a = \eta_o^Q \cdot \eta_o^H \cdot \eta_o^N. \quad (12-14)$$

Это выражение имеет большое значение при переводе потенциальных гидроэнергетических ресурсов в реально используемые, ибо оно суммарно отражает весь комплекс факторов, снижающих потенциальную водную энергию до используемых масштабов.

Можно исследовать баланс энергии. На фиг. 12-2 он приведен со всеми составляющими, которые можно сгруппировать согласно схеме табл. 12-3.

Все потери энергии могут быть определены косвенными методами и соответствующими подсчетами по непосредственным показаниям приборов. Наиболее легко определяется непосредственно по показаниям приборов величина \mathcal{E}_{cm} .

Правила технической эксплуатации (ПТЭ) предписывают проведение соответствующих замеров расходов, уровней и напоров, что позволяет с достаточной для требований эксплуатации точностью вычислять все необходимые для анализа эксплуатации показатели для любого интервала времени. В табл. 12-4 и фиг. 12-4 приведены данные по годовому энергетическому балансу для трех ГЭС.

Анализ этих балансов показывает, что в рассмотренном 1935 г. ГЭС «А» имела большие потери от сброса (35,6%) и от неиспользования гидроэнергии (20,0%). Первое было связано с многоводностью года, второе — с отсутствием в то время связи ГЭС «А» с большой электросистемой.

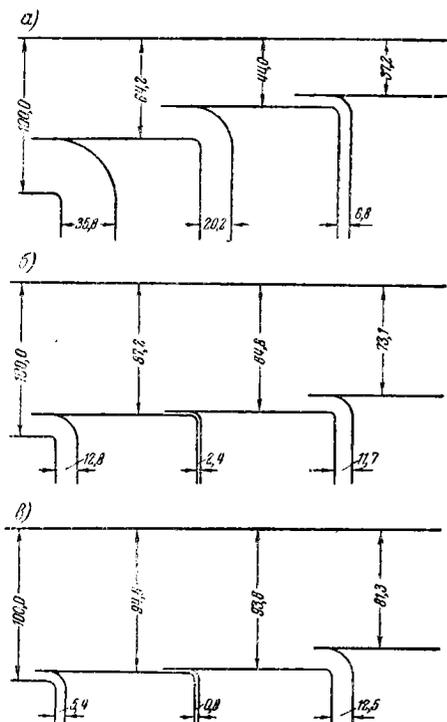
Характерно, что при большом различии для трех ГЭС величин η_{np}^a и η_c^a значения η_{cm}^a весьма близки. Это говорит о том, что качество эксплуатации на этих трех ГЭС было одинаково высоким.

Обобщенный показатель η_o^a не вскрывает особенностей работы каждой из ГЭС.

В табл. 12-5 представлены показатели энергетических балансов ГЭС «А» за ряд лет. Из таблицы видно, что качество эксплуатации из года в год улучшалось. Резко вырос системный к. п. д. (η_c^a) и устойчиво закрепил высокое значение показатель η_{cm}^a .

Таблица 12-3
Классификация потерь энергии

Источник потерь	Виды потерь		
	Проектные $\Delta \mathcal{E}_{пр}$	Системные $\Delta \mathcal{E}_c$	Станционные $\Delta \mathcal{E}_{ст}$
а) от потерь расхода	$\Delta \mathcal{E}_{вх.из}$ (водохоз. изъятие) $\Delta \mathcal{E}_{вх.сб}$ (водохозяйственный сброс) $\Delta \mathcal{E}_{х.сб}$ (холостой сброс)	$\Delta \mathcal{E}_{с.сб}$ (сист. сброс) — —	— — —
б) от потерь напора	$\Delta \mathcal{E}_n$ (подпор)	$\Delta \mathcal{E}_{рег}$ (регулирование)	—
в) от потерь расхода и напора	—	—	$\Delta \mathcal{E}_{в.с}$ (водоподводящие сооружения) $\Delta \mathcal{E}_{об}$ (оборудование)
г) от потерь мощности	—	—	$\Delta \mathcal{E}_{об}$ (оборудование)



Фиг. 12-4. Энергетические годовые балансы ГЭС за 1935 г. (в %).

а — ГЭС «А» — русловая, напор 35 м, недельное регулирование; б — ГЭС «Б» — русловая, напор 12 м, суточное регулирование; в — ГЭС «В» — русловая, напор 11 м, годовое регулирование.

Обобщенный показатель η_0^a и обратный ему q_0 , удельный расход воды ($м^3/квтч$) недостаточно чувствительно отражают изменение качества эксплуатации. Есть предложение и

методика В. П. Мартынова разделять показатель q_0 на составляющие и получать соответственно: $q_{э. пр}$, $q_{э. с}$ и $q_{э. ст}$.

Планированию и учету при эксплуатации бесспорно подлежат показатели η_c^a и $\eta_{ст}^a$. Показатель $\eta_{пр}^a$ в значительной степени зависит от водности года. Может иметь место такое положение, как было в 1937 г. для ГЭС «А»: показатель $\eta_{пр}^a$ снизился, а показатели η_c^a и $\eta_{ст}^a$ увеличились. Это показывает, что при маловодности года и общем снижении выработки работа системы и станции улучшилась.

Таблица 12-4
Балансы ГЭС за 1935 г.
(в %)

ГЭС. Элементы баланса	«А» (напор 35 м, недельное регулирование)	«Б» (напор 12 м, суточное регулирование)	«В» (напор 11 м, годовое регулирование)
Энергия реки \mathcal{E}_p	100,0	100,0	100,0
<i>Потери в верхнем бьефе</i>			
а) холодной сброс $\Delta \mathcal{E}_{х.сб}$	35,6	12,5	4,9
б) изъятия $\Delta \mathcal{E}_{вх.из}$	—	—	—
в) сброс мимо турбин для водохозяйственных надобностей (шлюзование) $\Delta \mathcal{E}_{вх.сб}$	0,2	0,3	0,5
Всего $\Delta \mathcal{E}_{пр}$	35,8	12,8	5,4

Продолжение таб. 12-4

ГЭС. Элементы баланса	«А» (напор 35 м, недельное регулирование)	«Б» (напор 12 м, суточное регулирование)	«В» (напор 11 м, годовое регулирование)
Энергия проектная $\mathcal{E}_{пр}$	64,2	87,2	94,6
<i>Потери в системе</i>			
а) неиспользование гидроэнергии $\Delta\mathcal{E}_{с.сб}$	20,0	0,0	—
б) Потери регулирования $\Delta\mathcal{E}_{рег}$	0,2	2,4	0,8
Всего $\Delta\mathcal{E}_c$	20,2	2,4	0,8
Энергия системы \mathcal{E}_c	44,0	84,8	93,8
<i>Потери на ГЭС</i>			
а) потери в водоподводящих сооружениях $\Delta\mathcal{E}_{в.с}$	0,0	1,2	3,2
б) потери в оборудовании $\Delta\mathcal{E}_{об}$	6,8	10,5	9,3
Всего $\Delta\mathcal{E}_{ст}$	6,8	11,7	12,5
Энергия станции $\mathcal{E}_{ст}$	37,2	73,1	81,3
<i>Коэффициенты полезного использования</i>			
$\eta_{пр}^a$	64,2	87,2	94,6
η_c^a	68,5	97,0	99,0
$\eta_{ст}^a$	84,5	86,2	86,6
η_o^a	37,2	73,1	81,3

Таблица 12-5

Показатели эксплуатации ГЭС «А»

Годы	$\eta_{пр}^a$	η_c^a	$\eta_{ст}^a$	η_o^a	Удельный расход воды м ³ /квтч $q_э$
1935	64,2	68,5	84,5	37,2	12,2
1936	62,9	72,0	85,8	38,8	12,3
1937	53,4	83,0	85,9	38,3	12,6
1938	61,3	85,0	85,5	44,5	12,0
1939	77,0	86,0	85,0	56,0	12,5
1940	50,7	90,5	85,5	39,3	12,5

12-3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАЛЬНО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ РЕСУРСОВ ГИДРОЭНЕРГИИ

Для пересчета потенциальных гидроэнергетических ресурсов в реально используемые необходимо проанализировать составляющие выражения (12-14).

Общая формула пересчета выглядит так:

$$\mathcal{E}_{реал} = \mathcal{E}_{потенц} \cdot \eta_o^a \quad (12-15)$$

Как было показано: $\eta_o^a = \eta_o^Q \cdot \eta_{пр}^H \cdot \eta_o^N$.

Рассмотрим значения $\eta_o^Q = \eta_{пр}^Q \cdot \eta_c^Q \cdot \eta_{ст}^Q$:

$\eta_{пр}^Q$ — по проектным материалам колеблется в больших пределах от 0,4 для рек без регулирования, до 0,7 — 0,8 для рек с большим длительным годовым и многолетним регулированием или для ГЭС, работающих в крупной ЭЭС, могущей потребить сезонную гидроэнергию;

η_c^Q — можно в среднем принять = 0,85,

$\eta_{ст}^Q$ — в среднем = 0,95.

Для $\eta_o^H = \eta_{пр}^H \cdot \eta_c^H \cdot \eta_{ст}^H$ можно указать, что $\eta_{пр}^H$ определяется с большим трудом. По исследованиям С. В. Григорьева коэффициент $\eta_{пр}^H$ составлял: для малых рек Тихвинского района от 0,57 до 0,92; для семи рек Сегозерского района до 1,0; для четырнадцати рек Закавказья от 0,05 до 0,54.

Можно рекомендовать для малых рек принимать $\eta_{пр}^H = 0,4$ — 0,9, для больших рек до 0,98. η_c^H — в среднем составляет 0,90; $\eta_{ст}^H$ — в среднем около 0,95; η_o^N можно принять по наибольшему значению равным 0,95.

Возможные колебания значений к. п. д. сведены в табл. 12-6.

Таблица 12-6

	η^H	η^Q	η^a
Проектный	0,20—0,80	0,40—0,80	0,48
Системный	0,90—0,95	0,85	0,76
Станционный	0,95	0,95	0,90
Общий	0,28—0,70	0,35—0,65	0,35

В среднем реальные используемые запасы гидроэнергии составляют примерно одну треть от учетных потенциальных.

С. В. Григорьев сделал порайонный анализ для определения реальных запасов энергии малых рек. Для некоторых малообжитых и климатических суровых районов он ввел еще коэффициент, учитывающий недостаточную изученность. Так, для северных районов он принял его равным 0,3, для бассейна Лены — 0,25, для Дальнего Востока — 0,59.

В результате значения η_0^a по районам получились: север—0,37; Карело-Мурманский край—0,33; северо-запад—0,48; бассейн р. Днепра—0,50; бассейн р. Днестра—0,60; бассейн р. Дона—0,27; бассейн р. Волги—0,48; Дальний Восток—0,11; бассейн р. Лены—0,25; Западно-Сибирская низменность—0,29; Средне-Сибирское плато—0,21; Саяно-Байкальский—0,26; Алтайский—0,42; Средняя Азия—0,40; Урал—0,58; Кавказ—0,38; Крым—0,35.

Для всей Европейской части СССР—0,43; Азиатской части—0,23; всего СССР—0,28.

Если принять выведенное нами значение $\eta_0^a = 0,35$, то реальные ресурсы водной энергии СССР составляют в мощности (50-процентной обеспеченности) $N = 114$ млн. *квт*, что эквивалентно реально используемой выработке около $\mathcal{E} = 1\,000$ млрд. *квтч*.

Как видно, и при таком осторожном подходе возможности использования белого угля в нашей стране исключительно велики.

12-4. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЭС

Энергетической характеристикой ГЭС называется выражение зависимости мощности ГЭС от ее расхода, т. е. $N = N(Q)$. В полном виде эта зависимость имеет вид:

$$N = 9,81 \cdot H \cdot Q (\eta_{ac}^N \cdot \eta_m^N \cdot \eta_{ген}^N). \quad (12-16)$$

Согласно [изложенного $\eta_{a,c}^N = \eta_{a,c}^Q \cdot \eta_{a,c}^H$, т. е. к. п. д. водоподводящих сооружений представляет произведение к. п. д. водоподводящих сооружений по расходу и напору.

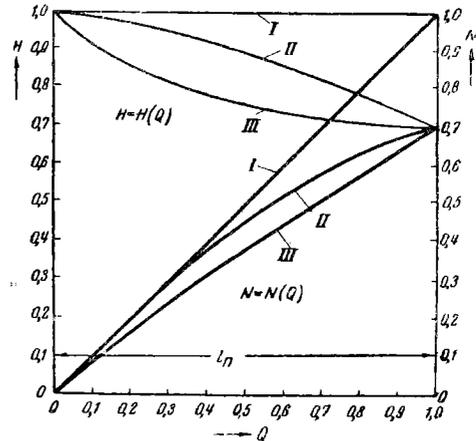
Значение $\eta_{a,c}^Q$ может быть принято постоянным, полагая, что для учета его достаточно уменьшить величину расчетного расхода Q на величину суммарных потерь расхода $\Sigma \Delta Q$.

Что касается к. п. д. по напору $\eta_{a,c}^H$, он был представлен в уже рассмотренной зависимости $H = H(Q)$, названной напорной характеристикой ГЭС.

Труднее обстоит с определением величины: $(\eta_m^N \cdot \eta_{ген}^N)$, т. е. общего к. п. д. энергетического оборудования.

Эта величина зависит от режимных характеристик турбин и генераторов и при исследовании работы ГЭС и ЭЭС будет объектом специального изучения. Для большинства проектных и ряда эксплуатационных расчетов можно принять

$$(\eta_m^N \cdot \eta_{ген}^N) = \text{const}. \quad (12-17)$$



Фиг. 12-5. Построение энергетических характеристик ГЭС при $\eta_{об} = \text{const}$ для трех типов напорных характеристик.

При таком условии аналитическое выражение для мощности (12-16) значительно упрощается:

$$N = A(H \cdot \eta_{ac}^H) \cdot Q; \quad (12-18)$$

здесь

$$A = 9,81 \cdot \eta_{ac}^Q \cdot \eta_m^N \cdot \eta_{ген}^N = \text{const}.$$

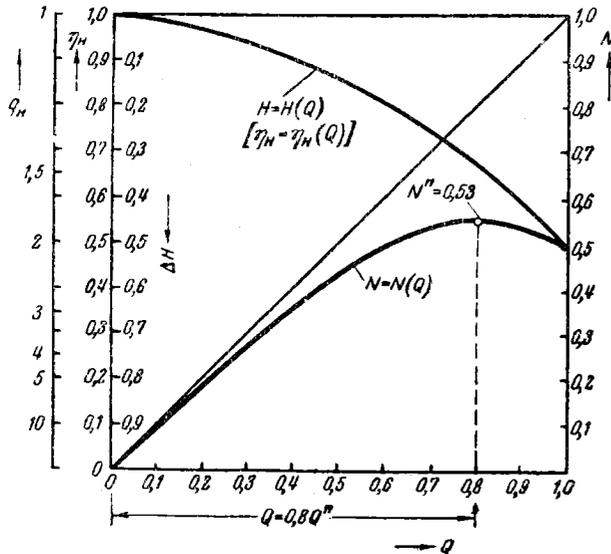
Выражение энергетической характеристики (12-18) показывает, что напорную характеристику $H = H(Q)$ можно преобразовать в энергетическую. Для этого необходимо аналитически или графически последовательно перемножить координаты этой характеристики.

На фиг. 12-5 показано такое построение при помощи графического умножения. Постоянное расстояние I_n — указано на фигуре. Для обобщения напор и расход берутся в долях от единицы, постоянная $A = 1$, и мощность также определяется в долях единицы.

Рассмотрены три типовые напорные характеристики:

- I — прямая линия, т. е. $H = \text{const}$;
- II — выпуклая кривая, т. е. преобладает влияние потерь напора в сооружениях;
- III — вогнутая кривая, т. е. преобладает влияние потерь напора вследствие подъема горизонта нижнего бьефа.

На фиг. 12-5 видно, что все энергетические характеристики начинаются из начала координат, т. е. из точки $Q = 0$. Если бы учитывать изменение к. п. д. оборудования $(\eta_m^N \cdot \eta_{ген}^N)$, то начало характеристик было бы с какого-то расхода Q_{xx} — расхода холостого хода. Полученные характеристики также не учитывают



Фиг. 12-6. Энергетическая характеристика типа IIa, имеющая максимум.

условий совместной работы агрегатов, почему отнесение их к станции вносит дополнительную условность.

Полученные энергетические характеристики, как видно, определяются типом исходной напорной характеристики. Особый интерес представляет напорная характеристики II типа, которая дает выпуклую кривую для энергетической характеристики. При определенных условиях такая выпуклая характеристика может иметь максимум, т. е. такое значение расхода Q , за которым, несмотря на увеличение расхода, мощность вследствие значительного снижения напора будет падать. На фиг. 12-6 показан такой случай. При $Q = 0,8 Q''$, энергетическая характеристика дает максимальное значение мощности: $N'' = 0,53$.

Очевидно не целесообразно по энергетическим условиям выбирать расходы ГЭС выше этого значения; в связи с этим рассмотрим условия, при которых такой максимум может иметь место. Для выпуклых напорных характеристик можно в общем виде записать:

$$H = H'' - a \cdot Q^m. \quad (12-19)$$

Здесь потери напора: aQ^m складываются из потерь в нижнем бьефе $\Delta H_n = a_1 Q^m$ и потерь в водоподводящих сооружениях $\Delta H_{a.c} = a_2 Q^{m_2}$, причем, как было отмечено в главе седьмой, можно принимать $m_2 = 2$.

Следовательно, принимается: $aQ^m = a_1 Q^{m_1} + a_2 Q^{m_2}$. Постоянные a и m подбираются эмпи-

рически. Их удобно вычислять по логарифмической анаморфозе кривых aQ^m .

Пользуясь выражением (12-19), можно для мощности при $A=1$, записать, поскольку $H''=1$,

$$N = (H'' - aQ^m) \cdot Q = (1 - aQ^m)Q. \quad (12-20)$$

Дифференцируя выражение (12-20), можно получить значение расхода, при котором мощность имеет максимум:

$$Q_{N''} = \sqrt{\frac{1}{a(m+1)}}. \quad (12-21)$$

Так как предельное значение расхода $Q''=1$, то для этого случая может быть установлена весьма простая зависимость из (12-21):

$$a = \frac{1}{m+1}. \quad (12-22)$$

Если взять практически встречающиеся границы $m=2-3$, то при

$$m=2 \quad a=0,33;$$

$$m=3 \quad a=0,25.$$

Соответственно по (12-19) можно определить значение напора:

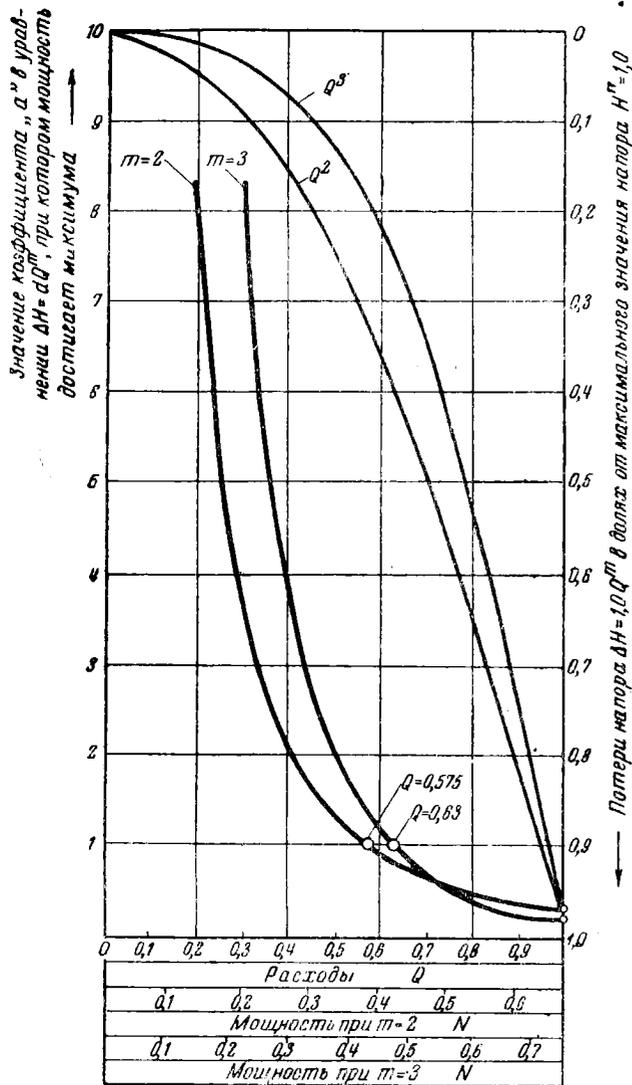
$$\text{при } m=2 \quad H = 1 - 0,33 = 0,67H''$$

$$\text{при } m=3 \quad H = 1 - 0,25 = 0,75H''.$$

Зависимость (12-21) представлена в виде графиков $a = a(Q)$ для двух значений $m=2$ и 3 на фиг. 12-7.

Там же приведены кривые потерь $\Delta H = Q^2$ и $\Delta H = Q^3$ в долях от $H''=1,0$ при $a=1,0$.

Исследование кривых $a = a(Q)$ показывает, что поскольку a одновременно выражает предельную потерю напора, то вся зона кривых при $a > 1$ не может дать энергетических характеристик с максимумом мощности, т. е. все характеристики будут давать непрерывный рост мощности с ростом расхода. Пересечение кривых $a = a(Q)$ с $a = 1$ дает значение расходов при $m=2$ $Q_{кр} = 0,575$ и при $m=3$ $Q_{кр} = 0,630$. При всех значениях коэффициента a для $Q > Q_{кр}$ возможно получение энергетических характеристик с максимумом. Приведенный на фиг. 12-6 пример взят для случая $m=2$ и $a=0,5$. По кривой для $m=2$ на фиг. 12-7 легко определить, что N'' будет для $Q = 0,8$.



Фиг. 12-7. Определение условий, при которых энергетическая характеристика ГЭС II типа имеет максимум.

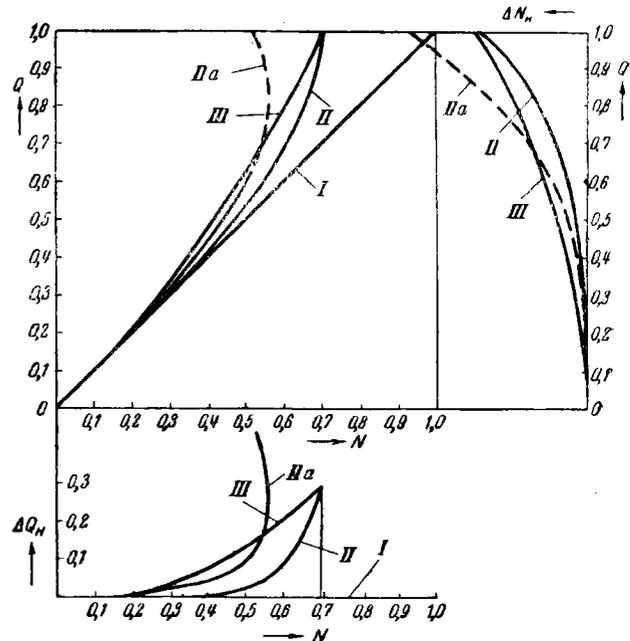
Из выражения (12-20) и (12-21) можно записать для $Q = Q_{N''}$:

$$N'' = [1 - aQ_{N''}^m] \cdot Q_{N''} = \frac{m}{m+1} \cdot Q_{N''}, \quad (12-23)$$

откуда при $m=2$ $N'' = 0,66Q_{N''}$, при $m=3$ $N'' = 0,75 \cdot Q_{N''}$.

Пользуясь этими выражениями, можно построить (внизу на фиг. 12-7) функциональные шкалы для мощности и отсчитывать одновременно с расходом и соответствующую ему максимальную мощность.

Энергетические характеристики, имеющие максимум мощности, будем называть типом *IIa*.



Фиг. 12-8. Анализ энергетических характеристик ГЭС при $\eta_{06} = \text{const}$.

Проведем сопоставительное исследование полученных типов энергетических характеристик. На фиг. 12-8 они совмещены. Характеристика I типа представляет прямую линию, все другие характеристики представляют кривые, более или менее отклоняющиеся от прямой. Расстояние характеристик от прямой (для которой $\eta_{в.с}^H = 1,0$) по горизонтали будет выражать потерю мощности, вызванную снижением напора $\Delta N_{в.с}^H$, а расстояние характеристик до прямой по вертикали дает потери расхода по той же причине $\Delta Q_{в.с}^H$. Нетрудно построить графически зависимость этих потерь от расхода и мощности: $\Delta N_{в.с}^H = f(Q)$ и $\Delta Q_{в.с}^H = f(N)$, что и сделано на фиг. 12-8 в правом верхнем и левом нижнем квадрантах.

Особый интерес представляет кривая потеря $\Delta Q = f(N)$ для характеристики типа *IIa*, имеющая, как это видно, ограничения по мощности.

Пользуясь общими уравнениями энергетического баланса (см. главу 4), можно построить характеристики $\eta_{в.с}^H = \eta(N)$, $q_N = q_N(N)$ или $\eta_{в.с}^H = \eta(Q)$ и $q_N = q_N(Q)$. Но в данном случае в этом нет необходимости, поскольку $\eta_{в.с}^H = \frac{N}{N_0} = \frac{H}{H''}$ — относительная напорная характе-

ристика одновременно выражает и кривую к. п. д. (по напору). Для получения удельного расхода $q_N = \frac{1}{\gamma H}$ достаточно пристроить к той же характеристике функциональную шкалу. Это показано слева на фиг. 12-6.

12-5. ТЕХНИКА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Все виды гидроэнергетических расчетов связаны с взаимопереходами от расхода к мощности: $Q \longleftrightarrow N$ и от стока к энергии $W \longleftrightarrow \mathcal{E}$. Так как в обычном случае мощность зависит от четырех аргументов: $N = N(Q, H, \Gamma_a, \eta_2)$, найти аналитическое выражение для этой зависимости невозможно. Впоследствии при анализе эксплуатационных характеристик ГЭС будут показаны возможности получения эмпирических аналитических выражений, особенно для случая $\eta_2 = \text{const}$, сводящего выражение для мощности к виду: $N = N(Q, H, \Gamma_a)$.

Как известно, в любом координатном поле всякая другая переменная может быть выражена семейством изолиний. Это положение позволяет зависимость $N = N(Q, H, \Gamma_a)$ представлять в виде двух семейств изолиний на шести расчетных полях. Рассмотрим эти поля. Для обобщения на фиг. 12-9 показана прост-

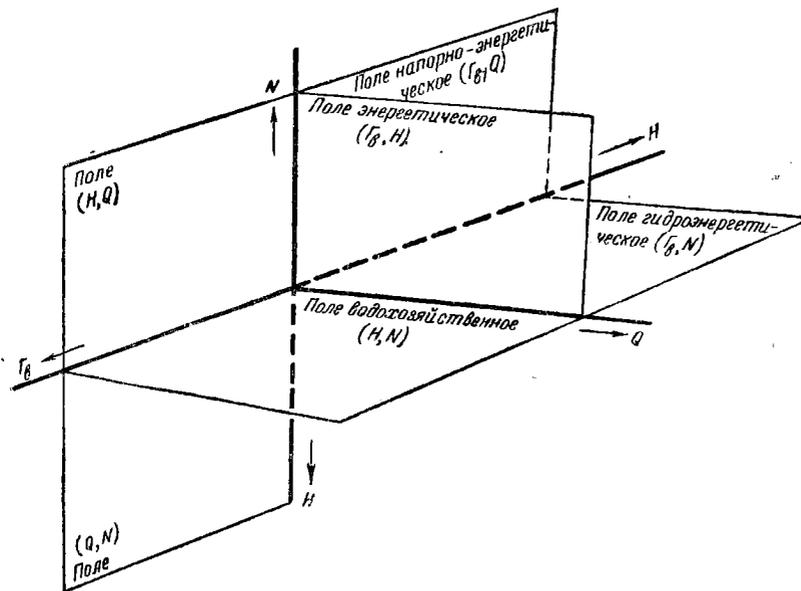
ранственная схема, связывающая шесть расчетных полей.

Поле водохозяйственное (Γ_a, Q) (фиг. 12-10). С этим полем мы встретились при анализе колебаний горизонтов бьефов и при определении величины напора по составляющим баланса напоров. Характеристики $\Gamma_a = \Gamma_a(Q)$, связанные с видом установки, с условиями сброса излишней воды и пр., называются водохозяйственными.

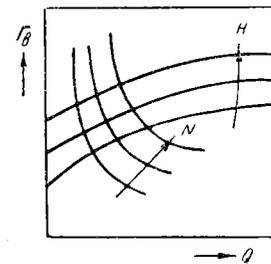
На этом поле изолиниями показываются величины N и H . По предложению Н. В. Матицкого на водохозяйственном поле производятся расчеты по регулированию стока, почему это поле иногда называют «расчетной планшеткой Матицкого».

Поле гидроэнергетическое — (H, Q) (фиг. 12-11). В этом поле дается зависимость $H = H(Q)$ — напорная характеристика. Изолинии дают значения N и Γ_a . Гидроэнергетическое поле часто называется режимным полем, поскольку на него наносят ход режимов работы установки, так как каждая точка определяет значения Q и H . В логарифмической анаморфозе гиперболы изолиний мощности преобразуются в прямые линии. Н. М. Щапов предложил использовать эту анаморфозу для выбора типоразмеров турбин.

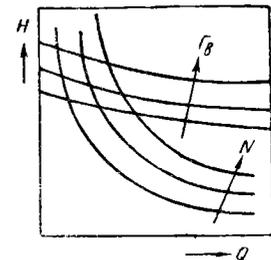
Поле энергетическое — (N, Q) (фиг. 12-12, а). Изолиниями даются Γ_a и H . При учете изменчивости к. п. д. характер изолиний изменится,



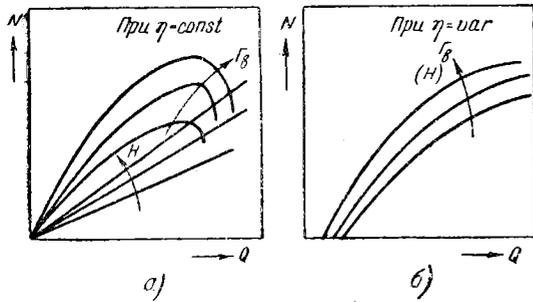
Фиг. 12-9. Поля гидроэнергетических расчетов (переменные в скобках показываются изолиниями).



Фиг. 12-10. Поле водохозяйственное.



Фиг. 12-11. Поле гидроэнергетическое.

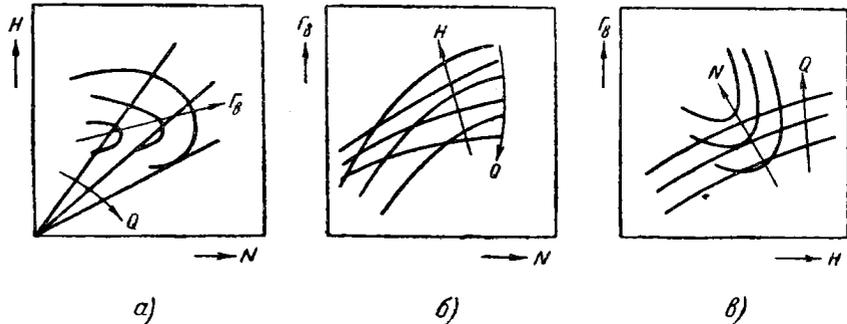


Фиг. 12-12. Поле энергетическое.

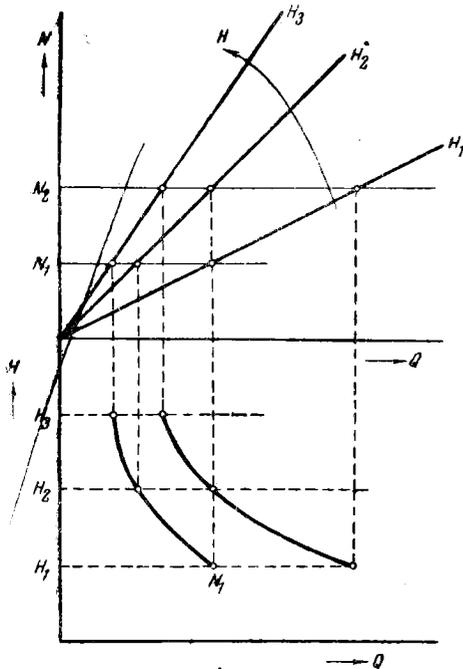
что показано на фиг. 12-12,б. Энергетическое поле в виде (Q, N) применяется как основное для эксплуатационных расчетов. Поскольку из всех входящих в зависимость переменных исходной является расход, рассмотренные три поля используются наиболее часто.

Поле напорно-энергетическое (H, N) с изолиниями для Q и Γ_v (фиг. 12-13,а) представляет интерес для анализа работы турбин.

Поля (Γ_v, N) и (Γ_v, H) (фиг. 12-13,б) пока используются редко.



Фиг. 12-13. Расчетные поля (H, N) , (Γ_v, N) и (Γ_v, H) .



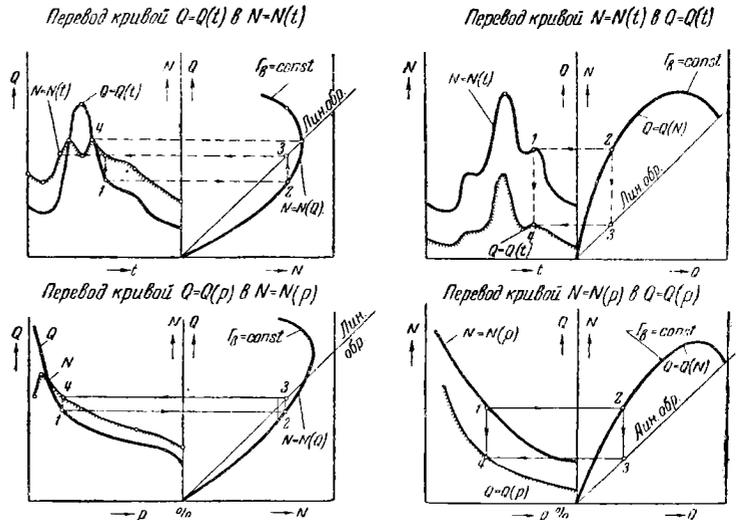
Фиг. 12-14. Преобразование энергетического поля в гидроэнергетическое.

Каждое поле может быть преобразовано в другое. Это же возможно с любой зависимостью, представленной в каком-либо из полей. Кривыми связи для преобразований служат соответствующие изолинии.

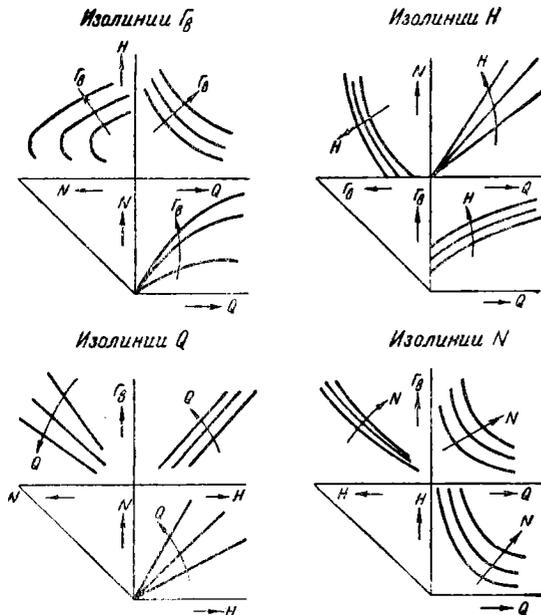
На фиг. 12-14 показана схема графического преобразования энергетического поля с изолиниями напоров в гидроэнергетическое поле с изолиниями мощностей. Этот порядок применяется в тех случаях, когда, приняв $\eta_2 = \text{const}$, очень легко получить в энергетическом поле изолинии напоров, представляющие в этом случае пучок прямых из начала координат, поскольку непосредственное построение гиперболических изолиний мощностей в гидроэнергетическом поле сложнее.

Порядок построения ясен из фигуры.

Фиг. 12-15 показывает преобразование кривых $Q = Q(t)$ и $Q = Q(p)$ в кривые $N = N(t)$ и $N = N(p)$, т. е. взаимное преобразование



Фиг. 12-15. Схема взаимных преобразований водохозяйственной и энергетической характеристик.



Фиг. 12-16. Возможные схемы представления зависимости $F(G_s, Q, H, N) = 0$.

водохозяйственной и энергетической характеристик.

Принцип построения во всех случаях один и тот же. Во втором квадранте строится кривая связи, причем так, чтобы по оси ординат была отложена преобразуемая переменная. Для перевода получаемых значений на абсциссу используется линия обращения. Так, для перевода $Q = Q(t)$ в $N = N(t)$ имеем последовательность:

$$\begin{array}{cccc}
 1 & \longrightarrow & 2 & \longrightarrow & 3 & \longrightarrow & 4 \\
 Q & \longrightarrow & N & \longrightarrow & N & \longrightarrow & N \\
 f(t) & \text{кривая} & \text{линия} & & & & F(t) \\
 & \text{связи} & \text{обращения} & & & &
 \end{array}$$

Если масштаб для новой переменной на кривой связи в преобразуемой кривой одинаковый, то линия обращения проводится под углом в 45° , в противном случае угол определяется отношением масштабов.

Для обобщения всех характеристик можно собрать характеристики, имеющие изолиниями одну и ту же переменную. Таких групп по числу переменных можно образовать четыре (фиг. 12-16):

- 1) с изолиниями горизонтов G_s :
(H, Q), (N, Q), (H, N),
- 2) с изолиниями напоров H :
(N, Q), (G_s, Q), (N, G_s),

- 3) с изолиниями расходов Q :
(G_s, H), (N, H), (G_s, N),
- 4) с изолиниями мощностей N :
(G_s, Q), (H, Q), (G_s, H).

В зависимости от назначения расчета может быть выбрано то или иное поле с соответствующими изолиниями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Коэффициент полезного действия ГЭС может быть выражен как произведение к. п. д. водоподводящих сооружений, турбины и генератора. К. п. д. водоподводящих сооружений и турбины могут быть выражены через коэффициенты использования расхода и напора.

Энергетический баланс ГЭС строится как баланс напоров и расходов с выделением проектных, системных и станционных потерь. Анализ выведенных коэффициентов использования позволяет считать их критериями качества эксплуатации ГЭС.

Исследования энергобалансов ГЭС позволили найти обоснование для пересчета потенциальных ресурсов водной энергии в реальные, могущие быть полученными и использованными. В среднем этот коэффициент определен в 0,35.

Энергетическая характеристика ГЭС, т. е. зависимость мощности от расхода при введении некоторых упрощений, легко получается из напорной характеристики ГЭС. Типизация напорных характеристик соответственно определяет типизацию энергетических характеристик. Специально исследована характеристика типа II_a , которая может иметь максимум мощности.

В заключение имеется возможность обобщения техники водноэнергетических расчетов, которые сводятся к взаимопереходам от расхода к мощности и от стока к энергии. Шесть расчетных полей охватывают все возможные сочетания между четырьмя переменными: N, Q, H и G_s .

Литература

- 12-1. С. В. Григорьев, Потенциальные энергоресурсы малых рек СССР. Гидрометеиздат, Л., 1946.
- 12-2. Т. Л. Золотарев, Планирование эксплуатации гидроэлектрических станций. «Гидротехническое строительство», 1941 г., № 2.
- 12-3. В. П. Мартынов, Энергетический показатель для анализа эффективности водно-силового режима гидроэлектростанции и гидроэнергосистемы, Известия Академии наук Армянской ССР, II, № 2, 1949 г., Ереван.

ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ

ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ В ПОКРЫТИИ НАГРУЗОК

13-1. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЭС

В зависимости от назначения классификации возможно при ее проведении применить различные признаки. Для энергетических задач для ГЭС наиболее важными помимо классификации по схемам получения гидроэнергии являются классификация по напору, расходу и мощности. В части деления на классы или группы неизбежна условность, поскольку резких признаков разделения групп между собой нет, и кроме того, с развитием техники границы меняются. Так, напоры выше 25 м считаются высокими. Значение 25 м определялось в свое время как граница для лопастных поворотных турбин (Каплана), а в настоящее время для таких турбин «потолок» передвинулся за 40 м. Раньше малые ГЭС считались в пределе мощностью до 250—300 кВт, теперь с ростом сельской электрификации и созданием малых электросистем ГЭС мощностью до 1 000 кВт относятся к малым ГЭС и т. д. Вместе с тем, несмотря на условность классификация необходима, ибо позволяет не только анализировать по различным признакам ГЭС, но и, распределяя их по группам, находить для каждой из групп методы общих технических решений.

Деление по напору предлагается следующее:

- 1) Напор до 2 м — микронапорные ГЭС;
- 2) $2 < H < 6$ м — низконапорные ГЭС (большинство малых ГЭС равнинных районов относятся к этой зоне напоров);
- 3) $6 м < H < 25$ м — средненапорные ГЭС;
- 4) $25 м < H$ — высоконапорные ГЭС.

Классификация по расходам воды через ГЭС следующая:

- 1) Q до $1,5 м^3/сек$ — ГЭС микромалых расходов;
- 2) $1,5 < Q < 5$ — ГЭС малых расходов;
- 3) $5 < Q < 20$ — ГЭС средних расходов;
- 4) $20 < Q < 50$ — ГЭС больших расходов 3-й величины;
- 5) $50 < Q < 200$ — ГЭС больших расходов 2-й величины;
- 6) $200 < Q$ — ГЭС больших расходов 1-й величины.

По мощности деление ГЭС такое:

- 1) N до 25 кВт — микроГЭС;
- 2) $25 < N < 100$ — малые ГЭС 3-й величины;

- 3) $100 < N < 300$ — малые ГЭС 2-й величины;
- 4) $300 < N < 1 000$ — малые ГЭС 3-й величины;
- 5) $1 000 < N < 5 000$ — средние ГЭС 2-й величины;
- 6) $5 000 < N < 25 000$ — средние ГЭС 1-й величины;
- 7) $25 000 < N < 100 000$ — большие ГЭС 2-й величины;
- 8) $100 000 < N$ — большие ГЭС 1-й величины.

Используя логарифмическое поле, можно (фиг. 13-1) в осях (H, N) нанести изолинии расходов (Q) и отделить все классификационные группы. Из графика видно, что для средних ГЭС 1-й величины не могут быть ГЭС с малыми и тем более с микромалыми расходами. На графике отштрихована граница предельно используемых напоров при разных мощностях ГЭС.

Интересно отметить, что ГЭС, сооруженные в 4-й пятилетке, по структуре мощностей составляют примерно:

- Малые (категории 1, 2, 3 и 4) — 28%.
Средние (категории 5 и 6) — 9%.
Большие (категории 7 и 8) — 63%.

Эти цифры говорят о большом внимании к малому гидроэлектростроительству и об установке на создание мощных гидростанций на основе использования крупнейших водотоков страны.

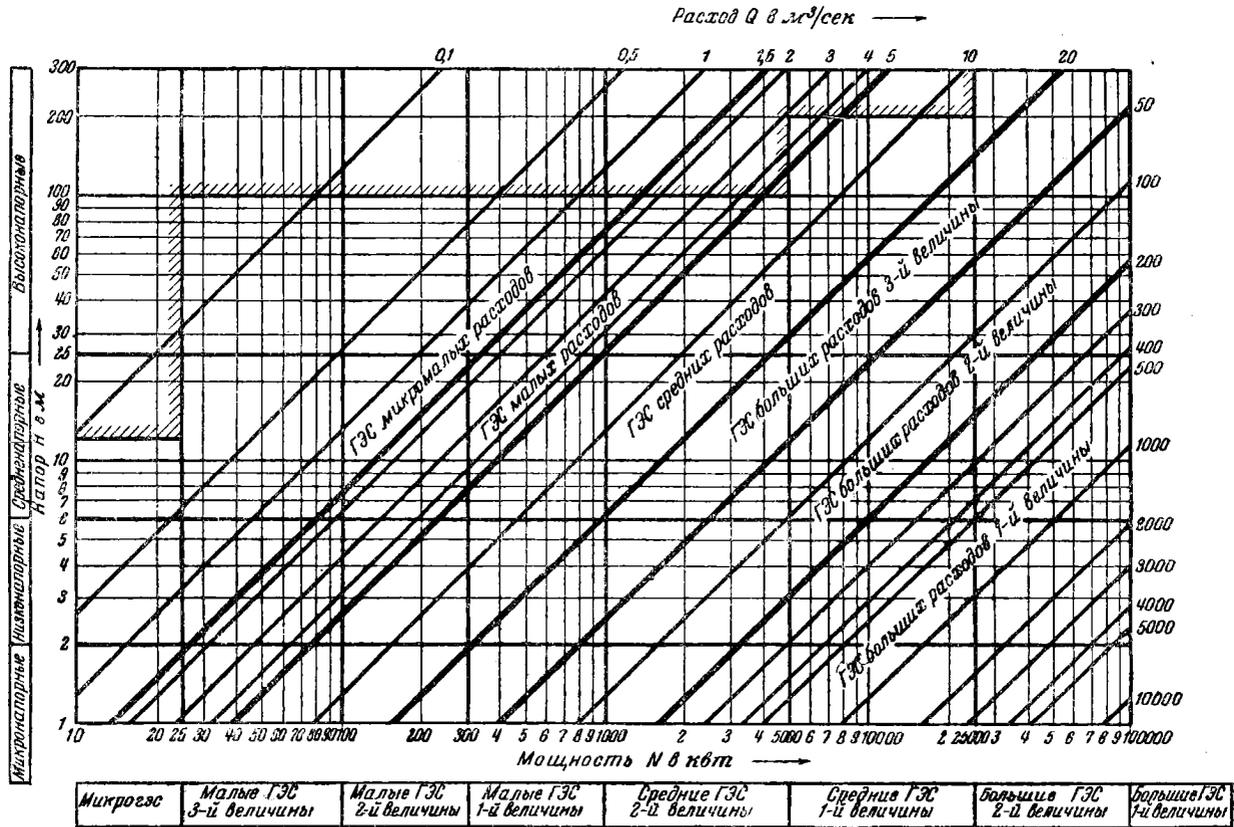
13-2. ХАРАКТЕРНЫЕ МОЩНОСТИ ГЭС

Мощность ГЭС по водотоку в течение суток может быть принята постоянной $N_e = \text{const}$. Соответственно возможная выработка электроэнергии будет:

$$Э_e = N_e \cdot T_0. \quad (13-1)$$

Ввиду того, что кривая суточной нагрузки отлична от прямой линии, ГЭС будет участвовать в покрытии кривой нагрузки какой-то средней рабочей мощностью $\bar{N}_{рб}$.

Выработка гидроэнергии, используемая по условиям покрытия кривой нагрузки и харак-



Фиг. 13-1. Классификация ГЭС.

теру ее вливания в кривую нагрузки с базы или с пика, составит:

$$\mathcal{E}_{ис} = \bar{N}_{рб} \cdot T_0 \quad (13-2)$$

а недоиспользованная гидроэнергия

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_s = \mathcal{E}_{ис} = (N_s - \bar{N}_{рб}) \cdot T_0 \quad (13-3)$$

Из этого условия следует, что полное использование гидроэнергии возможно лишь при условии:

$$N_s = \bar{N}_{рб}$$

Подобное положение может иметь место в двух случаях:

1. Нагрузка соответствует располагаемой мощности ГЭС, т. е.

$$P = N_{рб} = N_s = \text{const};$$

это означает, что ГЭС работает в базе кривой нагрузки.

2. Когда рабочая мощность ГЭС следует за мощностью нагрузки, т. е. в каждый момент имеет место условие

$$N_{рб} = P \neq N_s,$$

и, следовательно,

$$P = \bar{N}_{рб} = N_s.$$

Для выполнения этого условия необходимо иметь возможность преобразования постоянной мощности водотока (N_s) в переменную рабочую мощность ГЭС ($N_{рб}$). Это преобразование осуществляется при помощи суточного регулирования (СР), т. е. при наличии бассейна, собирающего воду в период спада нагрузки (наполнение водохранилища или заряд) и отдающего воду в период возрастания нагрузки (опорожнение или сработка водохранилища). Величину необходимой для суточного регулирования аккумулируемой за сутки энергии будем обозначать $\mathcal{E}_{СР}$.

Если принять постоянство \bar{P} в течение недели, и учесть некоторый спад нагрузки в выходной день, возможно аккумулирование энергии (воды) и за счет внутри недельного регулирования (НР). Соответствующее количество аккумулируемой для недельного регулирования энергии составит в квтч $\mathcal{E}_{НР}$.

При регулировании мощности ГЭС в течение суток, очевидно максимальная рабочая мощность ГЭС — $N'_{рб}$ должна быть больше мощности по водотoku: $N'_{рб} > N_a$.

Увеличение рабочей мощности ГЭС происходит за счет суточного и недельного регулирования, т. е.

$$N''_{рб} - N_a = \Delta N_{СР} + \Delta N_{НР} \quad (13-4)$$

На фиг. 13-2 показана структура мощностей ГЭС. Случай (а) соответствует ГЭС без регулирования (БР). Соотношения ясны из чертежа:

$$N''_{рб} = N_a = N_b = \bar{N}_{рб} + \Delta N, \quad (13-5)$$

где ΔN — мощность недоиспользуемой гидроэнергии. Необходимо ввести еще одно понятие

мощность на бытовом стоке — $N_б$.

Как видно из фиг. 13-2, случаи (а), (в) и (г) эта мощность совпадает по величине с мощностью по водотoku:

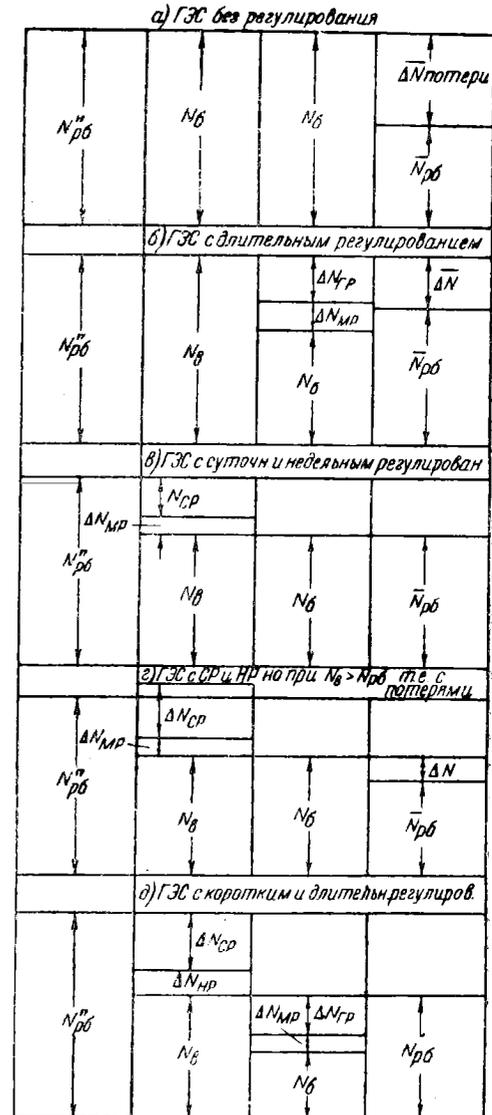
$$N_б = N_a.$$

Это имеет место, если в течение года изменение мощности ГЭС идет по бытовой кривой мощности. Поскольку кривые возможной выработки и нагрузки ГЭС в годовом разрезе не конформны, при наличии водохранилища достаточного объема возможно перераспределение стока внутри года — годовое регулирование (ГР) и перераспределение стока между многоводными и маловодными годами, т. е. многолетнее регулирование (МР).

Очевидно, такое длительное регулирование изменяет календарную кривую выработки и среднесуточная мощность ГЭС по водотoku будет либо больше (период сработки), либо меньше (период наполнения) мощности по бытовому стоку, т. е.

$$N_a \geq N_б.$$

Практически, поскольку установленная мощность ГЭС фиксирована ($N_{yc} = \text{const}$), а запол-



Фиг. 13-2. Характерные мощности ГЭС.

$\Delta \bar{N}$ — потери из-за неприспособленного режима ГЭС в суточном разрезе; ΔN — потери из-за отсутствия нагрузки в суточном разрезе (сезонная энергия).

нение водохранилища происходит для большинства ГЭС в период половодья, будут иметь место соотношения:

$$1) N_a = N_{yc} = N_б \text{ (заполнение)}, \quad (13-6)$$

$$2) N_a > N_б \text{ (сработка)}. \quad (13-7)$$

В период сработки водохранилища при наличии большого объема водохранилища, используемого для регулирования, мощность ГЭС больше за счет годового и многолетнего регулирования стока, как это показано на фиг. 13-2, случай (б).

Зависимости можно записать в виде:

$$N''_{рб} = N_a = N_b + \Delta N_{ГР} + \Delta N_{МР} = \bar{N}_{рб} + \Delta \bar{N}. \quad (13-8)$$

Соответствующие объемы (в электрических единицах), необходимые для проведения большого регулирования, можно обозначить $\mathcal{E}_{ГР}$ и $\mathcal{E}_{МР}$.

Возможен и самый общий случай, когда имеют место все виды длительного и короткого регулирования (фиг. 13-2); случай (д) для него будет:

$$N''_{рб} = N_b + \Delta N_{НР} + \Delta N_{СР}. \quad (13-9)$$

В свою очередь,

$$N_a = N_b + \Delta N_{МР} + \Delta N_{ГР} = \bar{N}_{об}.$$

Приведенный анализ характерных мощностей ГЭС позволяет сделать следующие выводы:

а) Короткие виды регулирования: суточное и недельное приспособливают равномерный суточный или недельный режим энергии водотока (выработки ГЭС) к неравномерному (суточному или недельному) режиму потребления (нагрузки). Благодаря короткому регулированию увеличивается рабочая мощность ГЭС на величину $\Delta N_{СР}$ и $\Delta N_{НР}$. Требования к короткому регулированию определяются характеристиками графиков нагрузки: для суточного — показателем использования — δ_c , для недельного — показателем устойчивости максимальных мощностей — $\sigma_{нд}$.

б) Длительные виды регулирования: годовое и многолетнее приспособливают неравномерный годовой или многолетний режим энергии водотока (выработки) к неравномерному годовому режиму потребления. Благодаря длительному регулированию увеличивается мощность ГЭС по водотоку на величину $\Delta N_{ГР}$ и $\Delta N_{МР}$. Требования к длительному регулированию со стороны нагрузки определяются характеристиками графиков нагрузки для годового периода показателем устойчивости максимальных мощностей $\sigma_{гд}$. Неравномерность режима выработки ГЭС может быть охарактеризована показателем годовой зарегулированности (по мощности): $\alpha = \frac{N'_a}{N_a}$ и показателем многолетней зарегулированности:

$$\alpha_0 = \frac{N'_a}{N_{a0}}.$$

13.3. КАЛЕНДАРНЫЕ КРИВЫЕ ВЫРАБОТКИ ДЛЯ ГЭС

Кривые изменения кривой мощности ГЭС (N_b) и ее мощности после длительного регулирования (мощности водотока — N_a) имеют в течение года характерные снижения мощности.

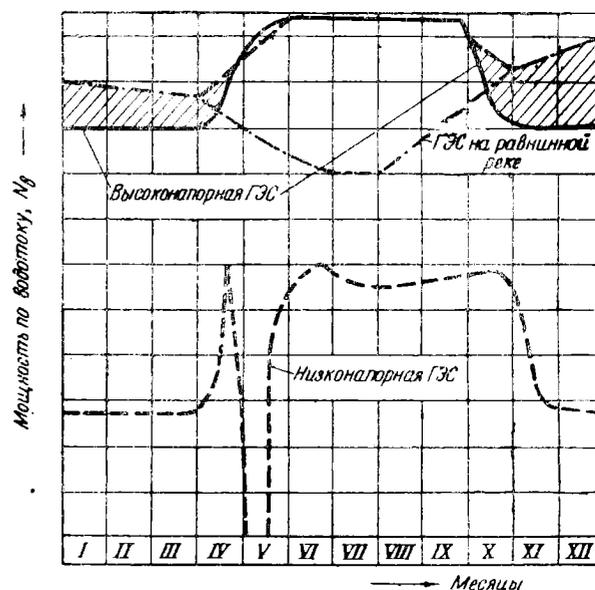
Эти снижения мощности, как было уже отмечено в главе 4, называются связанной мощностью ($N_{св}$) и должны быть учтены при составлении баланса мощностей. Для ГЭС причины этих снижений следующие:

а) уменьшение расхода против расчетного; это уменьшает выработку ГЭС, но при наличии регулирования может не влиять на величину максимальной рабочей мощности;

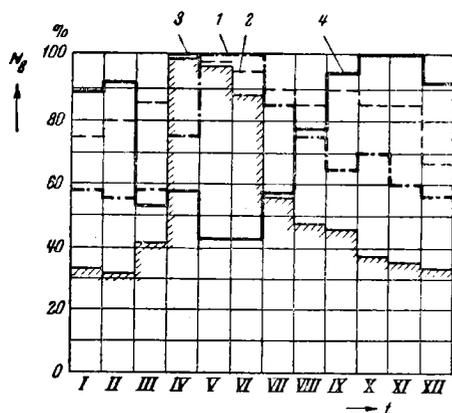
б) уменьшение напора по различным причинам, например, вследствие увеличения расходов реки, вызывающих повышение нижнего бьефа или снижение верхнего бьефа в связи со сработкой водохранилища. Это уменьшение не может быть компенсировано пропуском большого расхода и является полностью связанной мощностью;

в) уменьшение к. п. д. турбин вследствие отклонения режима от оптимальных расчетных условий. Это снижение мощности относится к станционным потерям.

На фиг. 13-3 приведены календарные годовые кривые мощности для низконапорной и высоконапорной ГЭС. Для низконапорной ГЭС



Фиг. 13-3. Характерные календарные годовые графики мощности ГЭС.



Фиг. 13-4. Сопоставление режимов мощности в календарном разрезе для четырех ГЭС.

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1. Низконапорная ГЭС, СР, снеговое питание	57	55	57	100	100	100	86	76	66	70	60	57
2. Низконапорная ГЭС, СР, ГР, озерная река	75	80	85	75	100	95	90	85	90	95	85	65
3. Средне-напорная ГЭС, СР, НР, снеговое питание	32	31	42	100	95	88	75	47	44	38	36	34
4. Каскад высоконапорных ГЭС СР, НР, ледниковое питание	89	92	52	56	42	42	56	78	45	100	100	92

характерен провал мощности в период весеннего половодья. На высокогорную ГЭС не влияет подъем нижнего бьефа, но сильно сказывается уменьшение воды в зимнюю межень. На той же станции приведены схематизированные режимы ГЭС на равнинной и горной реках.

Фиг. 13-4 дает сопоставление относительных годовых кривых мощностей для четырех различных типов ГЭС, сооруженных в СССР. Из анализа графиков видно: провалы мощности достигают 60%. Надо иметь в виду, что это не означает необходимости равенства связанной мощности, дублированной в системе, т. е. условие $N_{св} = N_{дб}$. При правильном сочетании режима работы ГЭС с требованиями нагрузки ЭЭС, особенно в тех случаях, когда имеется длительное регулирование и особенно суточное или удельный вес ГЭС в системе по мощности невелик, можно добиться даже при большом значении связанной мощности, резкого снижения величины дублирующей мощности в пределе, доводя ее до нуля.

11 Т. Л. Золотарев.

Для анализа условий использования ГЭС в покрытии нагрузки, необходимо установить влияние следующих факторов: а) формы кривой нагрузки, б) условий вливания гидроэнергии в кривую нагрузки с базы или с пика, в) характер регулирования ГЭС.

Рассмотрим влияние этих факторов. В части годовой кривой нагрузки будем полагать, что она разбивается на три сезона: зимне-весенний, летний и осенне-зимний. Для каждого из сезонов принимается постоянный характерный суточный график нагрузки (ККН) и соответствующие интегральные кривые нагрузки (ИКПН).

13-4. ГЭС БЕЗ РЕГУЛИРОВАНИЯ

ГЭС без регулирования работает на бытовом стоке и для них по соотношению бытовой мощности, в данном случае равной мощности водотока ($N_0 = N_а$), можно выделить три случая:

- 1) $N_а \leq P'$;
- 2) $N_а \geq P''$;
- 3) $P' < N_а < P''$.

На фиг. 13-5 показан анализ для этих трех случаев при вливании гидроэнергии с базы и с пика графика нагрузки. Во всех случаях анализ ведется по интегральной кривой нагрузки.

Для первого случая, когда мощность ГЭС меньше минимальной мощности нагрузки при работе в базе графика нагрузки, вся гидроэнергия используется (фиг. 13-5). Для случая вливания ГЭС в пик нагрузки часть энергии использована быть не может, т. е. $\Delta \mathcal{E} > 0$.

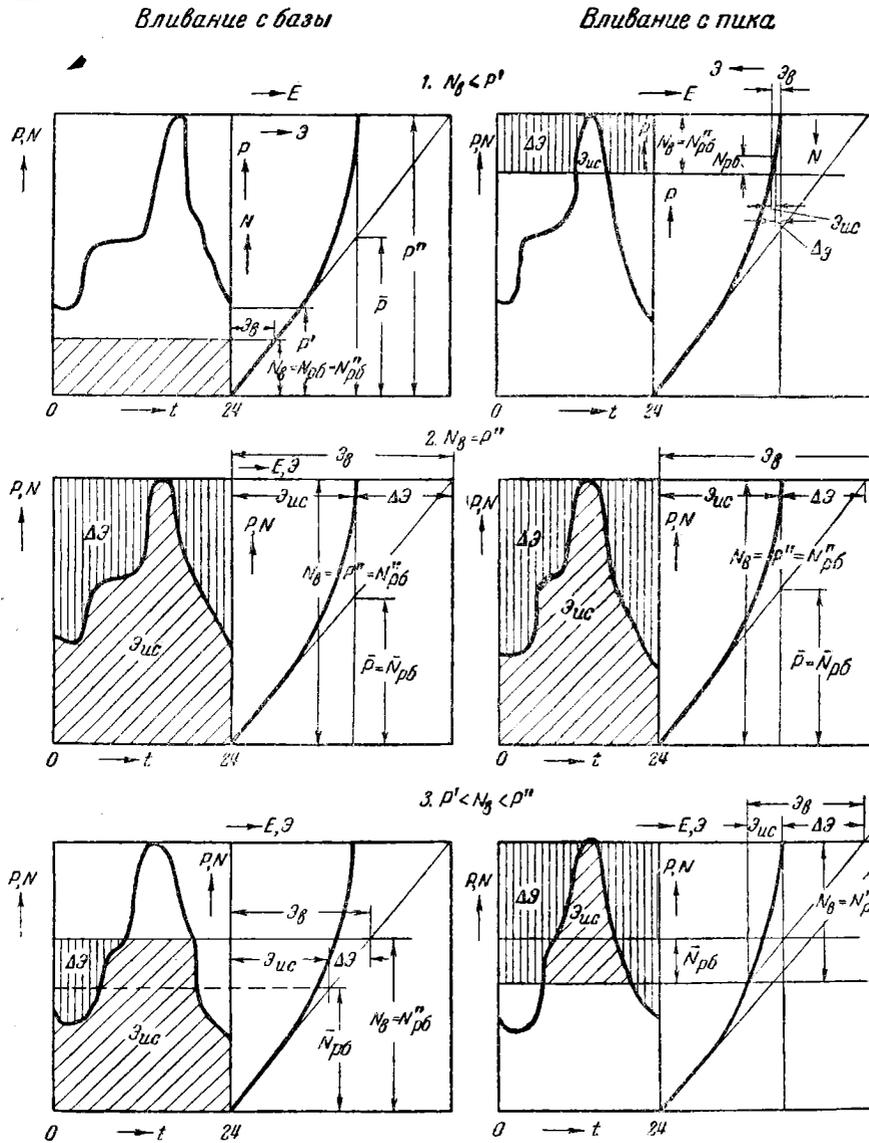
Во втором случае, когда мощность водотока больше максимума нагрузки независимо от способа использования гидроэнергии при покрытии кривой нагрузки, будет использована часть ее, эквивалентная площади нагрузки, остальная часть располагаемой гидроэнергии не используется.

В третьем случае имеет место промежуточное решение, также более выгодное для работы ГЭС в базе нагрузки.

На фиг. 13-5 приведены все варианты покрытия кривой нагрузки для ГЭС без регулирования, а в табл. 13-1 даны соответствующие соотношения.

Из приведенного анализа можно сделать выводы:

1. Максимальное абсолютное использование гидроэнергии имеет место при $\mathcal{E}_{ис} = E''$, при этом недоиспользуется гидроэнергии $\Delta \mathcal{E} =$



Фиг. 13-5. Варианты использования ГЭС без регулирования в покрытии нагрузок.

Таблица 13-1
Использование ГЭС без регулирования

	Условия использования гидроэнергии	Мощность			Энергия	
		N_{pb}	\bar{N}_{pb}	N''_{pb}	\mathcal{E}_{uc}	$\Delta \mathcal{E}$
$N_g \leq P'$	В базе	N_g	N_g	N_g	\mathcal{E}_a	0
	В пике	$\leq N_g$	$< N_g$	N_g	$< \mathcal{E}_a$	> 0
$N_g \geq P''$	В базе и пике	$P \leq N_g$	$\bar{P} < N_g$	$P'' \leq N_g$	$E'' < \mathcal{E}_a$	$\mathcal{E}_a - E''$
	$P' < N_g < P''$	В базе и пике	$\leq N_g$	$\leq N_g$	N_g	$< \mathcal{E}_a$

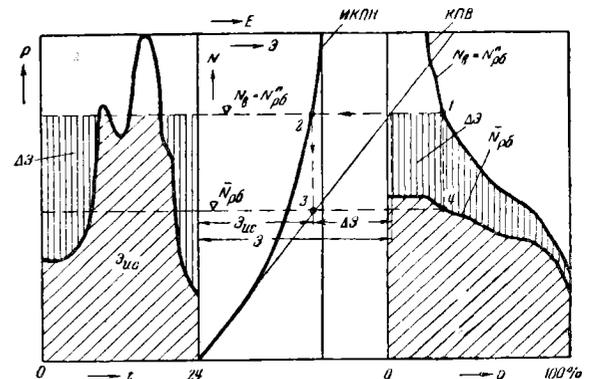
$= \mathcal{E}_a - E'' = P'' T_0 - E'' = -P'' (T_0 - h)$, т. е. разность между возможной по воде выработкой при $N_g = P''$ и потреблением по кривой нагрузки.

2. Полное использование гидроэнергии при отсутствии регулирования возможно только в одном случае при работе ГЭС в базе нагрузки, когда мощность по водотoku меньше минимальной нагрузки

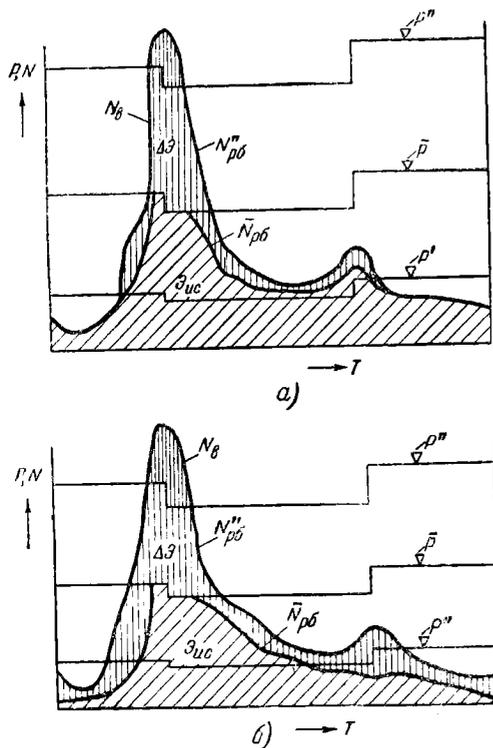
$$N_g \leq P'; \quad \mathcal{E}'_{uc} = P' \cdot T_0; \\ \Delta \mathcal{E} = 0.$$

3. При отсутствии регулирования участие ГЭС в базе нагрузки дает большее использование гидроэнергии, чем использование ГЭС в пиковой части кривой нагрузки.

Пользуясь приведенными схемами расчета, можно календарную кривую выработки и кривые продолжительности выработки преобразовать в кривые средней рабочей мощности ГЭС, т. е. в кривые, отражающие конкретное использование гидроэнергии в данных условиях. На рис. 13-6 показано графическое построение такой кривой продол-



Фиг. 13-6. Графический метод определения используемой гидроэнергии для ГЭС без регулирования при вливании энергии в базу графика нагрузки.



Фиг. 13-7. Сопоставление использования гидроэнергии для ГЭС без регулирования для различных случаев вливания гидроэнергии в график нагрузки.
а — вливание с базы; б — вливание с пика.

жительности средней рабочей мощности ГЭС при вливании с базы. Ход построения для одного из значений мощности по водотоку:

$$1 \longrightarrow 2 \longrightarrow 3 \longrightarrow 4$$

$$N_0 = N(p) \quad N''_{pb} \quad \bar{N}_{pb} \quad \bar{N}_{pb} = N(p).$$

На фиг. 13-6 показаны все характерные мощности и выработки. Подобным же образом можно перестроить календарные кривые выработки, что сделано на фиг. 13-7. Из наложения календарной кривой выработки на кривую нагрузки в годовом разрезе видно сразу, какая часть гидроэнергии не используется ($\Delta \mathcal{E}$) из-за отсутствия регулирования и что кривая изменения максимальных рабочих мощностей (N_{pb}) совпадает с кривой мощности по водотоку (N_0).

Необходимо различать характер неиспользуемой гидроэнергии. Часть $\Delta \mathcal{E}$ — между P и N_{pb} в зоне $P < \bar{P}$ может быть использована, как это показано ниже, при наличии суточного регулирования. Неиспользуемая гидроэнергия в зоне выше P может быть использована при длительном регулировании.

11*

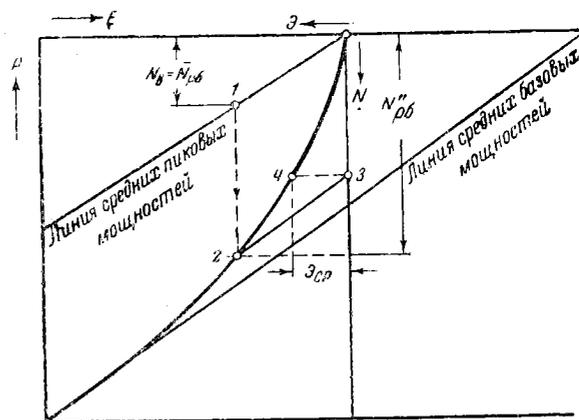
13-5. ГЭС С НЕОГРАНИЧЕННЫМ СУТОЧНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ

Суточное регулирование предполагает возможность перераспределения мощности водотока (N_0) в течение суток, за счет аккумулярования части суточного стока. Подобно предыдущему случаю можно рассмотреть три возможных соотношения:

- 1) $P' \geq N_0$, 2) $N_0 = \bar{P}$, 3) $P' < N_0 < \bar{P}$.

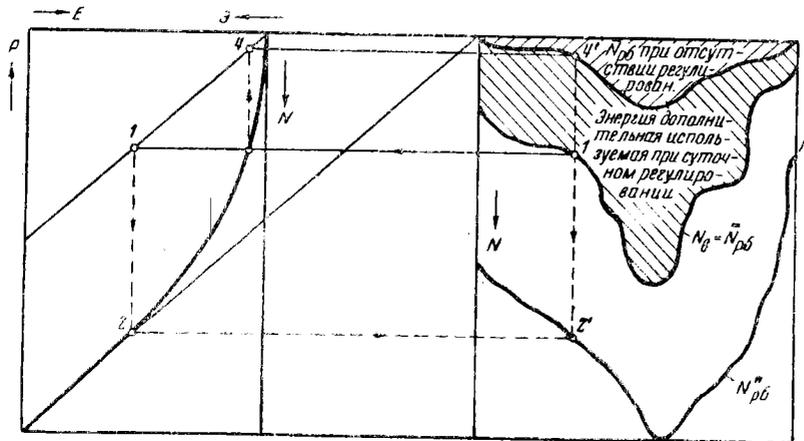
Поскольку предполагается неограниченная возможность суточного регулирования, или, что то же, вполне достаточная емкость бассейна суточного регулирования — \mathcal{E}_{CP} (в квтч), мощность водотока N_0 может быть использована не больше, чем на величину средней нагрузки \bar{P} .

Необходимо остановиться на методе определения характерных мощностей в этом случае при вливании гидроэнергии с пика графика нагрузки. На фиг. 13-8 приводится принципиальная схема необходимых графических построений. По уже известным свойствам интегральной кривой нагрузки из вершины кривой проводится линия средних пиковых мощностей и построение начинается с откладывания величины $N_0 = \bar{N}_{pb}$ с пика (точка 1). Спускаясь до интегральной кривой (точка 2), определяют величину N''_{pb} . Таким образом устанавливается зона пика графика нагрузки, покрываемая ГЭС. Дальше, если из точки 2 провести луч, параллельный линии средних мощностей, то можно определить значение необходимой емкости водохранилища (бассейна) суточного регулирования — \mathcal{E}_{CP} (точки



Фиг. 13-8. Графический метод определения характерных мощностей для ГЭС с суточным регулированием для различных случаев вливания гидроэнергии в график нагрузки.

а — вливание с базы; б — вливание с пика.



Фиг. 13-9. Анализ использования гидроэнергии для ГЭС с суточным регулированием при вливании гидроэнергии с пика графика нагрузки.

3, 4). Обращаем внимание, что эта схема для определения \mathcal{E}_{CP} годится при однопиковой форме графика. Для многопиковых графиков она повторяется для каждой части графика с одним пиком и выбирается значение наибольшей — \mathcal{E}''_{CP} .

Проводя подобный анализ для календарной кривой выработки ($N_a = \bar{N}_{рб} = f(t)$), можно, как это показано на фиг. 13-9, построить календарные кривые для $\bar{N}_{рб} = f(t)$, т. е. ограничивающей энергию, используемую при отсутствии регулирования, и для $N''_{рб} = f(t)$, т. е. максимальной рабочей мощности, при суточном регулировании.

При всех построениях целесообразно придерживаться такой последовательности:

$$I' \rightarrow 2 \rightarrow 3 \rightarrow 4$$

$$N_0 = N_{рб} \quad N''_{рб} \quad \mathcal{E}_{CP}$$

Таблица 13-2

Использование ГЭС с суточным регулированием (неограниченным)

	Условия использования гидроэнергии	Мощность			Энергия	
		$\bar{N}_{рб}$	$N_{рб}$	$N''_{рб}$	$\mathcal{E}_{ис}$	$\Delta \mathcal{E}$
$N_a \leq P'$	В базе	N_a	N_a	N_a	\mathcal{E}_a	0
	В пике	$\geq N_a$	N_a	$> N_a$	\mathcal{E}_a	0
$N_a = \bar{P}$	В базе и пике	$\leq N_a$	$\bar{P} = N_a$	$P' > N_a$	$\mathcal{E}_a = E''$	0
	В базе и пике	$\leq N_a$	N_a	$> N_a$	\mathcal{E}_a	0

На фиг. 13-10 рассмотрены все шесть случаев для трех возможных соотношений мощностей.

Соотношения сведены в табл. 13-2.

Проведенный анализ позволяет сделать выводы:

1. При неограниченном суточном регулировании гидроэнергия всегда может быть использована полностью, независимо от места расположения ее в кривой нагрузки.

2. Мощность по водотoku должна быть предельно равна средней нагрузке, избыток расхода водотока может быть

использован для более длительного регулирования, т. е. повышения средней мощности по водотoku в течение недели, месяца или года.

3. При участии ГЭС в пике нагрузки максимальная рабочая мощность больше, чем при работе в базе, т. е. работа ГЭС в пике нагрузки при суточном регулировании вытесняет бо́льшую мощность.

На фиг. 13-11 показано построение кривых изменений максимальных рабочих мощностей ГЭС при их работе в базе нагрузки. В случае суточного регулирования, поскольку используется вся гидроэнергия, среднербочая мощность совпадает с кривой мощности по водотoku.

Ход построений:

$$I \rightarrow I' \rightarrow 2 \rightarrow 2' \rightarrow$$

$$N_a = N(t) = N_a \quad N''_{рб} \quad N'_{рб} = N(t)$$

на ИКН на ИКН

$$\rightarrow 3 \quad \rightarrow 4 \quad \rightarrow 4'$$

$$N_a \quad (N_{рб})_{БР} \quad (N_{рб})_{БР} = N(t)$$

на ИКН на ИКН

Для сопоставления с ГЭС, не имеющей суточного регулирования, построены кривые средних рабочих мощностей для этого случая (точка 4). По разности площадей кривых и $(\bar{N}_{рб})_{БР}$ видно, какая дополнительная гидроэнергия используется при наличии суточного регулирования. На фиг. 13-12, а и б приведены кривые выработки с соответствующими пояснениями.

Для анализа условий использования ГЭС в покрытии кривой нагрузки полезно по-

строить кривую зависимости объема суточного регулирования от величины мощности по водотоку или в данном случае от величины средней рабочей мощности. На фиг. 13-13 показано такое построение для работы ГЭС в базе нагрузки. Последовательность построения:

1 → 2 → (1-1')

$$N_s = \bar{N}_{рб} N''_{рб} \quad \mathcal{E}_{ср}$$

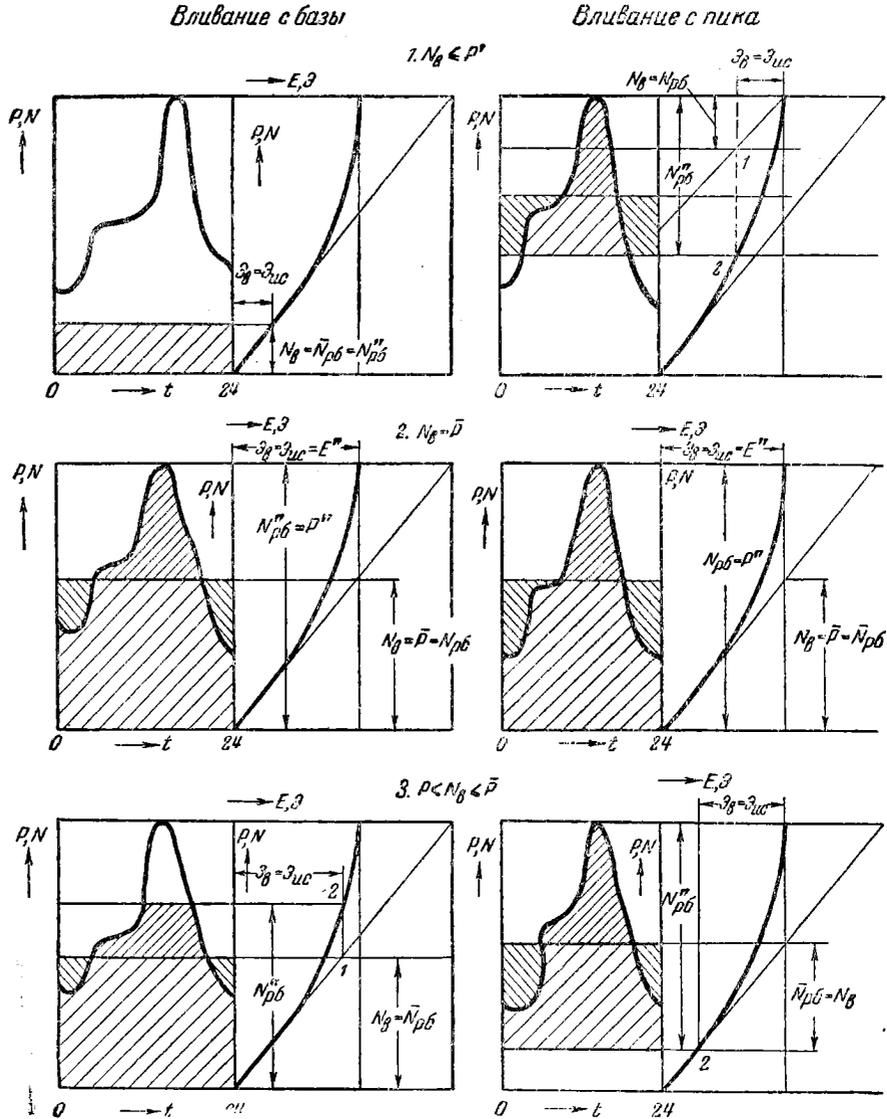
При помощи линии средних базовых мощностей, используемой (поскольку она проведена под углом 45°) как линия обращения, величина определившейся максимальной рабочей мощности сносится на линию мощности по водотоку (точка 1''). На той же фигуре справа показана по точкам построенная зависимость максимальной рабочей мощности от мощности по водотоку, а также зависимость объема суточного регулирования от той же мощности.

На фиг. 13-14 показано подобное построение, проведенное для случая работы ГЭС в пике нагрузки. Порядок построения тот же, но используется линия средних пиковых мощностей. Итоговые кривые приведены в правом квадранте

$$1 \rightarrow 2 \rightarrow 1' \rightarrow 23 \rightarrow 33' \rightarrow 31''$$

$$N_s = \bar{N}_{рб} N''_{рб} N''_{рб} = f(N_s) \text{ параллельно } \mathcal{E}_{ср} \quad \mathcal{E}_{ср} = f(N_s)$$

Если совместить полученные кривые (фиг. 13-15), то можно видеть, что участие ГЭС в пике нагрузки повышает максимальную рабочую мощность, но требует при этом некоторого повышения объема суточного регулирования. В нижнем квадранте представлены дифференциальные кривые: слева — объем суточного регулирования, справа — максималь-

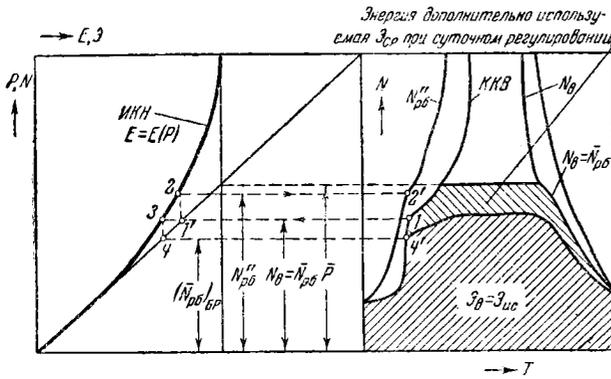


Фиг. 13-10. Варианты использования ГЭС с суточным регулированием в покрытии нагрузки.

а — вливание с базы; б — вливание с пика.

ных рабочих мощностей. Характерно, что имеется значение мощности по водотоку, при котором получается наибольшая разница между максимальной рабочей мощностью, при влиании с пика и с базы.

Не всегда имеются возможности получить необходимый объем суточного регулирования — $\mathcal{E}_{ср} = E''_{ак}$. При ограниченном объеме суточного регулирования $\mathcal{E}_{ср} < E''_{ак}$ условия использования меняются. Для определения величины используемой гидроэнергии (собственно величины средней рабочей мощности) можно воспользоваться уже описанным гра-



Фиг. 13-11. Анализ использования гидроэнергии для ГЭС с суточным регулированием при влинии гидроэнергии с базы графика нагрузки.

фическим методом. Отличие от случая полного суточного регулирования заключается лишь в том, что от интегральной кривой продолжительности нагрузки откладывается при работе ГЭС в базе вправо, а при работе в пике, влево — заданный объем суточного регулиро-

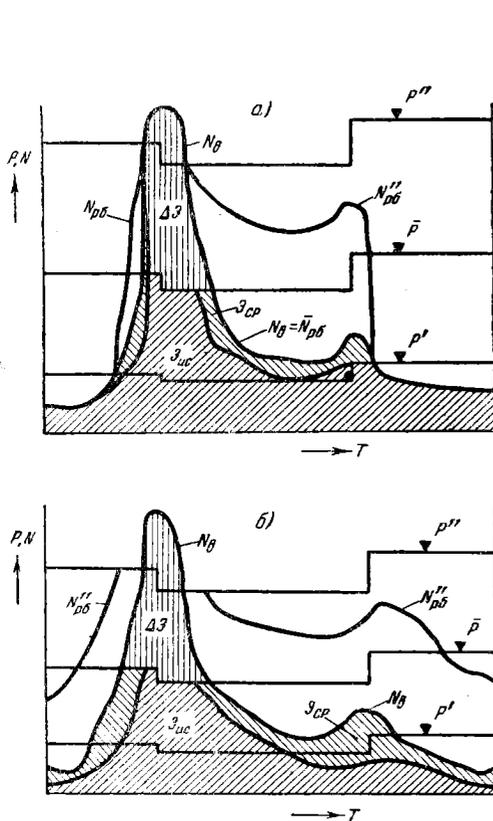
вания — $\mathcal{E}_{ср}$ и расчетные построения ведутся по новой кривой, равноотстоящей от интегральной кривой нагрузки. На фиг. 13-16 и 13-17 приведены построения для таких случаев. Порядок построения обозначен цифрами.

Вообще же до объема $\mathcal{E}_{ср}$, равного заданному, можно строить, как для случая с неограниченным регулированием. В дальнейшем же прирост максимальной рабочей мощности ввиду отсутствия регулирования равен приросту мощности по водотoku.

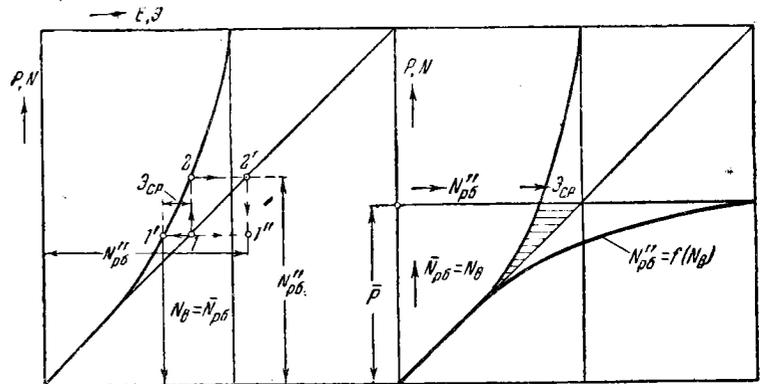
Подобным образом построенные календарные кривые выработки (фиг. 13-18) дают представление о влиянии на использование гидроэнергетики недостаточности объема суточного регулирования.

13-6. ГЭС С ДЛИТЕЛЬНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ

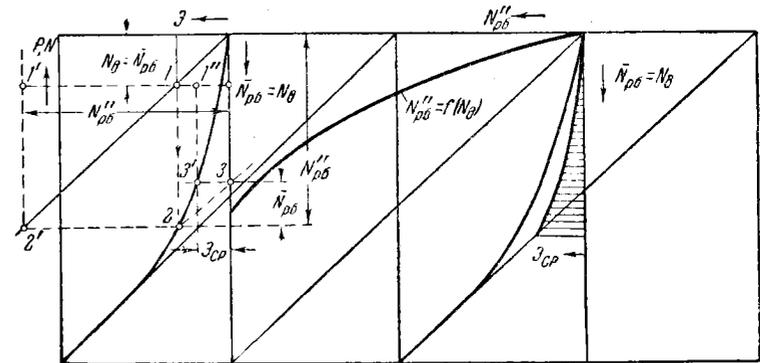
Поскольку длительное регулирование — годовое и многолетнее регулирование — изменяет бытовую мощность на мощность по водотoku, то расчет проводится не по бытовой, а по



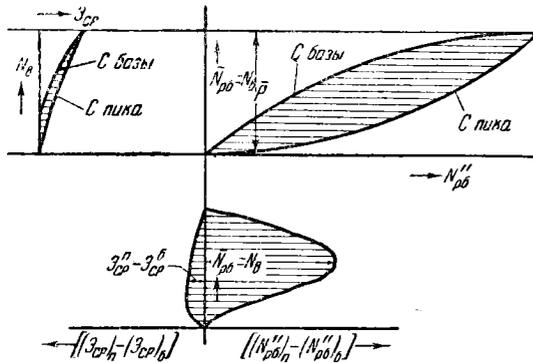
Фиг. 13-12. Сопоставление использования гидроэнергии для ГЭС с суточным регулированием для различных случаев вливания гидроэнергии в график нагрузки.



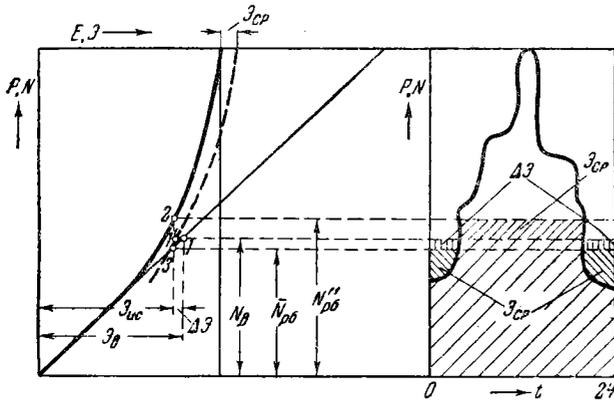
Фиг. 13-13. Графическое определение зависимости максимальной рабочей мощности ГЭС и суточнорегулируемой выработки от рабочей мощности ГЭС (влияние с базы графика нагрузки).



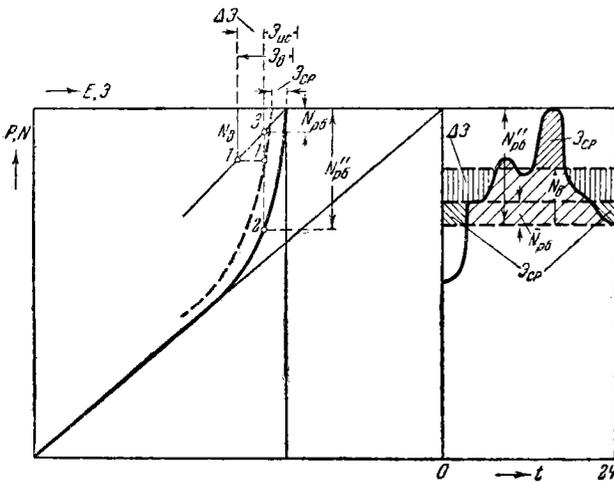
Фиг. 13-14. Графическое определение зависимости максимальной рабочей мощности ГЭС и суточнорегулируемой выработки от рабочей мощности ГЭС (влияние с пика графика нагрузки).



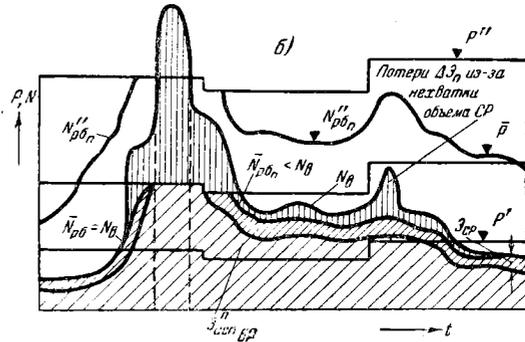
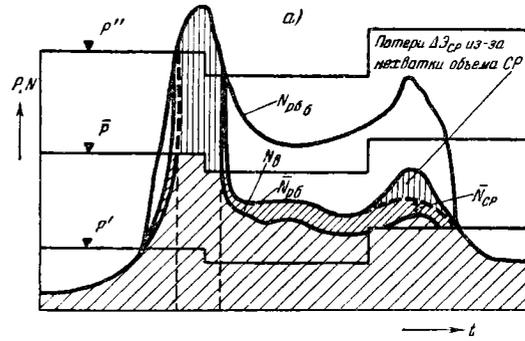
Фиг. 13-15. Сопоставление вариантов вливания энергии ГЭС с суточным регулированием с базы и с пика графика нагрузки.



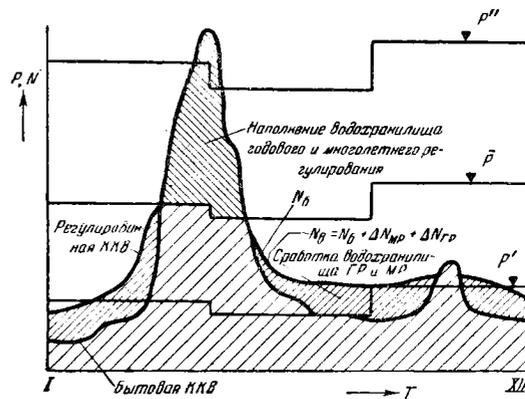
Фиг. 13-16. Графический метод определения характеристик мощностей для ГЭС с неполным суточным регулированием при вливании гидроэнергии в базу графика нагрузки.



Фиг. 13-17. Графический метод определения характеристик мощностей для ГЭС с неполным суточным регулированием при вливании гидроэнергии в пик графика нагрузки.



Фиг. 13-18. Сопоставление использования гидроэнергии для ГЭС с неполным суточным регулированием для различных случаев вливания гидроэнергии в график нагрузки.



Фиг. 13-19. Анализ влияния на использование гидроэнергии для ГЭС, имеющей длительное регулирование.

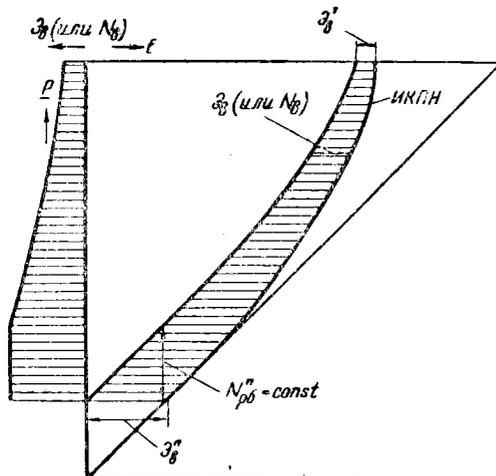
регулируемой календарной кривой выработки. Во всем остальном приведенные рекомендации по расчетам и построениям остаются без изменения. На фиг. 13-19 даны сопоставления режима мощностей ГЭС без большого регулирования и с таковым. В обоих случаях предполагается также наличие суточного регулирования.

13-7. РАЗМЕЩЕНИЕ ГЭС В БАЛАНСАХ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

Из изложенного ясно, что одним из важнейших факторов является полное использование $N''_{pb} \approx N_{yc}$ при заданной рекой средней мощности — \bar{N}_{pb} . Для этого необходимо в зависимости от мощности по водотоку найти место для ГЭС в кривой нагрузки. Можно рекомендовать для этого простой графический метод. На ИКПН (фиг. 13-20) наносят равноотстоящую кривую, отстоящую по вертикальному масштабу на величину $N''_{pb} = \text{const}$. Очевидно, расстояние по горизонтали между этими двумя кривыми дает величину используемой выработки ГЭС (или $\bar{N}_{pb} = N_g$), изменяющуюся по высоте кривой нагрузки: в пике — наименьшую, в базе — наибольшую. Для удобства в левом квадранте эта разность вынесена. Имея величину N_g , легко определяется соответствующая зона кривой календарной нагрузки, покрываемая ГЭС.

Возникает вопрос о возможности свободного передвижения графика выработки ГЭС по кривой нагрузки. На фиг. 13-21 показаны три случая:

1) Свободное размещение ГЭС в ККН. При этом, как видно из баланса мощности, в течение всего года ГЭС обеспечивает $N''_{pb} = \text{const}$ и по мере увеличения мощности по водотоку опускается вниз, а в многоводный период перемещается в базу кривой нагрузки.



Фиг. 13-20. Графический метод определения места размещения ГЭС в кривой нагрузке при постоянной максимальной мощности ($N''_{pb} = \text{const}$) и переменной средней рабочей мощности ($N_{pb} = N_g = \text{var}$).

Из баланса энергии это тоже видно. При этом использование гидроэнергии получается наиболее полным.

2) Свободное размещение ГЭС в кривой нагрузки, но по условиям водотока максимальная рабочая мощность N''_{pb} весь год не обеспечивается. На балансе мощности видно, что в конце года из-за недостатка воды максимальная рабочая мощность снижается. Это видно и по выработке и на кривой выработки.

Подобное положение может быть компенсировано двумя путями:

а) Установкой на ГЭС мощности, обеспеченной круглый год ($N'_{об}$). При этом решении сезонная часть гидроэнергии использована не будет.

б) Установкой в системе дополнительной мощности, компенсирующей нехватку рабочей мощности ГЭС ($N_{об}$). Величина дублирующей мощности определяется как разность между максимальной рабочей мощностью и обеспеченной максимальной рабочей мощностью:

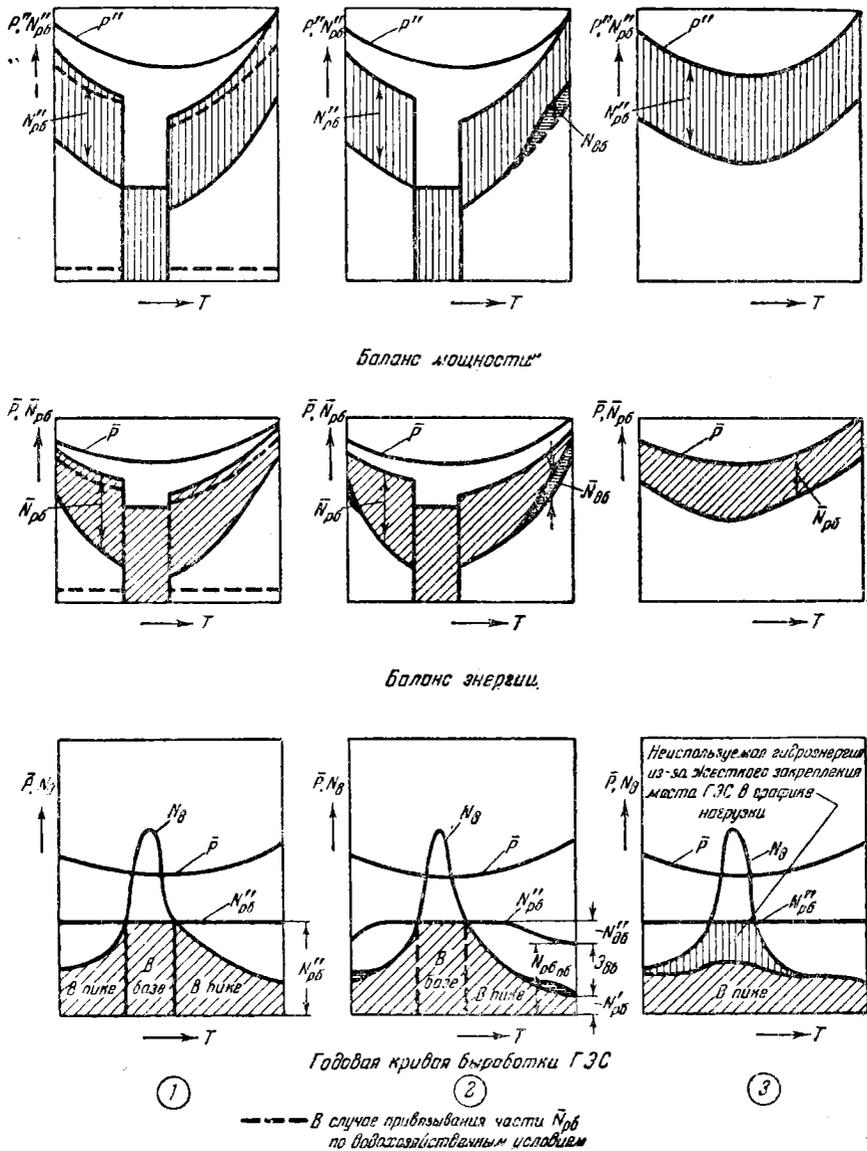
$$N_{об} = N''_{pb} - (N'_{об})_{об}. \quad (13-10)$$

Ясно, что эта мощность является для ГЭС связанной мощностью и может служить стационарным резервом, если она вызвана нехваткой стока.

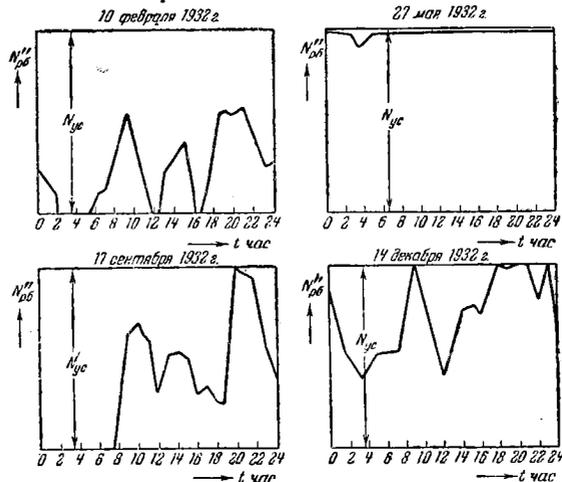
3) Жесткое закрепление за ГЭС места в кривой нагрузки. В этом случае при размещении ГЭС в пиковой части графика будет иметь место недоиспользование гидроэнергии. Только в случае полного зарегулирования мощности ГЭС в течение всего года, когда $N_g = N_{pb} = \text{const}$, возможно при закрепленном месте ГЭС в графике нагрузки полное использование гидроэнергии.

Необходимо иметь в виду, что оптимальная схема использования гидроэнергии в системе должна подчиняться задаче получения наибольшей экономии издержек (а также минимальных затрат топлива) во всей ЭЭС, а не только на рассматриваемой ГЭС. Этот вопрос для своего решения требует изучения возможностей ГЭС и ЭЭС и будет предметом рассмотрения в третьей части книги.

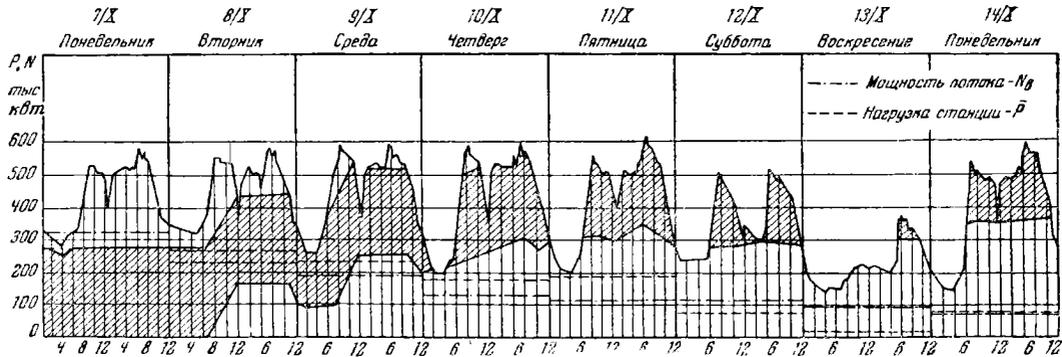
Для иллюстрации конкретных схем работы ГЭС и ЭЭС на фиг. 13-22 приведены четыре кривые выработки для низконапорной ГЭС, обладающей суточным регулированием. Из кривых видно, что только в период половодья (май) ГЭС работала в базе, а остальные периоды — в пиковой части графика нагрузки. Обращает внимание, что в феврале и сентябре были



Фиг. 13-21. Варианты участия ГЭС в годовой нагрузке.
 (----- в случае привязывания части $\bar{N}_{рб}$ к базе по водохозяйственным условиям).



Фиг. 13-22. Суточные графики работы низконапорной ГЭС, имеющей суточное регулирование.



Фиг. 13-23. Работа в системе ГЭС, имеющей суточное и недельное регулирование.

часы полного выключения ГЭС. На фиг. 13-23 показано изменение зоны работы ГЭС, имеющей недельное регулирование. Показатели даны в табличке под чертежом. Ясно видно, что накопление воды идет за счет субботних и воскресных суток.

13-8. СТРУКТУРА МОЩНОСТИ ГЭС

Было показано, что максимальная рабочая мощность ГЭС может быть больше мощности по водотоку, благодаря недельному и суточному регулированию,

$$N''_{pb} = k_{pb} \cdot N_s = k_{pb} \cdot \bar{N}_{pb} \quad (13-11)$$

Очевидно, что коэффициент k_{pb} равен

$$k_{pb} = \frac{1}{\delta}, \quad (13-12)$$

где

$$\delta = \frac{\bar{N}_{pb}}{N''_{pb}}$$

Коэффициент k_{pb} показывает, во сколько раз максимальная рабочая мощность превышает среднюю рабочую мощность.

При отсутствии регулировки $k_{pb} = 1$.

При регулировании суточном и недельном $k_{pb} > 1$.

Из приведенного ранее анализа было видно, как влияет на величину N''_{pb} форма кривой нагрузки и условия использования гидроэнергии в графике.

Для анализа влияния формы интегральной кривой нагрузки и зоны кривой нагрузки, отводимой для ГЭС, целесообразно исследовать изменение условий суточного регулирования. Для этого удобно ввести такой показатель

$$h_{ср} = \frac{\mathcal{E}_{ср}}{N''_{pb}}, \quad (13-13)$$

который выражает использование объема суточного регулирования максимальной мощностью. На фиг. 13-24 и 13-25 приведены кривые изменения этого показателя за зимние и летние сутки для трех типовых графиков нагрузки (фиг. 5-30). Интересно отметить, что кривые имеют максимум.

Обобщая изложенное, можно охарактеризовать факторы, влияющие на установление N''_{pb} , а следовательно, и k_{pb} .

а) Факторы гидрологические.

Естественный режим водотока для расчетных условий является исходным определяющим фактором для N_s .

б) Факторы водохозяйственные.

Водохозяйственные пользователи водотока, ставящие свои ограничения в отношении режима. В предельном случае они могут определять полностью режим ГЭС.

в) Факторы нагрузки.

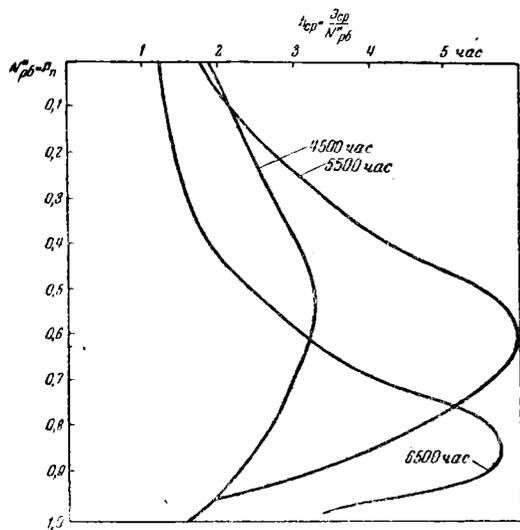
Суточная кривая нагрузки, определяющая, как было показано, предельные требования к ГЭС.

Годовая кривая нагрузки, которая дает изменение N''_{pb} в течение года.

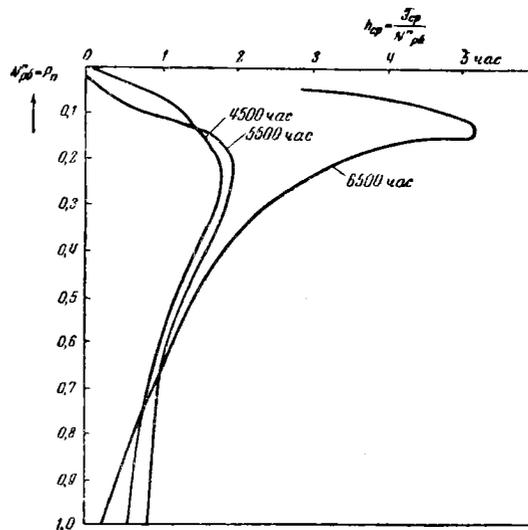
г) Факторы системные.

Структура мощностей системы, т. е. величина $x_{ГЭС}$ — гидроэнергетической характеристики [см. формулу (14-14)]. Чем больше значенные характеристики, т. е. чем больше в график нагрузки вливается гидроэнергии от данной ГЭС, тем меньше свободы остается в части выбора зоны работы. Влияет также структура тепловых мощностей.

Роль ГЭС по условиям электробаланса, поскольку на ГЭС могут быть возложены функции резерва, ведения частоты и т. д. Это ставит определенные требования к максимальной расчетной мощности.



Фиг. 13-24. Анализ требований к суточному регулированию для трех типовых графиков нагрузки за летние сутки.



Фиг. 13-25. Анализ требований к суточному регулированию для трех типовых графиков нагрузки за зимние сутки.

д) Факторы регулирования.

Условия регулирования ГЭС, являющиеся решающими в отношении приспособления режима водотока к режиму нагрузки.

е) Факторы экономические.

Экономические критерии обобщенно выражают целесообразность выбора того или иного значения максимальной рабочей мощности N'_{pb} .

Поскольку можно считать, что при всех вариантах использования ГЭС имеется в течение года период, когда используется вся установленная мощность ГЭС, имеет место условие

$$N_{ус} = (N'_{pb})''.$$

Исходя из этого, можно статистически обработать и обобщить данные по осуществленным ГЭС. В табл. 13-3 сведены такие данные по ряду советских и зарубежных ГЭС.

Таблица 13-3
Значение коэффициента k_{pb} в зависимости от характера регулирования

Характер регулирования	Характер нагрузки и системы			
	Без регулирования	Суточное и недельное регулирование	Годовое регулирование	Зимнее регулирование
СССР—данные по 20 ГЭС	1,2÷1,4	1,7	1,7	
СССР—данные по 60 ГЭС . . .	1,7÷2,0	1,7÷2,5	1,7÷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÷1,6	2,0	2,0÷8,0	8,0
Германия	1,2÷1,4	2,0	2,0÷8,0	8,0

Более высокие значения k_{pb} для зарубежных ГЭС обусловлены большей неравномерностью графиков нагрузки.

Для предварительных соображений можно воспользоваться значениями, приведенными в табл. 13-4.

Таблица 13-4
Определение $h_{ус}$ и k_{pb} для различных случаев работы ГЭС

Характер регулирования	Характер нагрузки и системы		
	ЭС с $x_{23c} > 0,25$		$x_{23c} < 0,25$
	преобладают электромские потребители	электромские потребители не преобладают	
Без регулирования	$\left\{ \begin{array}{l} h_{ус} \\ k_{pb} \end{array} \right. \begin{array}{l} 6\ 000-7\ 000 \\ 1,45-1,25 \end{array}$	$\begin{array}{l} 6\ 000-7\ 000 \\ 1,45-1,25 \end{array}$	$\begin{array}{l} 5\ 000-6\ 000 \\ 1,75-1,45 \end{array}$
Суточное регулирование	$\left\{ \begin{array}{l} h_{ус} \\ k_{pb} \end{array} \right. \begin{array}{l} 6\ 000-7\ 000 \\ 1,45-1,25 \end{array}$	$\begin{array}{l} 5\ 000-6\ 000 \\ 1,75-1,45 \end{array}$	$\begin{array}{l} 4\ 000-5\ 000 \\ 2,20-1,75 \end{array}$
Суточное и годовое регулирование	$\left\{ \begin{array}{l} h_{ус} \\ k_{pb} \end{array} \right. \begin{array}{l} 5\ 000-6\ 000 \\ 1,75-1,45 \end{array}$	$\begin{array}{l} 3\ 500-4\ 500 \\ 2,50-1,95 \end{array}$	$\begin{array}{l} 3\ 000-4\ 000 \\ 2,90-2,20 \end{array}$
Суточное и многолетнее регулирование	$\left\{ \begin{array}{l} h_{ус} \\ k_{pb} \end{array} \right. \begin{array}{l} 5\ 000-6\ 000 \\ 1,75-1,45 \end{array}$	$\begin{array}{l} 3\ 000-4\ 000 \\ 2,90-2,20 \end{array}$	$\begin{array}{l} 2\ 500-3\ 500 \\ 3,50-2,50 \end{array}$

Необходимо в заключение дать классификацию ГЭС по характеру регулирования. Наиболее удобным признаком является дли-

тельность регулирования, но и здесь неизбежны условности. В зависимости от водности года длительность регулирования при том же объеме водохранилища изменяется, переходя от многолетней к годовой и даже к сезонной.

Все же можно по характеру регулирования разделить ГЭС на типы согласно табл. 13-5.

Таблица 13-5

Классификация ГЭС по условиям регулирования
(по Г. М. Аракцяну)

Незарегулированные	1. Без регулирования (БР)
Регулирование, вызванное неравномерностью нагрузки	2. Суточное регулирование (СР) 3. Недельное регулирование (НР) 4. Суточное и недельное регулирование (СНР)
Регулирование, вызванное неравномерностью мощности водотока	5. Годовое регулирование (ГР) 6. Многолетнее регулирование (МР)
Регулирование, вызванное неравномерностью нагрузки и мощности водотока	7. Суточное и годовое регулирование (СГР) 8. Суточное и многолетнее регулирование (СМР) 9. Недельное и годовое регулирование (НГР) 10. Недельное и многолетнее регулирование (НМР) 11. Суточное, недельное и годовое регулирование (СНГР) 12. Суточное, недельное и многолетнее регулирование (СНМР)

Описанные графические методы приведения кривых возможной выработки ГЭС по водотоку к кривым возможной используемой выработки могут быть заменены другими методами. Так, И. В. Егизаровым предложен графический метод приведения, основанный на наложении кривых обеспеченности мощностей. Имеются и аналитические методы; наиболее полный из них исследован Г. М. Аракцяном и основан на использовании в качестве коэффициента приведения различных сочетаний показателей:

При суточном регулировании — δ_c

При недельном регулировании — $\sigma''_{нд}$

При годовом регулировании — σ''_{20} } по нагрузке
При годовом регулировании — a_N } по режиму водотока
Примноголетнем регулировании — a_{NO}

считая, что соответствующее регулирование повышает тот или иной показатель в пределе до единицы.

Полная аналитическая формула приведения выглядит так:

$$\mathcal{E}_{uc} = \delta_c \cdot \sigma''_{нд} \cdot \sigma''_{20} \cdot a_N \cdot a_{NO} \cdot \mathcal{E}_a. \quad (13-14)$$

В зависимости от получаемых значений коэффициентов получается та или иная степень использования энергии водотока,

$$\eta_{ип} = \frac{\mathcal{E}'_{uc}}{\mathcal{E}_a}. \quad (13-15)$$

Более детальный анализ вопросов влияния регулирования на использование гидроэнергии в системе приводится во второй части работы, посвященной вопросам водноэнергетического регулирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассматривая ГЭС в покрытии нагрузки системы, можно дать классификации ГЭС по напорам, расходам и мощностям. Несмотря на их условность, они позволяют разработать обобщенные методы расчета ГЭС одинаковых групп.

Устанавливается ряд характерных мощностей для ГЭС: бытовая, по водотоку, средняя рабочая и максимальная рабочая. Значение средней рабочей мощности определяет собой величину используемой гидроэнергии, а максимальная рабочая мощность — величину используемой мощности ГЭС.

Для лучшего использования ГЭС как по мощности, так и по энергии ввиду несовпадения бытового режима гидромощностей с режимом нагрузок необходимо проведение регулирования, т. е. при помощи водохранилища перераспределения стока, а отсюда и энергии ГЭС во времени.

Графический метод, использующий интегральную кривую нагрузки, позволяет определить все характерные мощности ГЭС в зависимости от условий работы ГЭС в графике нагрузки и характера регулирования.

Рассмотрение видов короткого (суточного и недельного) и длительного (годового и мно-

голетнего) регулирования и их сочетаний позволяет дать соответствующую классификацию ГЭС и предложить аналитическую формулу для приведения.

Возможно также обобщение рассмотренных факторов, определяющих установление максимальной рабочей мощности ГЭС.

Литература

- 13-1. И. В. Егизаров, Гидроэлектрические силовые установки, ч. 1, изд. 3. Энергоиздат, М.—Л., 1934.
 13-2. Т. Л. Золотарев, Гидроэлектроцентраль в электроэнергетической системе. АН СССР, М.—Л., 1939.
 13-3. М. А. Москов, Основы теории гидроэнергетического проектирования. Госэнергоиздат, М.—Л., 1948.

ГЛАВА ЧЕТЫРНАДЦАТАЯ

ТЕПЛОВАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ В ПОКРЫТИИ НАГРУЗКИ

14-1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Тепловые электростанции по характеру энергооборудования, на них установленного, разделяются на две группы:

1. КЭС — конденсационные электростанции, в которых пар, отработавший в турбине, поступает в конденсатор. Эти электростанции вырабатывают только электроэнергию, их к. п. д. доходит до 25%.

2. ТЭС — теплофикационные электростанции, в которых пар, отработавший в турбине, используется как носитель тепловой энергии. В этом случае электростанции вырабатывают электрическую и тепловую энергию и их общий к. п. д. достигает 85%.

Соответственно этим условиям турбины тепловых электростанций могут быть:

Конденсационные (*K*) (фиг. 14-1,а), для которых режим производства электроэнергии может быть назначен произвольно.

Теплофикационные (фиг. 14-1,б и в), в которых производство электроэнергии в той или иной степени зависит от режима отпуска тепла. Типы, в которых пар, отработавший в турбине, выпускается с повышенным давлением и используется потребителями тепла, называются турбинами с противодавлением и обозначаются буквой *P*. В этих турбинах выработка электроэнергии целиком зависит от тепловой нагрузки. Широко распространены комбинированные типы так называемых конденсационных турбин с частичным отбором пара. В этих турбинах для потребителей тепловой энергии отбирается лишь часть пара, остальная же проходит в конденсат.

Отбор пара может быть для отопительных нужд (*T*) при давлении 1,2 *ата* и для производственных потребителей (*П*) при давлениях 3, 6, 11 и более *ата*. Возможно при трех ступенях

давления иметь два отбора: *П* и *T*. При трех ступенях давления возможен и для турбин *P* дополнительный отбор.

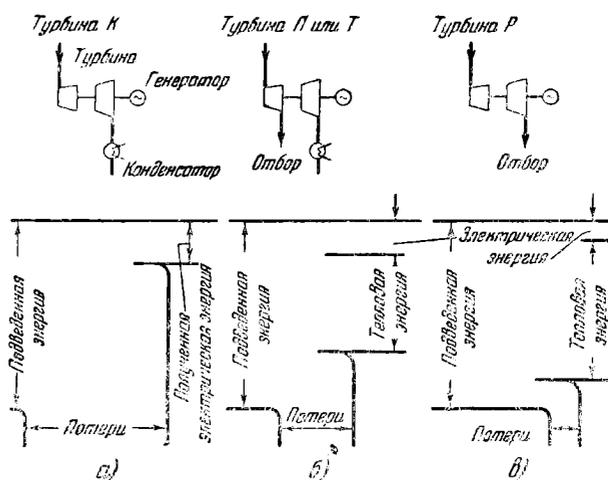
В табл. 14-1 и 14-2 приводятся технические характеристики стандартных турбин различных типов.

Для теплофикационных турбин можно получаемую электрическую мощность представить состоящей из двух частей:

$$N = N_k + N_m, \quad (14-1)$$

где N_k — мощность, получаемая на конденсационном режиме, т. е. не зависящая от тепловой нагрузки. В чисто конденсационных турбинах типа *K* вся $N = N_k$.

N_m — мощность, получаемая на теплофикационном режиме, т. е. полностью определяется тепловой нагрузкой. В чисто теплофикационных турбинах вся $N = N_m$.



Фиг. 14-1. Сопоставление энергетических балансов паровых турбин различных типов.

Таблица 14-1

Технические характеристики турбин типа К, Т, П и ПТ

Тип — мощность (тыс/квт)	Начальные параметры		Величина регулируемого отбора $m/\text{час}$:				
	атм	°С	отопительный	технологический			
				1,2 атм	5 атм	7 атм	10 атм
А — низкие начальные параметры							
В — высокие начальные параметры							
К — конденсационные							
АК-2,5	35	435					
АК-6	35	435					
АК-12	35	435					
АК-25	29	400					
АК-50	29	400					
ВК-25	90	480					
ВК-40	90	480					
ВК-100	90	480					
Т — с отбором на отопительные цели							
АТ-1,5	35	435	9				
АТ-2,5	35	435	14				
АТ-6	35	435	35				
АТ-12	20	400	60				
АТ-12	35	435	65				
АТ-25	29	400	100				
ВТ-25	90	480	100				
П — с отбором на промышленные цели							
АП-0,75	35	435		7			
АП-1,5	35	435		12			
АП-2,5	35	435		18			
АП-4	35	435		25			
АП-6	35	435		40			
АП-25	29	400			150		
АП-25	29	400				150	
ПТ — с двумя отборами							
АПТ-12	35	435	40				50
ВПТ-12	90	480	30				40
ВПТ-25	90	480	60				80

Таблица 14-2

Технические характеристики турбин типа Р (с противодавлением)

Начальные параметры пара		Мощность, тыс. квт	Противодавление, атм					
атм	°С		3	6	11	15	18	31
15	330	0,75	+	+				
		1,5	+	+				
		2,5	+	+				
35	435	0,75	+	+				
		1,5	+	+	+	+		
		2,5	+	+	+	+		
		4	+	+	+	+		
		6	+	+	+	+		
90	500	6						+
		12			+		+	+
		25					+	+

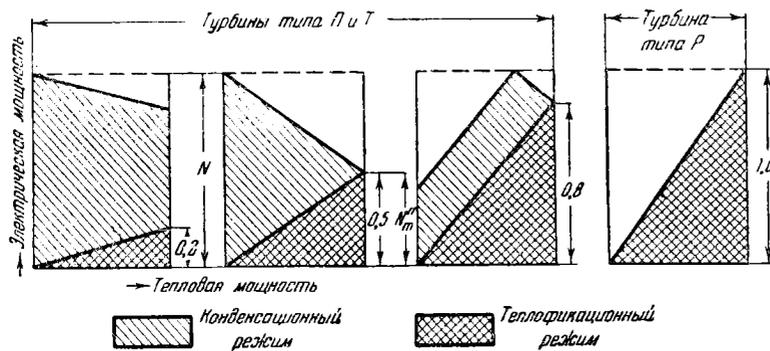
На фиг. 14-2 показан характер изменения $N=N(Q)$, где Q — тепловая нагрузка для разных типов турбин и выделена мощность конденсационная и теплофикационная.

Отношение предельной электрической мощности, получаемой по теплофикационному режиму N''_m , ко всей мощности N называется теплоэлектрической характеристикой оборудования ТЭС по мощности и обозначается

$$X_{ТЭС} = \frac{N''_m}{N} \leq 1. \quad (14-2)$$

Очевидно, для турбин К, поскольку $N''_m=0$, имеем $X_{ТЭС}=0$.

Для турбин противоавлаженческих, типа Р, теплоэлектрическая характеристика имеет предельное значение: $X_{ТЭС}=1$, поскольку $K-N=N''_m$. Для комбинированных типов турбин П, Т и ПТ значение $X_{ТЭС}$ будет заключаться между нулем и единицей. Так, для



Фиг. 14-2. Характеристика различных типов теплофикационных турбин (по В. В. Болотову).

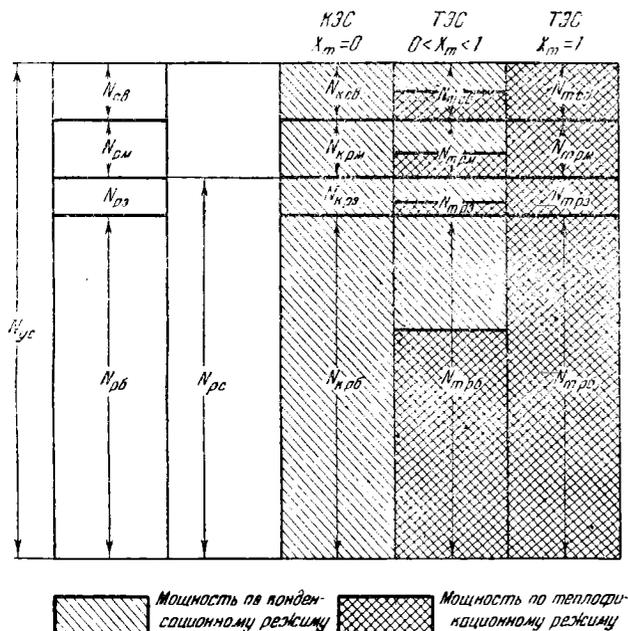
Цифры дают величину теплоэлектрической характеристики ГЭС по мощности.

турбины АП-25 $X_{ТЭС} = 0,6$; АП-50 $X_{ТЭС} = 0,5$; ВП-25 $X_{ТЭС} = 0,93$ и т. д.

Теплоэлектрическая характеристика ГЭС может быть определена также по энергии:

$$X_{ТЭС} = \frac{\mathcal{E}_{ТЭС}^{теп}}{\mathcal{E}_{ТЭС}} \quad (14-3)$$

Приведенное разделение мощности на ТЭС позволяет рассмотреть структуру тепловых мощностей в системе. На фиг. 14-3 показано сопоставление КЭС и ТЭС по участию в покрытии электрической нагрузки системы.



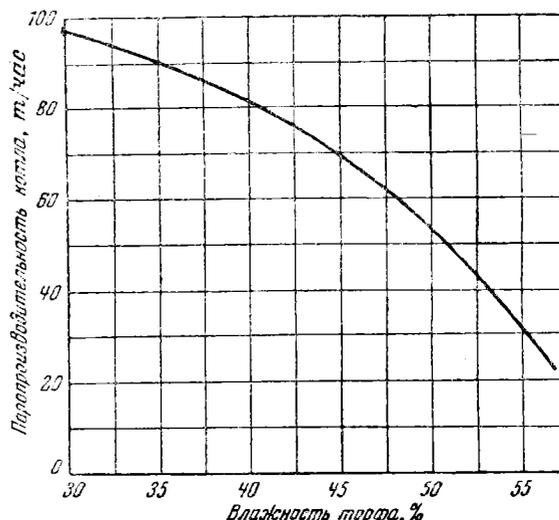
Фиг. 14-3. Структура мощности тепловых электростанций в системе.

Особо следует рассмотреть связанную мощность на тепловых электростанциях.

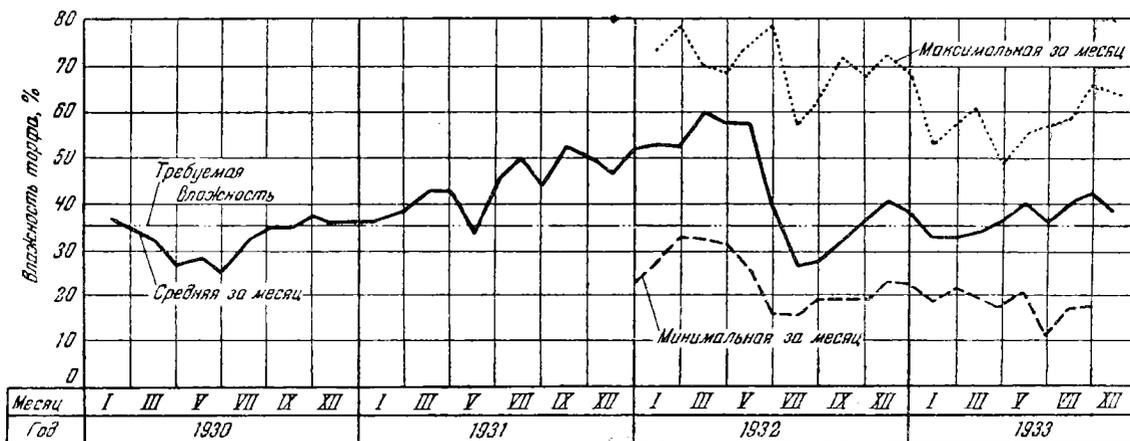
Величину связанной мощности на КЭС и ТЭС определяют следующие факторы.

а) Режимные, когда величина связанной мощности для установленного типа агрегатов определяется наличием тепловой нагрузкой. Размеры такой связанной мощности устанавливаются на стадии проектирования. Правильный выбор типа турбин, учитывающий условия их работы, может значительно уменьшить эту часть связанной мощности.

б) Ресурсные — связанные с изменением во времени качества топлива. Уголь может быть различной зольности и calorийности. Особенно резко сказывается изменение качества торфа, в котором содержание влаги, до массового внедрения искусственного обезвожи-



Фиг. 14-5. Зависимость паропроизводительности котла от влажности торфа.



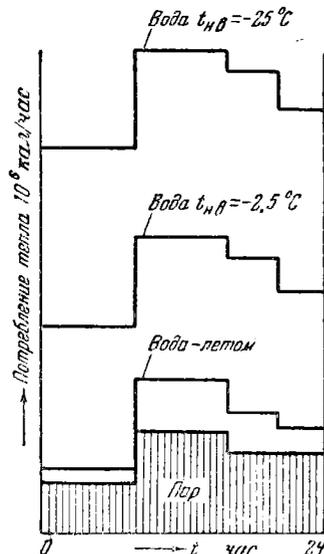
Фиг. 14-4. Изменение влажности кускового торфа, сжигаемого на ТЭС.

вания, определяется метеорологическими условиями. На фиг. 14-4 показано как изменялась влажность кускового торфа в течение четырех лет. Как видно из графика, был период, продолжительностью более года, в течение которого влажность торфа была значительно выше допустимой. На фиг. 14-5 показано влияние повышения влажности на производительность котлов. При повышении влажности с 40 до 55% котел снижал выдачу пара с 80 до 30 т/час, т. е. мощность котла составила лишь 38% от номинальной.

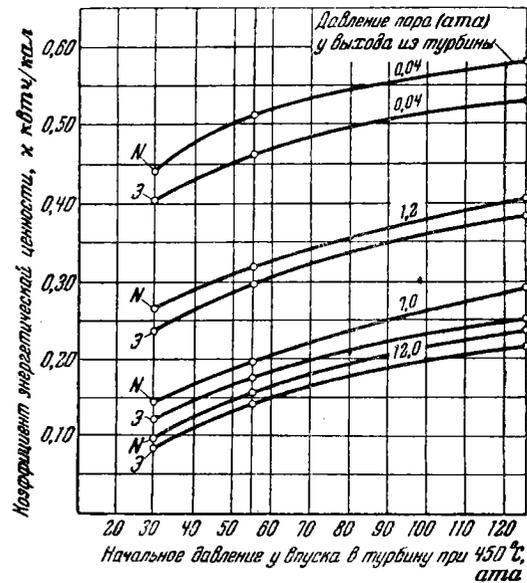
14.2. ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА И ЕЕ ТЕПЛОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Поскольку тепловая нагрузка определяет предельную мощность, получаемую по теплофикационному режиму на данном оборудовании (N''_m), необходимо рассмотреть ее особенности. Потребление тепловой энергии может быть дифференцировано по параметрам (давление, температура), теплоносителям (вода, пар) и по характеру потребителей (технологические и отопительные).

На фиг. 14-6 приведены характерные суточные календарные кривые тепловой нагрузки. Из кривых видно, что потребление пара на технологические нужды было во все дни неизменным, а потребление горячей воды на отопительные потребности зависело от температуры наружного воздуха, понижаясь в летнее время до минимальных значений.



Фиг. 14-6. Суточные календарные кривые тепловой нагрузки.



Фиг. 14-7. Значение коэффициента x энергетической ценности тепла, отпускаемого с отработавшим в турбине паром (по А. С. Розенману).

N — по мощности; $Э$ — по среднегодовой энергии.

Тепловое потребление Q можно перевести в эквивалент электрической мощности ($P^{мен}$), т. е. определить, какую электрическую мощность (или энергию) можно было бы получить на ТЭС, которая покрыла бы потребное количество тепла Q отбора отработанного пара

$$P^{мен} = x \cdot Q; \quad (14-4)$$

здесь x — коэффициент энергетической ценности теплоносителя воды или пара.

Возможно также определение подобного коэффициента по энергии из соотношения

$$E^{мен} = x \cdot (\Sigma Q \cdot T). \quad (14-5)$$

Осложняющим обстоятельством является то, что величины x и x зависят от параметров агрегата и тепловой нагрузки и меняются с изменением нагрузки в течение года.

Коэффициент по энергии, поскольку значительная часть тепла идет на отопительные нужды, всегда меньше коэффициента по мощности, т. е. $x < x$. На фиг. 14-7 приводятся кривые, дающие зависимость этих коэффициентов от начального давления и давления пара у выхода из турбины.

Пользуясь переводом теплового потребления Q в эквивалентную электрическую мощность $P^{мен}$, можно построить кривые тепловой

нагрузки подобно кривым электрической нагрузки. На фиг. 14-8 показаны кривые суточные, годовые и продолжительности раздельно для технологической и для отопительной тепловой нагрузок. Сопоставление кривых продолжительности показывает большую равномерность в течение года технологической нагрузки по сравнению с отопительной.

Аналогично тому, как строилась теплоэлектрическая характеристика оборудования ТЭС, можно построить теплоэлектрическую характеристику нагрузки системы по мощности q_c и по энергии q_c . Эти характеристики представляют собой отношение тепловой нагрузки, выраженной в эквивалентных электрических единицах (по мощности $P_c^{мен}$ и по энергии $E_c^{мен}$), к полной электрической нагрузке системы (по мощности P_c и по энергии E_c), т. е.

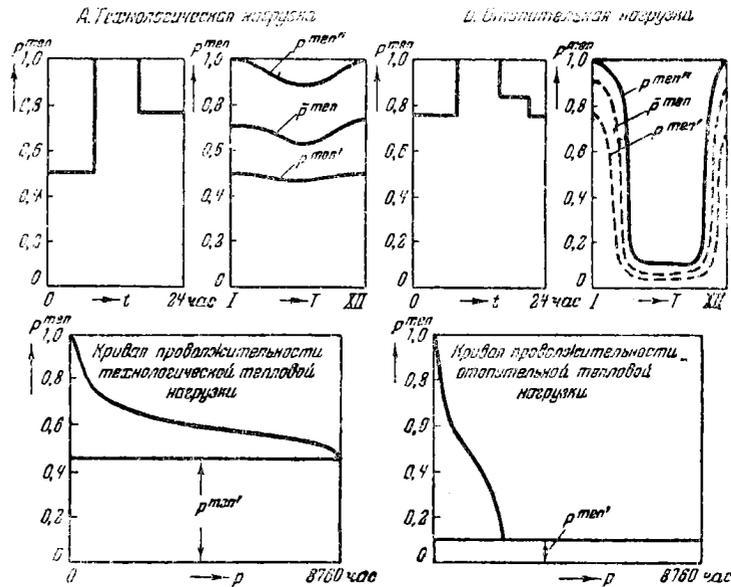
$$q_c = \frac{P_c^{мен}}{P_c}, \quad (14-6)$$

$$q_c = \frac{E_c^{мен}}{E_c}. \quad (14-7)$$

Поскольку тепловая и электрическая нагрузки изменяются одновременно, теплотехническая характеристика нагрузки системы будет переменной величиной. На фиг. 14-9 сопоставлены тепловые и электрические нагрузки системы в суточном и годовом периодах и нанесена кривая изменения показателя q_c . Для всего периода $q_c < 1$, но возможны и случаи, когда $q_c > 1$. Это же относится и к характеристике по энергии $q_c \leq 1$. Если $q_c > 1$, то это означает, что производство теплоемкое, и если бы это тепло получалось на теплофикационных электростанциях, то можно было бы не только покрыть потребность системы в электроэнергии, но и получать некоторый избыток: $q_c - 1$.

При $q_c < 1$ электроэнергии, которая могла быть выработана на тепловом потреблении, не хватило бы для покрытия электрической нагрузки и величина нехватки составила бы: $1 - q_c$.

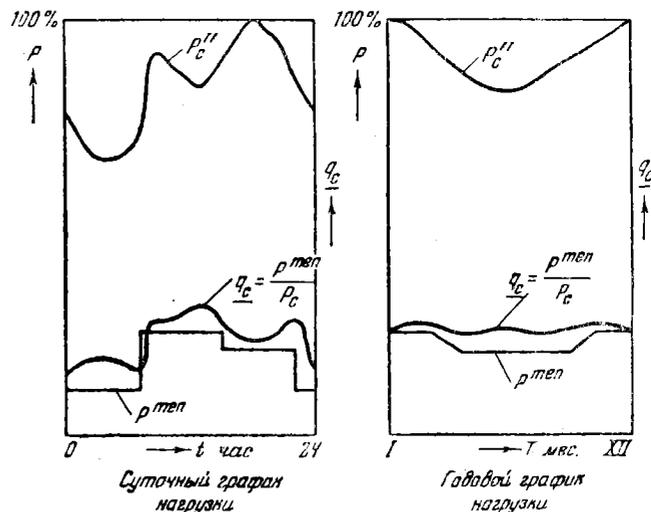
В табл. 14-3 приведены характеристики q_c для некоторых производств.



Фиг. 14-8. Типовые кривые тепловых нагрузок.

Таблица 14-3
Теплоэлектрическая характеристика нагрузки по энергии (по Е. А. Руссаковскому)

Производства	q_c
Машиностроение (тяжелое, железнодорожное, сельскохозяйственное и т. д.) . . .	0,2 — 0,3
Машиностроение (станкостроение, автостроение, электромашиностроение) . . .	0,6 — 1,0
Азот по методу конверсии	0,35
Бумажный комбинат	0,45
Льняной комбинат	0,65
Шерстяной комбинат	0,85
Пластмассы	1,35
Искусственное волокно	1,20
Синтетический каучук из спирта	1,50
Сода по методу Сольвея	3,00



Фиг. 14-9. Изменение теплоэлектрической характеристики по мощности для суточного и годового периодов.

Если рассматривать сочетания потребителей в виде промышленных узлов и комбинатов, то в зависимости от структуры узла будут меняться величины q_c и \underline{q}_c . Данные по типичным узлам приведены в табл. 14-4.

Таблица 14-4

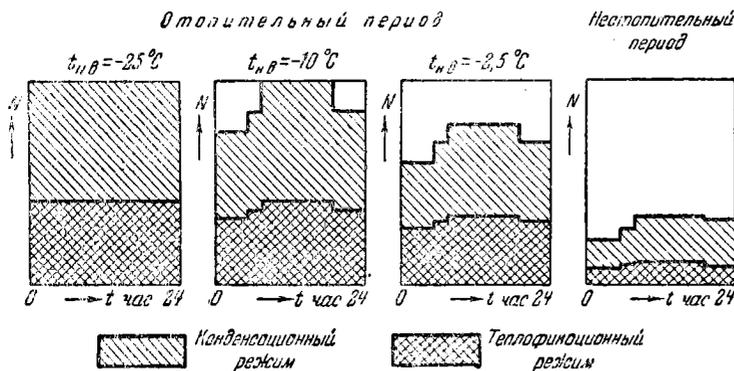
Теплоэлектрические характеристики типичных промышленных узлов (по Е. А. Руссаковскому)

Узлы	q_c	\underline{q}_c
Узлы электроемких производств . . .	0,10	0,15
Металлургические центры	0,20	0,25
Металлурго-машиностроительные . .	0,25	0,35
Электрометаллургия + машиностроение	0,20	0,40
Углехимический комбинат	0,30—0,40	0,35—0,50
Азотно-содовый комбинат	0,35—0,38	0,40
Крупный промышленный центр с развитым машиностроением и другими отраслями:		
а) при 80% коммунальной теплофикации	0,75	1,15
б) при 40% коммунальной теплофикации	0,40—0,55	0,50—0,75

14.3. ТЭС в покрытии нагрузки

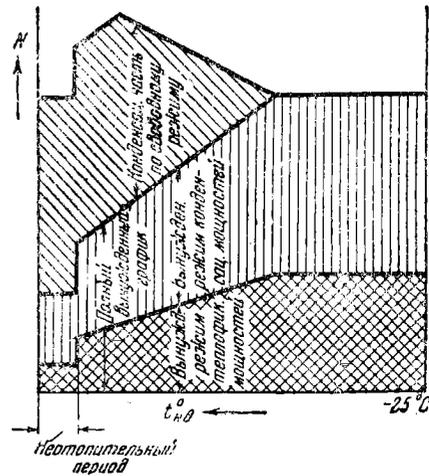
В связи с различием режимов электрической и тепловой нагрузок выбор энергетического оборудования для ТЭС должен исходить из условия наиболее экономичного покрытия нагрузки и требует анализа особенностей энергетических характеристик агрегатов. На фиг. 14-10 показаны суточные календарные кривые выработки ТЭС.

Из кривых видно, что при выбранном варианте оборудования общая выработка ТЭС (и ее участие в покрытии пика) резко падает с уменьшением отпуска тепловой энергии.



Фиг. 14-10. Суточные графики располагаемых мощностей ТЭС в зависимости от режима тепловой нагрузки.

$t_{нв}$ — среднесуточная температура наружного воздуха.



Фиг. 14-11. Графики располагаемой мощности ТЭС в зависимости от среднесуточной температуры наружного воздуха. Среднесуточная температура наружного воздуха $t_{нв}$.

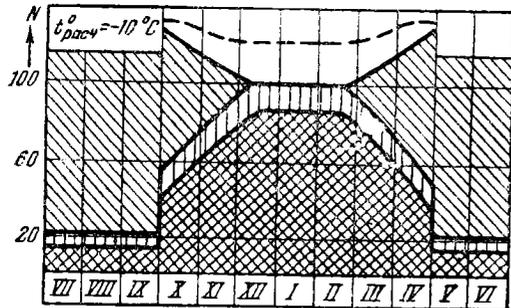
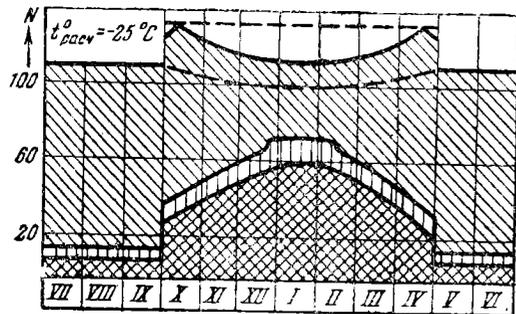
Большое значение, особенно для отопительных нагрузок, имеет температура наружного воздуха. На фиг. 14-11 показано изменение располагаемой мощности ТЭС в зависимости от температуры наружного воздуха. Мощность разделена на конденсационную по свободному режиму и по вынужденному режиму и на вынужденную теплофикационную. В результате возможная располагаемая мощность ТЭС будет меняться в течение года. На фиг. 14-12 приведены годовые кривые располагаемой мощности ТЭС при двух значениях расчетных зимних температур.

Предположена установка турбин типа П и Т.

Особенности энергетических характеристик тепловых электростанций и определяют подход к их размещению в кривой нагрузки. На фиг. 14-13 проведено совмещение максимальных электрических нагрузок P_c'' и максимальных тепловых нагрузок ($P^{тен''}$). Календарные кривые перестроены в кривые продолжительности, что позволяет весь график разделить на три зоны:

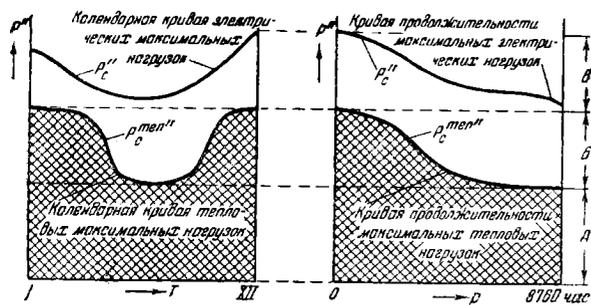
А) Базовая тепловая нагрузка — зона, покрываемая чисто теплофикационными турбинами (типа Р).

Б) Пиковая тепловая нагрузка — зона, в которой только часть тепловой нагрузки может обеспечить потребность в электрической энергии; по-



- Конденсационная мощность по свободному режиму
- Теплофикационная мощность
- Конденсационная мощность по вынужденному режиму
- Пределы колебаний суммарной мощности при колебании t° наружного воздуха

Фиг. 14-12. Годовые кривые располагаемой мощности ГЭС с турбинами П и Т.



Фиг. 14-13. Совмещение графиков электрических тепловых нагрузок.

крывается теплофикационными комбинированными турбинами (типа П, Т и ПТ).

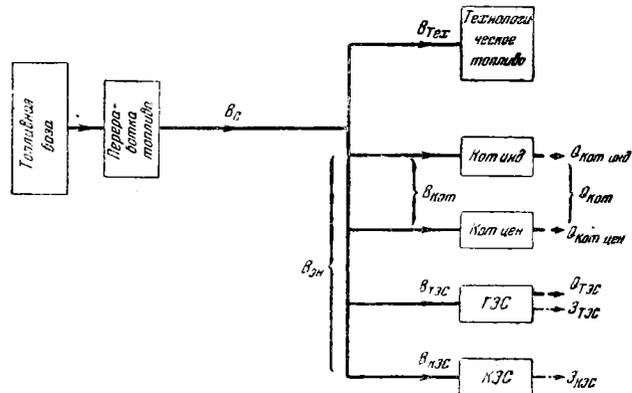
В) Зона чисто электрической нагрузки может быть покрыта лишь чисто конденсационными турбинами (типа К).

12*

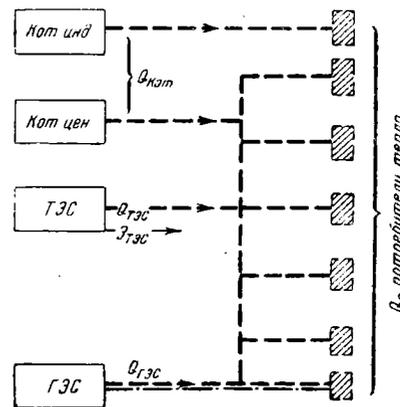
14.4. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ БАЛАНСЫ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

Возможно раздельное рассмотрение трех балансов: топливного для топливоснабжающей системы (ТПСС)—фиг. 14-14; теплового для теплоснабжающей системы (ТСС)—фиг. 14-15 и электрического для электроснабжающей системы (ЭСС)—фиг. 14-16.

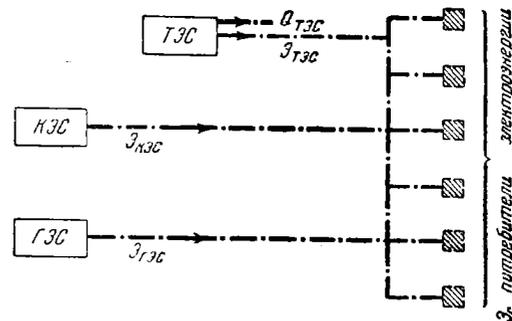
Для энергетических целей топливо потребляется: котельными индивидуальными и цент-



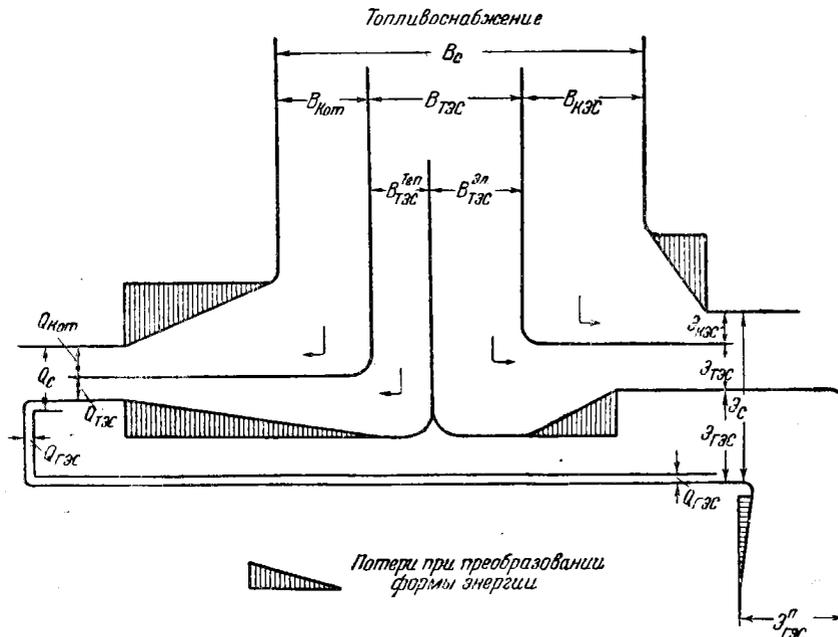
Фиг. 14-14. Схема топливоснабжающей системы (ТПСС).



Фиг. 14-15. Схема теплоснабжающей системы (ТСС).



Фиг. 14-16. Схема электроснабжающей системы (ЭСС).



Фиг. 14-17. Схематический баланс смешанной электроэнергетической системы в абсолютном выражении.

ральными ($B_{кот}$), ТЭС ($B_{ТЭС}$) и КЭС ($B_{КЭС}$). Тепло вырабатывают: котельные ($Q_{кот}$), ТЭС ($Q_{ТЭС}$) и ГЭС на электродолах ($Q_{ГЭС}$). Электрическую энергию вырабатывают, как уже отмечалось: ТЭС ($\mathcal{E}_{ТЭС}$), КЭС ($\mathcal{E}_{КЭС}$) и ГЭС ($\mathcal{E}_{ГЭС}$).

Таким образом, топливный баланс конструируется как расходный, а тепловой и электрический — как приходные.

Исходя из приведенных соображений и графических представлений структуры энергобалансов систем (фиг. 14-14, 14-15 и 14-16), можно записать их в таком виде:

топливный:

$$B_c = B_{кот} + B_{ТЭС} + B_{КЭС}, \quad (14-8)$$

тепловой:

$$Q_{кот} + Q_{ТЭС} + Q_{ГЭС} = Q_c, \quad (14-9)$$

электрический:

$$\mathcal{E}_{ТЭС} + \mathcal{E}_{КЭС} + \mathcal{E}_{ГЭС} = \mathcal{E}_c. \quad (14-10)$$

Здесь обозначения: B — топливо, Q — тепло, \mathcal{E} — электрическая энергия. Нижний индекс c относится ко всей системе.

Можно эти балансы представить в относительных величинах, принимая за единицу

полное системное потребление топлива или полную выработку тепла или электрической энергии.

В этом случае можно представить балансы так: топливный:

$$1 = t_{кот} + t_{ТЭС} + t_{КЭС}, \quad (14-11)$$

тепловой:

$$k_{кот} + k_{ТЭС} + k_{ГЭС} = 1, \quad (14-12)$$

электрический:

$$x_{ТЭС} + x_{КЭС} + x_{ГЭС} = 1. \quad (14-13)$$

Полученные относительные структурные показатели можно назвать соответствующими характеристиками, например,

$t_{кот}$ — топливокотельная характеристика, т. е. для топлива, потребляемого котельными;

$k_{ГЭС}$ — теплогидроэлектрическая характеристика, т. е. доля тепла, вырабатываемого за счет гидроэнергии;

$x_{ТЭС}$ — электротеплофикационная характеристика, т. е. доля электроэнергии, вырабатываемая на ТЭС.

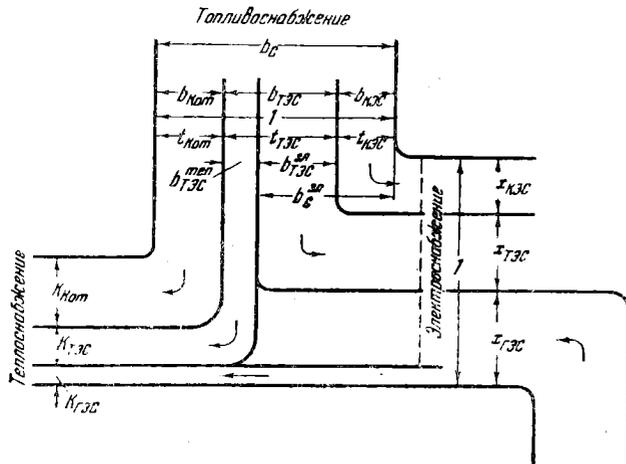
На фиг. 14-17 показана структурная характеристика общего энергобаланса системы. Поскольку конечной задачей является получение электрической энергии, целесообразно все три балансы приводить к выработке электроэнергии в системе, т. е. относить к величине \mathcal{E}_c . Тогда получим такие удельные показатели:

$$\frac{B_c}{\mathcal{E}_c} = b_c \quad (14-14)$$

$$\text{и} \quad \frac{Q_c}{\mathcal{E}_c} = q_c. \quad (14-15)$$

Перевод $B_c \rightarrow \mathcal{E}_c^{топ}$ и $Q_c \rightarrow \mathcal{E}_c^{мон}$ совершается пересчетом.

Выражение для q_c уже рассматривалось как теплоэлектрическая характеристика нагрузки системы по энергии. Аналогично b_c можно назвать топливоэлектрической характеристикой нагрузки системы по энергии.



Фиг. 14-18. Схематический баланс электроэнергетической системы в характеристиках.

Возможно построение всей системы относительных коэффициентов и характеристик из баланса мощностей, обозначая их теми же символами, но с подчеркиванием. Обращаем внимание на размерность характеристик b_c и q_c , которые можно представлять либо в кг усл. топлива/квтч и кал/квтч, либо, переведя топливо и тепло в электрические энергетические единицы, в долях единицы.

Пользуясь уравнениями баланса для топливной и тепловой систем, можно записать их в виде:

$$b_c = b_{кот} + b_{ТЭС} + b_{КЭС}, \quad (14-16)$$

$$q_{кот} + q_{ТЭС} + q_{КЭС} = q_c. \quad (14-17)$$

Потребление топлива теплофикационными электростанциями ($B_{ТЭС}$ или $b_{ТЭС}$) можно разделить на потребление топлива для получения тепловой энергии ($B_{ТЭС}^{мен}$ или $b_{ТЭС}^{мен}$) и потребление топлива для производства электрической энергии ($B_{ТЭС}^{эл}$ или $b_{ТЭС}^{эл}$), т. е.

$$B_{ТЭС} = B_{ТЭС}^{мен} + B_{ТЭС}^{эл} \quad (14-18)$$

и

$$b_{ТЭС} = b_{ТЭС}^{мен} + b_{ТЭС}^{эл}. \quad (14-19)$$

Окончательная структура общего энергобаланса системы в абсолютных величинах дана на фиг. 14-17, а в характеристиках — на фиг. 14-18.

14-5. ОБОБЩЕННОЕ УРАВНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Приведенные соотношения для энергетических балансов отдельных энергоснабжающих систем позволяют связать их воедино для электроэнергетической системы. Связывающими факторами между энергоснабжающими системами являются: использование топлива для получения тепловой и электрической энергии (ТЭС) и использование гидроэнергии (ГЭС) для тех же целей. Уже была принята для ТЭС так называемая теплоэлектрическая характеристика оборудования ТЭС:

$x_{ТЭС} = \frac{\mathcal{E}_{ТЭС}^{мен}}{\mathcal{E}_{ТЭС}}$. Целесообразно ввести аналогичную характеристику, связывающую электро- и теплоснабжение для ГЭС в виде:

$$x_{ГЭС} = \frac{\mathcal{E}_{ГЭС}^{мен}}{\mathcal{E}_{ГЭС}}, \quad (14-20)$$

которую можно назвать теплогидравлической характеристикой и выражающей отношение гидроэнергии, использованной для получения тепла, ко всей выработанной гидроэнергии. Следует иметь в виду коренное отличие $x_{ТЭС}$ от $x_{ГЭС}$: $x_{ТЭС}$ определяется типом оборудования ТЭС, $x_{ГЭС}$ — устанавливается независимо от оборудования ГЭС.

В приведенном энергобалансе электроэнергетической системы на фиг. 14-18 ясно видно, что происходят переходы энергии. Это может быть в символической форме представлено так:

$$\begin{array}{ccccccc} B_c & \rightarrow & B_{кот} & + & B_{ТЭС}^{мен} & + & B_{ТЭС}^{эл} & + & B_{КЭС} \\ & & \downarrow & & \downarrow & & \downarrow & & \downarrow \\ & & Q_{кот} & + & Q_{ТЭС} & & & & + Q_{ГЭС} \rightarrow Q_c \\ & & & & & & & & \uparrow \\ & & & & & & \mathcal{E}_{ТЭС} & + & \mathcal{E}_{КЭС} & + & \mathcal{E}_{ГЭС} \rightarrow \mathcal{E}_c \end{array}$$

Для приведения всех трех балансов к единым размерностям необходимо ввести соответствующие пересчетные коэффициенты. Поскольку удобно все балансы выражать в исходных топливных энергетических единицах, пересчетные коэффициенты будут иметь размерность: кг усл. топлива/квтч и соответственно будут обозначаться:

$$\beta_{кот}^{мен}; \beta_{ТЭС}^{мен}; \beta_{ТЭС}; \beta_{КЭС}$$

Используя эти коэффициенты можно составляющие топливного баланса выразить в виде:

$$\begin{aligned} B_{\text{кот}} &= \beta_{\text{кот}}^{\text{мен}} \cdot \mathcal{E}_{\text{кот}}^{\text{мен}} \\ B_{\text{ТЭС}} &= \beta_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}} \\ B_{\text{ТЭС}}' &= \beta_{\text{ТЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ТЭС}} \\ B_{\text{КЭС}} &= \beta_{\text{КЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{КЭС}} \end{aligned}$$

и полное выражение для потребления топлива в системе будет записываться

$$B_c = \beta_{\text{кот}}^{\text{мен}} \cdot \mathcal{E}_{\text{кот}}^{\text{мен}} + \beta_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}} + \beta_{\text{ТЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ТЭС}} + \beta_{\text{КЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{КЭС}} = \beta_c \cdot \mathcal{E}_c^{\text{мен}} \quad (14-21)$$

Если это выражение разделить на \mathcal{E}_c , то получим:

$$b_c = \beta_{\text{кот}}^{\text{мен}} \frac{\mathcal{E}_{\text{кот}}^{\text{мен}}}{\mathcal{E}_c} + \beta_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}} \frac{\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}}}{\mathcal{E}_c} + \beta_{\text{ТЭС}} \frac{\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}}{\mathcal{E}_c} + \beta_{\text{КЭС}} \frac{\mathcal{E}_{\text{КЭС}}}{\mathcal{E}_c} \quad (14-22)$$

Можно, используя выражение для характеристик, представить отношения энергий в формуле (14-22):

$$\begin{aligned} \frac{\mathcal{E}_{\text{кот}}^{\text{мен}}}{\mathcal{E}_c} &= \mathcal{E}_c^{\text{мен}} - \mathcal{E}_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}} - \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{мен}}; \quad \frac{\mathcal{E}_c^{\text{мен}}}{\mathcal{E}_c} = q_c; \\ \frac{\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}}}{\mathcal{E}_c} &= q_c \cdot k_{\text{ТЭС}} = x_{\text{ТЭС}} \cdot X_{\text{ТЭС}}; \quad \frac{\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{мен}}}{\mathcal{E}_c} = q_c k_{\text{ГЭС}} = \\ &= x_{\text{ГЭС}} \cdot X_{\text{ГЭС}}; \end{aligned}$$

окончательно:

$$\begin{aligned} \frac{\mathcal{E}_{\text{кот}}^{\text{мен}}}{\mathcal{E}_c} &= q_c - q_c \cdot k_{\text{ТЭС}} - q_c k_{\text{ГЭС}} = \\ &= q_c (1 - k_{\text{ТЭС}} - k_{\text{ГЭС}}). \end{aligned}$$

Поскольку:

$$\frac{\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}}{\mathcal{E}_c} = x_{\text{ТЭС}} \text{ и } \frac{\mathcal{E}_{\text{КЭС}}}{\mathcal{E}_c} = x_{\text{КЭС}}, \text{ получаем:}$$

$$b_c = \beta_{\text{кот}}^{\text{мен}} [1 - k_{\text{ТЭС}} - k_{\text{ГЭС}}] \cdot q_c + \beta_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}} q_c \cdot k_{\text{ТЭС}} + \beta_{\text{ТЭС}} \cdot x_{\text{ТЭС}} + \beta_{\text{КЭС}} \cdot x_{\text{КЭС}}, \quad (14-23)$$

т. е.

$$b_{\text{кот}} = \beta_{\text{кот}}^{\text{мен}} \cdot q_c [1 - k_{\text{ТЭС}} - k_{\text{ГЭС}}], \quad (14-24)$$

$$b_{\text{ТЭС}} = \beta_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}} \cdot q_c \cdot k_{\text{ТЭС}} + \beta_{\text{ТЭС}} \cdot x_{\text{ТЭС}}, \quad (14-25)$$

$$b_{\text{КЭС}} = \beta_{\text{КЭС}} \cdot x_{\text{КЭС}} \quad (14-26)$$

Из уравнения электробаланса (14-13) можно произвести замену:

$$x_{\text{КЭС}} = 1 - x_{\text{ТЭС}} - x_{\text{ГЭС}}$$

откуда

$$b_{\text{КЭС}} = \beta_{\text{КЭС}} \cdot (1 - x_{\text{ТЭС}} - x_{\text{ГЭС}}) \quad (14-27)$$

и уравнение энергетического баланса системы представится в итоге в форме:

$$\begin{aligned} b_c &= [\beta_{\text{кот}}^{\text{мен}} \cdot q_c + \beta_{\text{КЭС}}] - q_c [\beta_{\text{кот}}^{\text{мен}} - \beta_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}}] k_{\text{ТЭС}} - \\ &- [\beta_{\text{КЭС}} - \beta_{\text{ТЭС}}] x_{\text{ТЭС}} - \beta_{\text{кот}}^{\text{мен}} \cdot q_c k_{\text{ГЭС}} - \beta_{\text{КЭС}} x_{\text{ГЭС}}, \end{aligned} \quad (14-28)$$

$$\text{т. е. } b_c = a_0 - a_1 k_{\text{ТЭС}} - a_2 x_{\text{ТЭС}} - a_3 k_{\text{ГЭС}} - a_4 x_{\text{ГЭС}}, \quad (14-29)$$

где a_0, a_1, a_2, a_3 и a_4 — постоянные величины и определены значениями β и q_c .

Из выражения (14-29) следует, что увеличение теплофикации и гидрофикации уменьшает величину b_c , которая может считаться показателем системы.

Таблица 14-5
Сопоставление типов энергетических систем

Тип	Название	$x_{\text{ТЭС}}$	$x_{\text{КЭС}}$	$x_{\text{ГЭС}}$	$k_{\text{ТЭС}}$	$k_{\text{ГЭС}}$	$b_{\text{кот}}$	$\beta_{\text{ТЭС}}^{\text{мен}}$	$b_{\text{ТЭС}}$	$b_{\text{КЭС}}$	b_c
ЭСС-I	Тепловая	—	1	—	—	—	0,45	—	—	0,50	0,95
ЭСС-II	Смешанная	—	0,4	0,6	—	—	0,45	—	—	0,20	0,65
ЭСС-III	Гидроэлектрическая	—	—	1	—	—	0,45	—	—	—	0,45
ЭЭС-1	Теплофикационная	1	—	—	0,4	—	0,27	0,12	0,25	—	0,64
ЭЭС-2	Тепловая	0,7	0,3	—	0,4	—	0,27	0,12	0,185	0,15	0,725
ЭЭС-3	Гидротеплофикационная	0,7	—	0,3	0,4	—	0,27	0,12	0,185	—	0,525
ЭЭС-4	Смешанная	0,5	0,2	0,3	0,4	—	0,27	0,12	0,125	0,10	0,615
ЭЭС-5	Смешанная с электротермией	0,5	0,2	0,3	0,2	0,2	0,27	0,03	0,125	0,90	0,555
ЭЭС-6	Гидротепловая	—	0,4	0,6	—	0,4	0,27	—	—	0,20	0,47
ЭЭС-7	Гидроэнергетическая	—	—	1	—	0,4	0,27	—	—	—	0,27

Рассмотрим конкретный пример. Примем величины пересчетных коэффициентов

$$\begin{aligned} \beta_{ком}^{теп} &= 0,9 \text{ кг усл. топлива/квтч;} \\ \beta_{ТЭС}^{теп} &= 0,6 \text{ кг усл. топлива/квтч;} \\ \beta_{ТЭС} &= 0,25 \text{ кг усл. топлива/квтч;} \\ \beta_{КЭС} &= 0,5 \text{ кг усл. топлива/квтч.} \end{aligned}$$

Значение теплоэлектрической характеристики нагрузки примем $q_c = 0,5$, тогда уравнение системы будет иметь следующий вид:

$$b_c = 0,95 - 0,15 k_{ТЭС} - 0,25 - x_{ТЭС} - 0,45 k_{ГЭС} - 0,5 x_{ГЭС} \quad (14-30)$$

Из этого выражения видно, в какой мере на уменьшение потребления топлива сказываются тепло и гидрофикация. Исследуя это уравнение, можно установить их количественное и качественное влияние.

14-6. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Полученное уравнение (14-28) позволяет обоснованно определить и исследовать возможные типы энергосистем. Для примера используем конкретные данные полученного уравнения (14-30).

Примем значение теплоэлектрической характеристики оборудования ТЭС: $x_{ТЭС} = 0,2$.

Задаваясь различными соотношениями $x_{ТЭС}$, $x_{ГЭС}$, $k_{ТЭС}$, $k_{ГЭС}$, вычисляем значение составляющих b_c и ее значение в целом. В табл. 14-5 дана сводка этих расчетов, а на фиг. 14-19 типовой график, дающий для рассмотрения десяти вариантов, структуру и размер b_c .

Рассмотрим полученные типы систем.

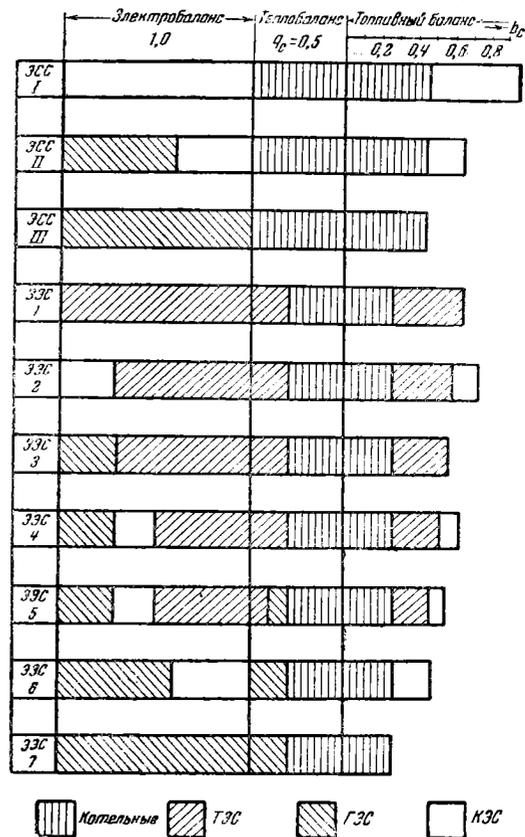
А. Раздельное энергоснабжение: $x_{ТЭС} = 0$; $k_{ТЭС} = 0$; $k_{ГЭС} = 0$.

Общий вид уравнения при раздельном энергоснабжении упростится:

$$b_c = 0,95 - 0,5 x_{ГЭС} \quad (14-31)$$

Возможны три варианта электроснабжения: ЭСС-I—Тепловая ЭСС: $x_{КЭС} = 1$.

Подобные ЭЭС распространены в районах бедных водной энергией при отсутствии теплофикации и являются, как правило, первым этапом дальнейшего развития системы, которая превращается впоследствии в электроэнергетическую систему 2-го типа.



Фиг. 14-19. Классификация энергетических систем по структуре.

ЭЭС-II—Смешанная ЭЭС: $x_{КЭС} + x_{ГЭС} = 1$.

Примером подобной системы может служить Алтайская система, включающая конденсационные и гидравлические электростанции.

ЭЭС-III—Гидроэлектрическая ЭЭС: $x_{ГЭС} = 1$.

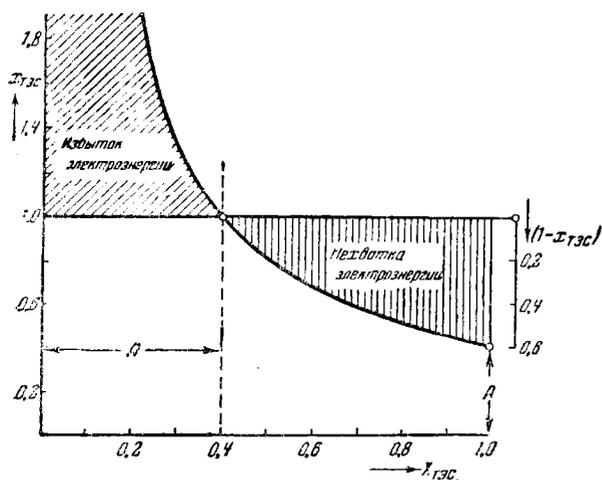
Такие системы характерны для районов, преимущественно использующих гидроэнергию. Как пример, можно указать на Армянскую систему.

Приведенные три типа энергоснабжающих раздельных систем являются первым этапом развития многих энергосистем. Особенное значение они приобретают в создании малых энергосистем для сельскохозяйственных потребителей.

Б. Комбинированное электроснабжение $k_{ТЭС} > 0$ $k_{ГЭС} > 0$. Для этого случая должно применяться полное уравнение энергосистемы.

ЭЭС-1—Теплофикационная ЭЭС: $x_{ГЭС} = 1$.

Такие ЭЭС, как правило, являются пионерными и возникают на базе ТЭС, сооружаемых для теплоемких производств.



Фиг. 14-20. Анализ зависимости: $x_{ТЭС} = \frac{A}{X_{ТЭС}}$.

Пользуясь выведенной зависимостью $q_c k_{ТЭС} = x_{ТЭС} X_{ТЭС}$

$$x_{ТЭС} = \frac{q_c k_{ТЭС}}{X_{ТЭС}}. \quad (14-32)$$

Поскольку q_c и $k_{ТЭС}$ могут быть заданы по условиям системы, можно выражение (14-32) свести к виду:

$x_{ТЭС} = \frac{A}{X_{ТЭС}}$, что позволяет установить зависимость величины электротеплофикационной характеристики ($x_{ТЭС}$) от теплоэлектрической характеристики агрегатов. Эта зависимость представлена на фиг. 14-20. При $X_{ТЭС} = A$ получаем ЭЭС-1 — теплофикационную энергосистему. При $X_{ТЭС} < A$ система имеет избыток электроэнергии: $x_{ТЭС} > 1$.

ЭЭС-2 — Тепловая ЭЭС: $x_{ТЭС} + x_{КЭС} = 1$.

Наиболее распространенный тип ЭЭС в районах бедных гидроэнергией. Примером может служить Белорусская ЭЭС.

ЭЭС-3 — Гидротеплофикационная ЭЭС: $x_{ТЭС} + x_{ГЭС} = 1$.

Весьма эффективная во всех отношениях структура системы. С. А. Кукель-Краевский назвал ее «гармонической». Такой системой является Узбекская ЭЭС и Грузинская ЭЭС.

ЭЭС-4 — Смешанная ЭЭС: $x_{ТЭС} + x_{КЭС} + x_{ГЭС} = 1$; $k_{ГЭС} = 0$.

Наиболее мощные энергообъединения имеют подобную структуру. Например: московская, ленинградская и др.

ЭЭС-5 — Смешанная ЭЭС с электротермией: $k_{ГЭС} > 0$.

Пока примера подобной системы нет, но появление их не исключено.

ЭЭС-6 — Гидротепловая ЭЭС: $x_{КЭС} + x_{ГЭС} = 1$; $k_{ГЭС} > 0$.

Подобной системой во время войны являлась мурманская ЭЭС, в которой для теплоснабжения были установлены электродетали на гидроэнергии. Высокий к. п. д. электродеталей (около 99%), низкие капиталовложения (4 руб./квт) в отдельных случаях позволяют экономично применять гидроэнергию для получения тепла.

ЭЭС-7 — Гидроэнергетическая ЭЭС: $x_{ГЭС} = 1$; $k_{ГЭС} > 0$.

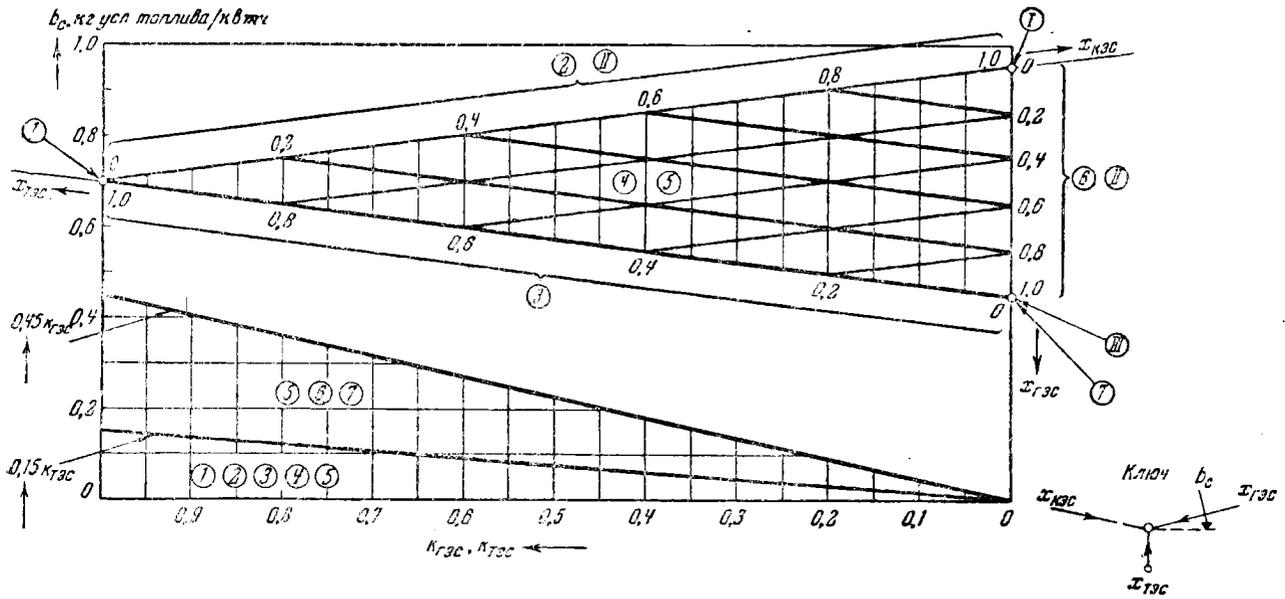
Таких систем еще нет, но создание гигантских ГЭС на сибирских реках может определить именно такие структуры для ЭЭС или секций будущей единой энергетической системы Советского Союза.

Полученные структуры систем являются типовыми, что можно показать, проведя обобщенное исследование уравнения (14-30). Для этой цели строится номограмма упрощенного выражения ($k_{ТЭС} = 0$ и $k_{ГЭС} = 0$), которая представляет собой (фиг. 14-21) треугольник из пересекающихся изолиний $x_{ГЭС}$, $x_{КЭС}$ и $x_{ТЭС}$. Условия, характеризующие I и III электроснабжающие системы, определяются точками на оси для $x_{ГЭС}$, т. е. $x_{ГЭС} = 0$ и $x_{ГЭС} = 1$. Для определения b_c II типа ЭЭС служит либо шкала $x_{КЭС}$, либо $x_{ГЭС}$; задаваясь одной из этих величин, необходимо по изолинии прочесть величину b_c на другой оси.

Для ЭЭС должно учесть составляющие: $0,15 k_{ТЭС}$ и $0,45 k_{ГЭС}$. Внизу фигуры приведены графики, дающие значения этих величин в зависимости от $k_{ГЭС}$ или $k_{ТЭС}$. По треугольной номограмме определяется выражение $(b_c)_0$ и из него дополнительно вычитается $0,15 k_{ТЭС}$ и $0,45 k_{ГЭС}$, найденное по графикам, и в результате получается искомое значение b_c .

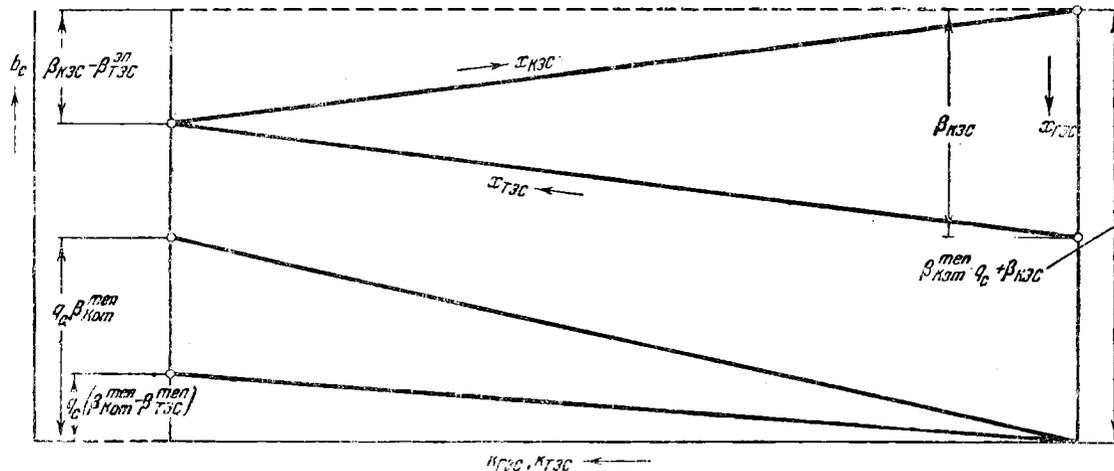
Исходя из этого, можно показать на треугольнике места всех типов ЭЭС. 1 тип в точке $x_{ТЭС} = 1$; 2 тип охватывает зону $x_{КЭС}$; 3 тип — зону $x_{ТЭС}$; 6 тип — зону $x_{ГЭС}$, 4 и 5 типы — внутри треугольника; 7 тип — точку $x_{ГЭС} = 1$.

Пользуясь этой графической формой анализа выражения для b_c , можно исследовать влияние на нее каждой из характеристик структуры системы. Построение номограммы очень про-



Фиг. 14-21. Номограмма для анализа уравнения ЭЭС $b_c = 0,95 - 0,15 \cdot k_{ГЭС} - 0,25 x_{ТЭС} - 0,45 k_{ГЭС} - 0,5 x_{ГЭС}$.

	$x_{ТЭС}$	$x_{КЭС}$	$x_{ГЭС}$	$k_{ТЭС}$	$k_{ГЭС}$	Название системы	$x_{ТЭС}$	$x_{КЭС}$	$x_{ГЭС}$	$k_{ТЭС}$	$k_{ГЭС}$	Название системы
I		+				Тепловая ЭЭС	3	+		+	+	Гидротеплофикационная ЭЭС
II		+	+			Смешанная ЭЭС	4	+	+	+	+	Смешанная ЭЭС
III			+			Гидроэлектрическая ЭЭС	5	+	+	+	+	Смешанная ЭЭС (с электротермией)
1	+			+		Теплофикационная ЭЭС	6		+	+	+	Гидротепловая ЭЭС
2	+	+		+		Тепловая ЭЭС	7			+	+	Гидроэлектрическая ЭЭС



Фиг. 14-22. Схема определения характерных точек для построения номограммы уравнения системы.

сто и на фиг. 14-22 дано ее обоснование. Фактически оно сводится к установлению пяти точек и проведению помимо осей еще четырех прямых линий.

Анализ графика 14-21 показывает сколько положительно сказывается на экономии топлива введение в систему гидроэнергии. В дальнейшем объектами исследования будут только

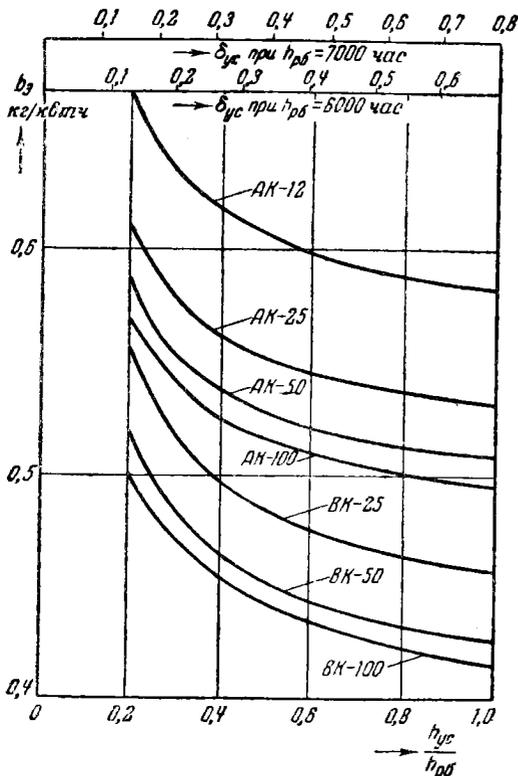
системы, в которые входят ГЭС, т. е. типы I, III, 3, 4, 5, 6 и 7.

14.7. ТОПЛИВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЭС

Важнейшим экономическим и народнохозяйственным показателем для ТЭС является расход топлива, исходного энергетического ресурса для электро- и теплопроизводства. Как известно, различные виды топлива приводятся к «условному топливу», имеющему теплотворную способность 7000 кал/кг. В качестве основной характеристики ТЭС принимается удельный расход топлива на квтч выработанной электроэнергии (b_e) или на калорию отпущенного тепла (b_m).

Порядок их определения следующий:

- 1) для заданной электрической мощности (N_m) по режимным характеристикам агрегатов определяется расход тепла (Q_{a2});
- 2) по характеристике котла устанавливается количество тепла, которое должен произвести котел (Q);
- 3) это тепло пересчитывается на условное топливо



Фиг. 14-23. Кривые удельного расхода топлива для конденсационных турбин (по А. С. Розенману).

($B = aQ$, где a — пересчет от калорий к кг усл. топлива);

4) определяется удельный расход топлива ($b = \frac{B}{Q}$ кг усл. топлива/квтч).

Такое исследование для стандартов отечественных паровых турбин было произведено в Московском энергетическом институте А. С. Розенманом. Расчетная формула, полученная для всех видов турбин, имеет вид:

$$b_e = \frac{a}{f} + b - c \cdot q_c; \quad (14-33)$$

здесь a, b, c — постоянные коэффициенты, зависящие от типа агрегата; $f = \frac{h_{yc}}{h_{p6}} = \frac{\text{число часов использования установленной мощности}}{\text{число часов рабочего времени}}$; q_c — теплоэлектрическая характеристика нагрузки по энергии.

Поскольку $h_{yc} = \delta_{yc} \cdot 8760$, можно получить

$$\delta_{yc} = f \frac{h_{p6}}{8760}.$$

Из опыта эксплуатации известно, что h_{p6} изменяется от 6000 до 7000 часов, т. е. $\delta_{yc} = (0,68 - 0,80) f$.

Результаты расчетов сведены в табл. 14-6, а кривые для конденсационных турбин показаны на фиг. 14-23. Для перевода f в δ_{yc} вверху помещены две функциональные шкалы.

Эти эмпирические зависимости не учитывают неустановившегося режима.

Для теплофикационных агрегатов удельные расходы топлива зависят также от величины q_c и топливные характеристики строятся

Таблица 14-6

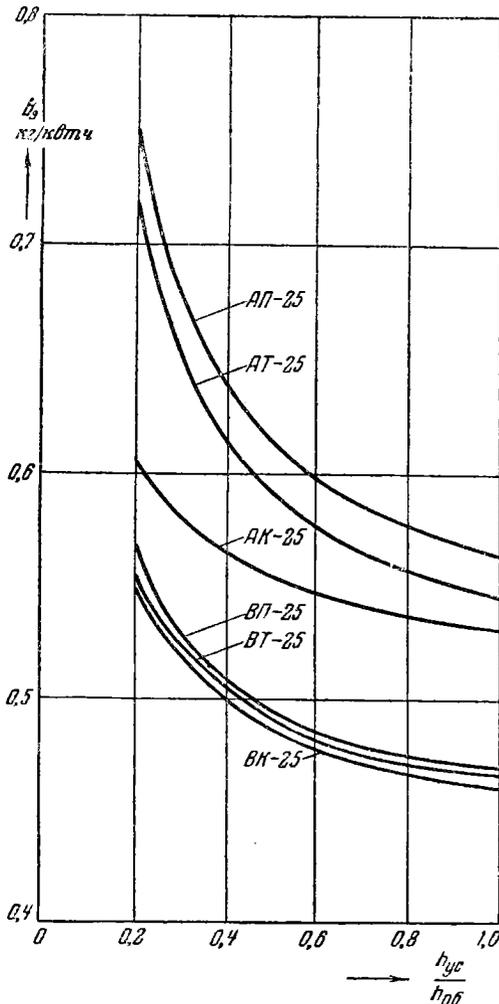
Коэффициенты для формулы удельного расхода топлива (по А. С. Розенману)

Тип	$b_e = af + b$	
	a	b
	конденсационные	
АК-12	0,0200	0,564
АК-25	0,0187	0,513
АК-50	0,0180	0,490
АК-100	0,0167	0,480
ВК-25	0,0234	0,435
ВК-50	0,0225	0,405
ВК-100	0,0204	0,470

Продолжение табл. 14-6

Тип	$b_g = a/f + b - c \cdot q_c$			b_m
	a	b	c	
	теплофикационные			
АП-6	0,1030	0,486	0,361	0,187
АП-25	0,0480	0,515	0,425	0,174
АП-50	0,0311	0,489	0,419	0,1765
ВП-25	0,0268	0,439	0,339	0,1765
АТ-12	0,0386	0,557	0,411	0,185
АТ-25	0,0453	0,493	0,360	0,180
ВТ-25	0,0231	0,442	0,320	0,182

в виде семейства изолиний f в поле (b, q_c) . На фиг. 14-24 показаны сопоставительно кривые удельных расходов топлива для конденсационных турбин и теплофикационных турбин, работающих по конденсационному



Фиг. 14-24. Кривые удельного расхода топлива для тепловых турбин при работе по конденсационному графику (по А. С. Розенману).

режиму. Кривые показывают также положительное влияние высокого давления.

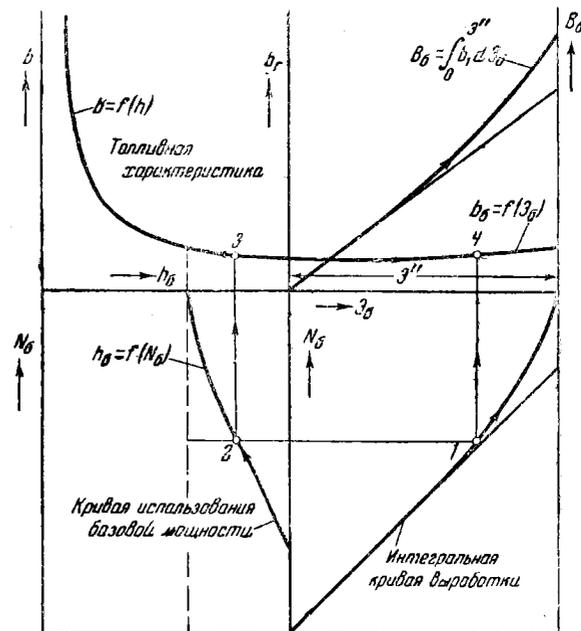
Исследование топливных характеристик позволило А. С. Розенману сделать выводы в отношении определения минимального значения теплоэлектрической характеристики нагрузки (q'_c) , с которой теплофикационные турбины типа П и Т начинают давать экономию топлива. Так, в зависимости от мощности агрегата значение q'_c оказалось:

при мощности в тыс. квт: 12 25 50
 q'_c для турбин П или Т: 0,20 • 0,35 0,16

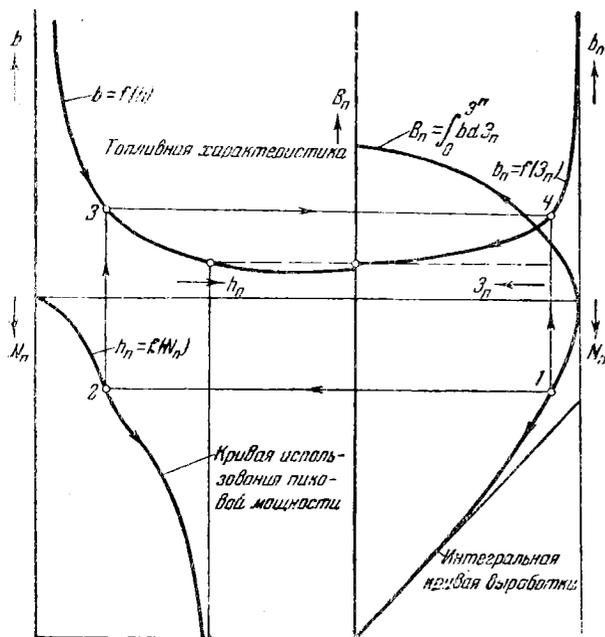
Для турбин высокого давления ВП-25: $q'_c = 0,06$, т. е. они эффективны уже при самых малых значениях теплоэлектрической характеристики нагрузки.

Большое значение имеет построение зависимости потребления топлива на ТЭС или КЭС от покрываемой части заданной кривой выработки. Для построения таких характеристик можно применить простой графический метод, использующий свойства интегральных кривых продолжительности выработки.

На фиг. 14-25 показано также построение для случая рассмотрения влияния ТЭС с базы кривой выработки. Для этого по интегральной кривой продолжительности выработки (в правом нижнем квадранте) строится кривая числа часов использования $h_g = f(N_g)$ (в левом нижнем квадранте). Над ней помещается топливная



Фиг. 14-25. Построение зависимости расхода топлива при вливании энергии КЭС с базы графика.



Фиг. 14-26. Построение зависимости расхода топлива при вливании энергии КЭС с пика графика.

характеристика ТЭС: $b=f(h)$ (в верхнем левом квадранте). Пользуясь этими тремя кривыми, легко по точкам построить зависимость $b_0=f(\Delta_0)$, как это показано на фиг. 14-25, для одной точки в такой последовательности:

$$\begin{array}{cccc}
 1 & \longrightarrow & 2 & \longrightarrow & 3 & \longrightarrow & 4 \\
 N_0 & & h_0 & & b_0 & & b_0 \\
 (\Delta_0) & & & & b_0=f(h_0) & & b_0=f(\Delta_0)
 \end{array}$$

Если графически проинтегрировать полученную кривую $b_0=f(\Delta_0)$ (в верхнем правом квадранте), то получаем кривую полного рас-

хода топлива: $V_0 = \int_0^{\Delta_n} b_0 \cdot d\Delta_0 = F(\Delta_0)$.

Эта кривая, как видно на фиг. 14-25, отклоняется от прямой ввиду увеличения удельного расхода топлива с уменьшением использования мощности.

В случае вливания энергии ТЭС с пика нагрузки построение ведется совершенно аналогично, но используется кривая $h_n=f(N_n)$, т. е. числа часов использования пиковый мощности. На фиг. 14-26 приведено такое построение, последовательность та же, что и в предыдущем случае.

Следует отметить, как показал Л. А. Кароль, что при вливании с пика — кривые $b_n=f(\Delta_n)$ и

$V_n=F(\Delta_n)$ также показывают перерасход топлива, вызываемый неравномерным режимом нагрузки по сравнению с базовой нагрузкой. Л. А. Кароль предложил простое эмпирическое выражение

$$V_n = C\sqrt{\Delta_n} \quad (14-34)$$

где коэффициент C с достаточной точностью для ориентировочных расчетов может быть принят приблизительно 0,1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тепловые электростанции делятся на конденсационные и теплофикационные. Энергетические характеристики их зависят от типа оборудования. Важнейшим критерием является теплоэлектрическая характеристика оборудования ТЭС. Тепловая нагрузка делится на технологическую и отопительную и обобщенно выражается теплоэлектрической характеристикой нагрузки. В зависимости от характера соотношения тепловой и электрической нагрузок устанавливается оптимальный тип теплоэнергетического оборудования.

Энергетический баланс электроэнергетической системы составляет как соединение энергобалансов топлива, тепло и электроснабжающих систем. Соединяющим эти балансы является комбинированное производство тепловой и электрической энергии на ТЭС и ГЭС. Применяя относительные выражения для балансов, можно получить обобщенное уравнение для электроэнергетической системы. Это уравнение позволяет анализировать структуру систем и обосновать их классификацию. Все системы делятся на две группы, охватывающие 10 типов.

Особенное значение имеют топливные характеристики тепловых электростанций. Простыми графическими методами можно определить затраты топлива при покрытии ТЭС любого участка кривой нагрузки.

Литература

14-1. В. В. Болотов, Характеристика мощности ТЭС, Известия Энергетического ин-та АН СССР, т. 2, 1934 г.

14-2. А. С. Горшков, Технико-экономические показатели тепловых электрических станций, Госэнергоиздат. М.—Л., 1949.

14-3. Л. И. Керцелли, В. Я. Рыжкин, Тепловые электрические станции, Госэнергоиздат, М.—Л., 1949.

14-4. С. А. Кукель-Краевский, Перспективы развития энергосистем в СССР, ОНТИ, М.—Л., 1936 г.

14-5. С. А. Кукель-Краевский, Электроэнергетическая система. Ч. I, ОНТИ, М.—Л., 1938 г.

14-6. Л. А. Мелентьев, Теплофикация, Ч. II, Изд-во АН СССР, М.—Л., 1948 г.

ГЛАВА ПЯТНАДЦАТАЯ

ОСНОВЫ ГРАФИЧЕСКИХ МЕТОДОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

15-1. ТОЧНОСТЬ ГРАФИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Гидроэнергетика опирается на эмпирический материал и большинство исходных данных представляют в виде кривых, трудно поддающихся аналитическому выражению. В связи с этим, как уже отмечалось, в гидроэнергетике получили широкое распространение графические методы расчетов.

Графические методы расчетов получили в Советском Союзе большое развитие и советскими учеными разработано много оригинальных приемов, сведенных в стройную теорию графической математики. Необходимо указать на работы Д. Н. Головнина, В. П. Фармаковского, Л. А. Бызова, О. К. Блумберг, в которых обобщены методы графических расчетов. Работающие в области гидроэнергетических расчетов дали свои оригинальные графические приемы для решения отдельных вопросов: так можно указать исследования и предложения Н. В. Мастицкого, М. А. Мосткова, Д. О. Сейфулла, автора и других.

В настоящей главе дается краткое изложение основных графических расчетных приемов, применяемых в гидроэнергетике. Специальные методы рассмотрены в соответствующих местах текста.

Исследования, проведенные В. П. Фармаковским, позволили установить пределы возможной точности элементарных операций графических расчетов.

При проведении работы хорошим инструментом (циркуль, измеритель, линейка и т. д.) и остро отточенным карандашом предельная абсолютная точность отдельных операций составляет:

- а) откладывание произвольных равных отрезков измерителем — ошибка до 0,01 мм,
- б) проведение прямой через заданную точку — до 0,05 мм,
- в) проведение пучка лучей через общий полюс — до 0,05 мм,
- г) измерение отрезков на чертеже масштабной линейкой — до 0,05—0,07 мм,
- д) откладывание заданного отрезка на чертеже измерителем — до 0,05—0,08 мм, линейкой — до 0,07—0,10 мм.

Самым неточным построением является проведение параллельных линий.

Практически требуемая точность всегда может быть обеспечена выбором соответствующего масштаба.

15-2. МАСШТАБЫ И ШКАЛЫ

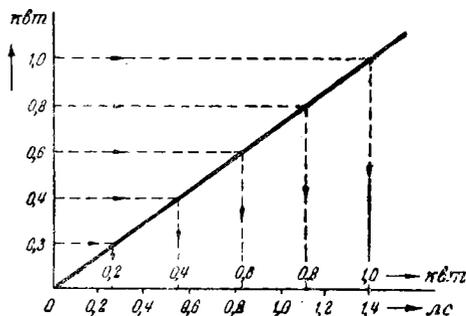
Различают шкалы прямолинейные и криволинейные. В графических расчетах преимущественно применяются первые. Деление шкал может быть подчинено любому закону и ценность деления или модуль шкалы будет какой-то функцией: $y = f(x)$, т. е. шкала может быть названа функциональной.

Если зависимость линейная — шкала будет равномерная. Если же она представляет какую-либо другую зависимость, то шкала представляет в свернутом виде кривую. Такие шкалы неравномерного деления особенно широкое распространение получили в номографии. Если в координатном поле дана зависимость $y = f(x)$, то свертывание кривой в шкалу легко производится графически.

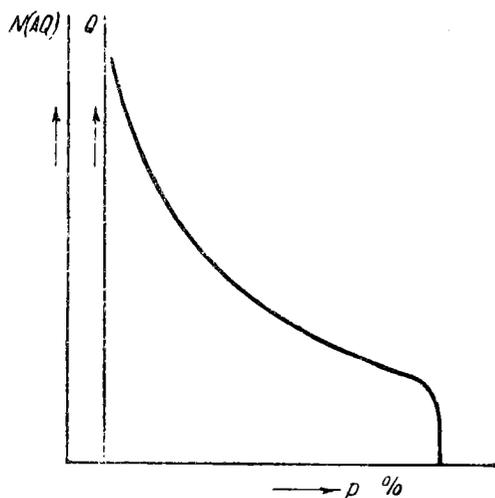
На фиг. 15-1 показано построение шкалы для перевода киловаттов в лошадиные силы, т. е. свертывание выражения $N_{квт} = 1,41 N_{л.с.}$. Как видно из рисунка, для свертывания этой зависимости, представляемой прямой линией, достаточно отдельные значения ординат перенести на абсциссу с соответствующими метками. В результате получается двоякая шкала с пометками как для л. с., так и для квт.

Количество совмещаемых шкал ограничивается потребностями расчета. В данном случае фактически имело место изменение первоначальной шкалы л. с. в постоянном соотношении квт: л. с. = 1,41. При изменении шкалы в постоянное число раз происходит умножение кривой на постоянную величину. На фиг. 15-2 показано такое умножение, примененное для кривой продолжительности расходов: $Q = Q(p)$.

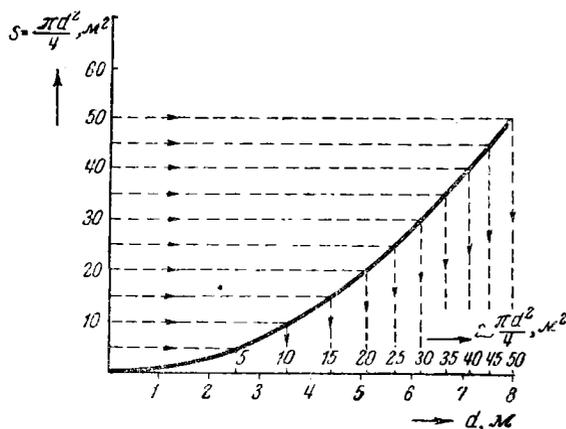
При постоянном значении напора и к. п. д. можно нанести шкалу $N = A \cdot O$, где $A =$



Фиг. 15-1. Построение двоякой линейной шкалы



Фиг. 15-2. Умножение кривой на постоянную величину изменением масштаба.



Фиг. 15-3. Свертывание кривой в неравномерную двоясную шкалу.

$= 9,81 \times H \tau_1$, т. е. умножить ординаты кривой на постоянную величину A .

Свертывание кривой производится тем же графическим методом. На фиг. 15-3 показано, как свертывается в функциональную шкалу кривая, дающая зависимость площади круга (S) от диаметра (d).

Большое распространение имеет применение логарифмических шкал, т. е. логарифмической анаморфозы, позволяющих выпрямлять показательные зависимости, что относится к номографическим методам.

Особое значение во всех графических построениях имеет правильный выбор масштаба, как для шкал исходных кривых, так и для итоговых кривых. В отношении исходных кривых имеется полная свобода для выбора удобного масштаба, обычно, цена деления составляет число, кратное единице, двум или пяти.

Что касается результативных кривых, то возможны два пути. Первый — так выбрать элементы построения, чтобы получить результативную кривую в желаемом масштабе. Для этого в каждом случае, как показано ниже, приходится рассчитывать масштаб построения. Второй путь — для построенной кривой определить масштаб. Этот метод удобен тогда, когда имеется ряд последовательных графических операций, для каждой из которых рассчитывать масштаб построения трудно. В этом случае по вычисленным двум-трем точкам устанавливается масштаб для итоговой кривой.

В дальнейшем масштаб будем выражать символом μ_x , μ_y и т. д., понимая под этим количество единиц данной переменной x , y ... соответствующей одному делению шкалы, например, одному сантиметру. Выражение

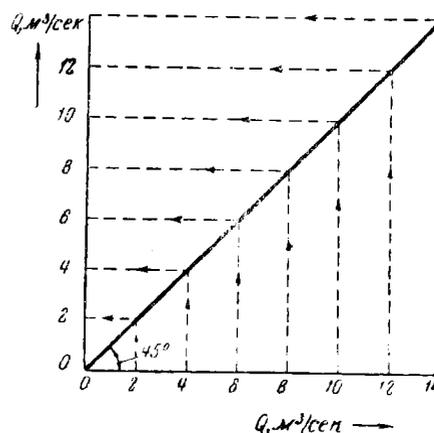
$$\mu_Q = 5 \frac{\text{м}^3/\text{сек}}{\text{см}}$$

означает, что для шкалы расходов масштаб составляет $5 \text{ м}^3/\text{сек}$ в 1 см .

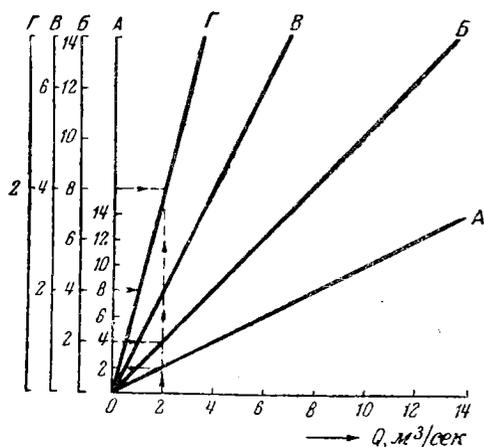
15-3. ПОВОРОТ ОСЕЙ

Наиболее часто применяемой в графических построениях операцией является поворот осей-шкал.

В начертательной геометрии для этого применяется перенос отметок по дуге круга. Проще это может быть сделано путем использования так называемой линии обращения или линии поворота. Если масштабы сохраняются, то линия обращения проходит под углом в 45° . На фиг. 15-4 показан перевод горизонтальной шкалы расходов в вертикальную. В случае изменения масштабов линия обращения будет



Фиг. 15-4. Использование линии обращения для поворота осей при равенстве масштабов.



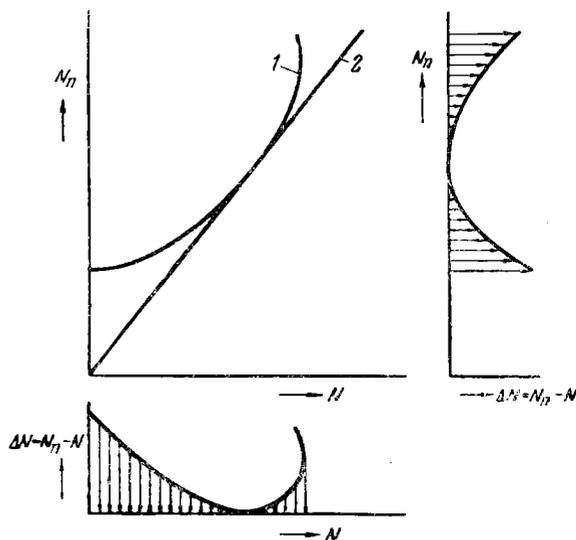
Фиг. 15-5. Определение положения линии обращения для различных соотношений масштабов.

проведена под таким углом к горизонтали, тангенс которого равен отношению нового масштаба к старому. Нет необходимости производить вычисления, достаточно найти в поле одну точку, определяемую старым и новым масштабом (на фиг. 15-5 это сделано для точки $Q = 2 \text{ м}^3/\text{сек}$) и провести через эту точку из начала координат луч, который и будет линией обращения. На фиг. 15-5 показано положение линий обращения для различных вариантов масштабов на вертикальной оси: А, В и Г.

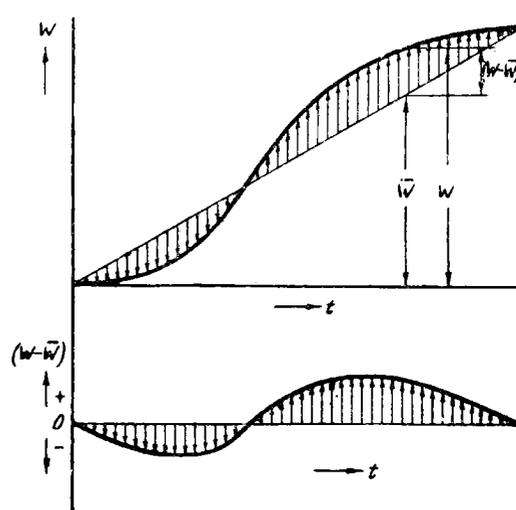
15.4. СЛОЖЕНИЕ И ВЫЧИТАНИЕ КРИВЫХ

Графическое сложение и вычитание кривых — широко применяемый простой метод. Они легко производятся, если кривые нанесены в одинаковых горизонтальных и вертикальных масштабах. На фиг. 15-6 показан пример графического вычитания. Из ординат эксплуатационной характеристики ГЭС (зависимость используемой мощности N от подведенной (N_{II})) вычитаются последовательно ординаты прямой, выражающей зависимость N от N_{II} при постоянном наибольшем значении к. п. д. Полученная зависимость $\Delta N = N_{II} - N = f(N)$ дает кривую потерь мощности в зависимости от используемой мощности. Если то же проделать по отношению к абсциссам, то получим выражение потерь мощности, но уже в зависимости от подведенной мощности: $\Delta N = f(N_{II})$.

Графическим вычитанием также строятся напорные характеристики. На фиг. 15-7 показано получение из полной интегральной кривой стока сокращенной кривой путем графического



Фиг. 15-6. Графическое вычитание (построение кривых потерь мощности по эксплуатационной характеристике).

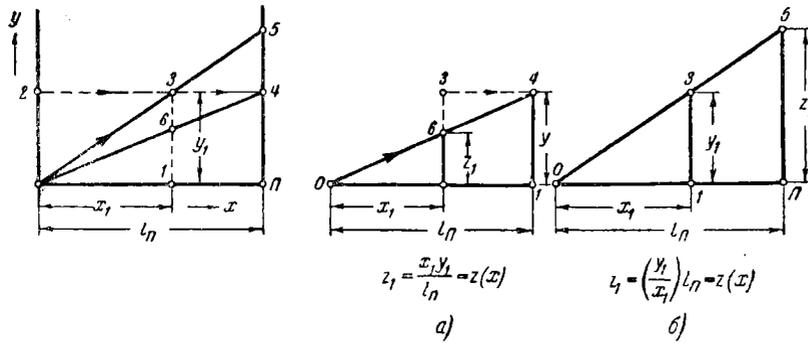


Фиг. 15-7. Графическое построение сокращенной интегральной кривой стока по полной интегральной кривой.

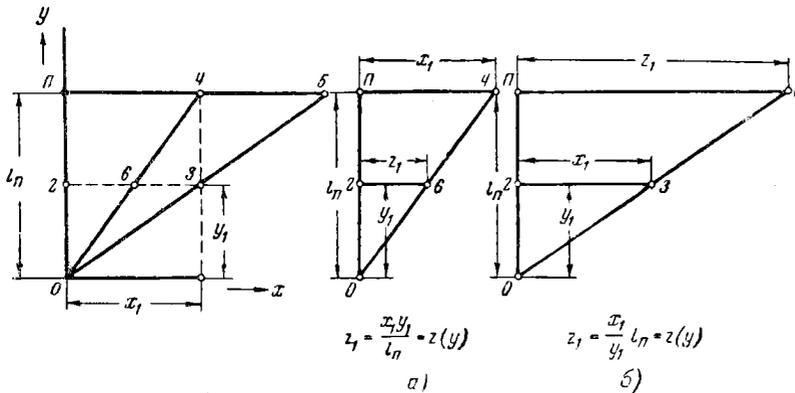
вычитания из ординат интегральной кривой стока ординат интегральной кривой (прямой) среднего расхода.

15.5. ОСНОВЫ ГРАФИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Большинство графических расчетов основано на весьма простых соотношениях, вытекающих из подобия треугольников. На постоянном, так называемом, полюсном расстоянии l_{II} от начала координат OP , проводится полюсная ось: $П$ параллельно оси ординат (фиг. 15-8)



Фиг. 15-8. Графическое умножение и деление координат при полной оси, параллельной оси ординат.



Фиг. 15-9. Графическое умножение и деление координат при полной оси, параллельной оси абсцисс.

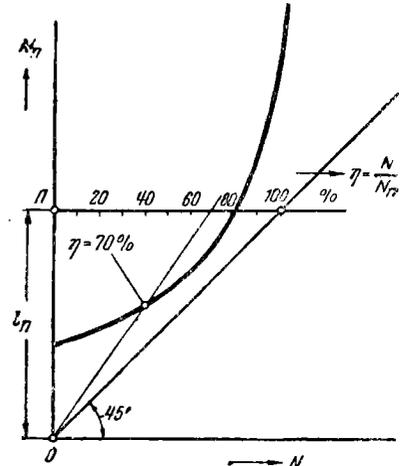
или оси абсцисс (фиг. 15-9). Далее ордината или абсцисса какой-либо точки 3 проектируется на полюсную ось в точку 4. Из начала координат проводится луч, который пересекает ординату или абсциссу в точке 6. Из подобия треугольников легко показать, что отрезок ординаты: $16 = z_1$ или абсциссы $26 = z_1$, пропорционален произведению координат точки 3. Действительно, подобие треугольников 061 и $04П$ (фиг. 15-8,а) и 062 и $04П$ (фиг. 15-9,а) позволяет записать

$$16 = z_1 = \frac{x_1 y_1}{l_{\Pi}} \quad \text{и} \quad 26 = z_1 = \frac{x_1 y_1}{l_{\Pi}}$$

Таким образом, описанным методом графически определяется величина произведения координат.

Поскольку произведение $(x_1 y_1)$ пропорционально площади, на этом же методе основывается метод графического интегрирования.

Если из начала координат через точку 3 провести луч 035 , то он отсечет на полюсной оси отрезок: $П5$, который из подобия треугольников 031 и $05П$ (фиг. 15-8,б) и 032 и $05П$



Фиг. 15-10. Использование полюсной оси, параллельной оси абсцисс, как шкалы для частного координат.

(фиг. 15-9,б) будет равен частному координат, т. е.

$$z_1 = \frac{y_1}{x_1} l_{\Pi}$$

для полюсной оси параллельной оси ординат и $z_1 = \frac{x_1}{y_1} l_{\Pi}$ для полюсной оси параллельной оси абсцисс.

Из выведенных соотношений легко получить выражение, связывающее масштабы: для умножения

$$l_{\Pi} = \frac{\mu_x \cdot \mu_y}{\mu_z}$$

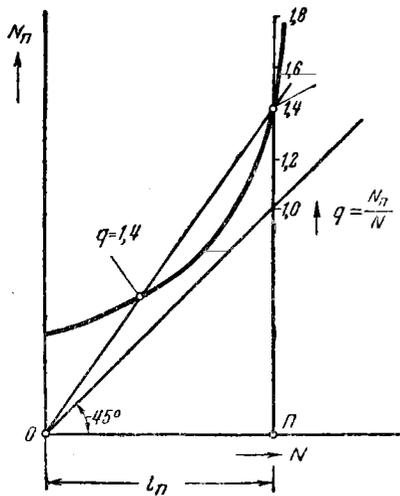
для деления

$$l_{\Pi} = \frac{\mu_x \cdot \mu_z}{\mu_y} \quad \text{или} \quad l_{\Pi} = \frac{\mu_y \cdot \mu_z}{\mu_x}$$

Например, если при умножении принято $\mu_x = 10 \text{ м}^3/\text{сек}$ в 1 см и $\mu_y = 1 \cdot 10^6 \text{ сек.}$ в 1 см , то $z = x \cdot y$ будет выражать сток в м^3 . Если желательно получать z в масштабе $\mu_z = 5 \times 10^6 \text{ м}^3$ в 1 см , то полюсное расстояние должно быть принято

$$l_{\Pi} = \frac{\mu_x \cdot \mu_y}{\mu_z} = \frac{10 \cdot 1 \cdot 10^6}{5 \cdot 10^6} = 2 \text{ см.}$$

Поскольку лучи из начала координат, проведенные через точки кривой, отсекают на полюсной оси частные координат точек кривой, можно это свойство обобщить.



Фиг. 15-11. Использование полюсной оси, параллельной оси ординат, как шкалы для частного координат.

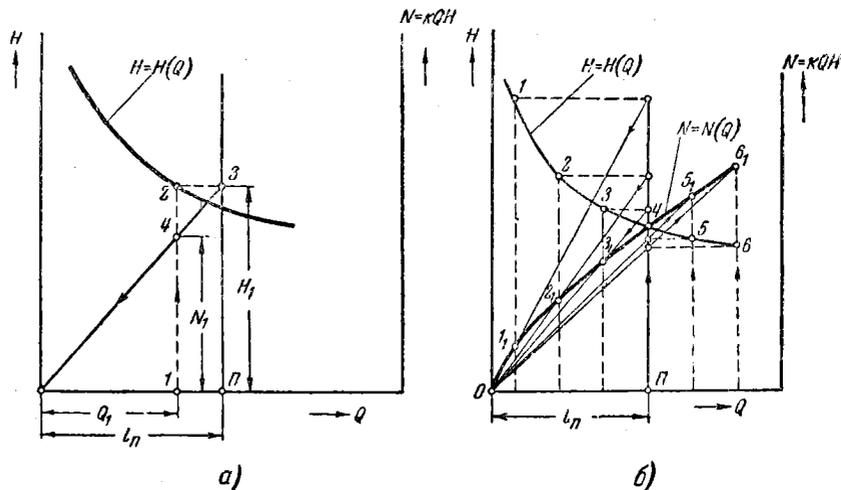
Так, на фиг. 15-10 приведена эксплуатационная характеристика ГЭС $N_n = N_n(N)$. Проведем полюсную ось параллельно оси абсцисс на расстоянии l_n и примем отрезок на полюсной оси, отсекаемый лучом из начала координат, проведенным под углом 45° за 100%. Для каждой точки кривой луч из начала координат будет на полюсной оси давать отношение $\frac{N}{N_n}$, т. е. η —к. п. д.

Если для эксплуатационной характеристики фиг. 15-10 нанести полюсную ось параллельно оси ординат (фиг. 15-11), то можно на ней дать шкалу для отсчета отношений

$$q = \frac{N_n}{N} = \frac{1}{\eta}.$$

15-6. УМНОЖЕНИЕ КООРДИНАТ КРИВОЙ

Часто требуется по заданной зависимости $y = y(x)$ получить зависимость $z = z(x \cdot y)$. Пользуясь уже известным свойством подобных треугольников, построение производим (фиг. 15-12,а) в следующем порядке: для точки Q_1, H_1 (1, 2) определяется проекция на полюсную ось Π точкой 3. Проводится луч из начала координат: $O3$, который на ординате определяет точку 4, дающую величину $N_1 = Q_1 H_1$. На фиг. 15-12,б показан ход



Фиг. 15-12. Построение по $y = y(x)$ выражения $z = z(x \cdot y)$.

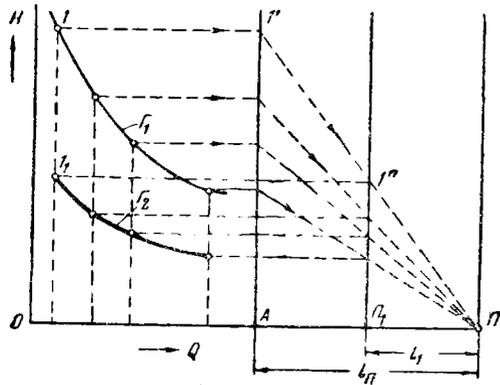
построения по напорной характеристике $H = H(Q)$, энергетической $N = N(Q)$. Последовательность построения показана для каждой из шести точек стрелками и цифрами: 1—1₁; 2—2₁.

Этот же метод позволяет умножать кривую на постоянную величину перестроением кривой с сохранением прежних масштабов. На фиг. 15-13 показан этот метод. Кривая Γ_1 перестраивается в кривую Γ_2 , у которой значения ординаты H в два раза меньше. Для этого используется вторая полюсная ось (Π_1), проведенная так, чтобы $l_1 : l_{\Pi}$ было равно отношению 1:2. На фигуре стрелками показана последовательность построений.

15-7. ДЕЛЕНИЕ КООРДИНАТ КРИВОЙ

Операция, обратная предыдущей, основана на тех же принципах. На фиг. 15-14,а показано такое построение для точки $(N_1, N_{\Pi 1})$. Последовательность такая: 1—2—3—4. Луч через точку 2 и начало координат, определяет точку 3 на полюсной оси. Полученная величина $\Pi 3: q_1 = \frac{N_{\Pi 1}}{N_1}$ переносится на ординату начальной точки в положение 4.

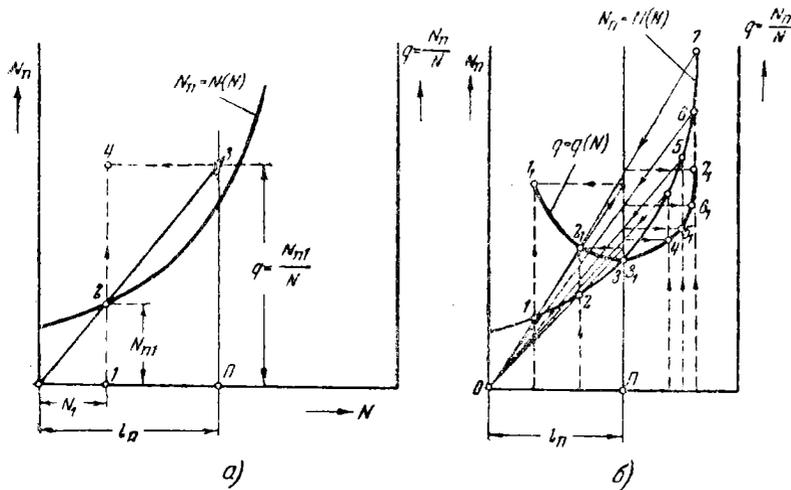
На фиг. 15-14,б дано построение по эксплуатационной характеристике ГЭС: $N_n = N(N)$ характеристики удельных расходов: $q = \frac{N_n}{N} = q(N)$. Начальные и конечные точки построения имеют одинаковую нумерацию. Стрелки показывают порядок расчета.



Фиг. 15-13. Умножение кривой на постоянную величину построением кривой при сохранении прежних масштабов.

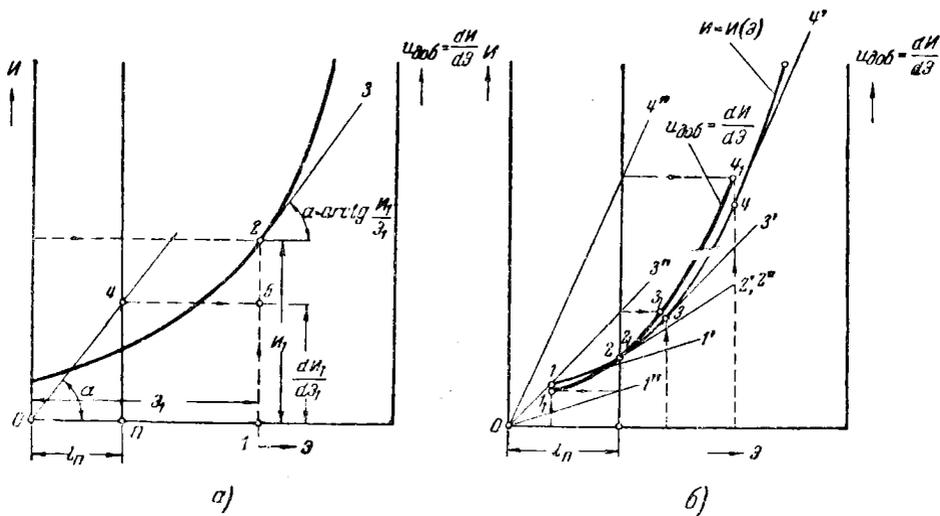
15-8. ГРАФИЧЕСКОЕ ДИФФЕРЕНЦИРОВАНИЕ

По заданной графической функции строится график производной функции. В основе построения лежит метод касательных. На фиг. 15-15,а показано, что к точке $2(\mathcal{E}_1, I_1)$ на кривой $I=I(\mathcal{E})$ проводится касательная, которая имеет наклон к горизонтали $\alpha = \arctg \frac{I_1}{\mathcal{E}_1}$, т. е. пропорциональный величине производной в этой точке. Для выбранного масштаба производной, определив полюсное расстояние l_p из начала координат проводят луч OA , параллельный касательной 23. Луч OA отсекает на полюсной оси отрезок PA , пропорциональный величине производной, которая снимается на ординату 12. Окончательно последовательность построения: 1-2-3-0-4-5.



Фиг. 15-14. Построение по $y = y(x)$ выражения $z = z\left(\frac{y}{x}\right)$.

На фиг. 15-15,б, показано построение производной по четырем точкам. Точки исходной кривой обозначены: 1, 2, 3, 4; направления касательных в них: $11'$, $22'$, $33'$ и $44'$; направления лучей из начала координат: $01''$, $02''$, $03''$ и $04''$, и наконец, полученные точки производной кривой через 1, 2, 3 и 4. Таким образом, по кривой зависимости издержек ГЭС от выработки: $I=I(\mathcal{E})$ графически получается важная экономическая характеристика зависимости стоимости добавочной



Фиг. 15-15. Построение по $y = f(x)$ выражения $y' = \frac{dy}{dx} = F(x)$ (графическое дифференцирование).

энергии от выработки, т. е.

$$u_{доб} = \frac{dW}{a\partial} = f(\partial).$$

Необходимо отметить, что значения производных графически получаются не очень точно, поскольку имеются два источника ошибок: это проведение касательной к кривой и лучей, параллельных касательным. Особенно неточна операция проведения касательной. Для уточнения рекомендуется сперва проводить касательные заданного направления и лишь после этого определять их точки касания. Этот прием значительно точнее, чем проведение касательных в заданных точках кривой. Наиболее точным методом проведения касательных является проведение ряда параллельных хорд с последующим делением их пополам. Кривая, соединяющая середины хорд, пересечет исходную кривую в точке касания касательной, параллельной хордам. Это показано на фиг. 15-16.

15-9. ГРАФИЧЕСКОЕ ИНТЕГРИРОВАНИЕ

Графическое интегрирование сводится к графическому определению площади с криволинейными очертаниями путем замены ее площадью, составленной из прямоугольников, превращающих данную кривую в ступенчатую линию.

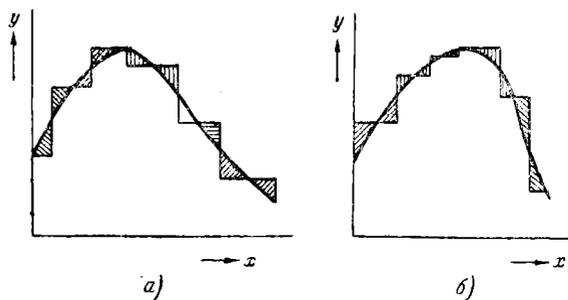
Чем правильнее разбивка кривой на равные криволинейные треугольники, тем точнее получается расчет. При разделении кривой на участки следует соотносываться с видом кривой и уменьшать величину выпрямляемых участков там, где этого требует характер кривой.

На фиг. 15-17 показаны два способа преобразования плавной кривой в ступенчатую.

Способ (а) называется методом касательных и требует равенства криволинейных треугольников по обе стороны вертикали. Метод (б) требует равенства криволинейных треугольников по обе стороны горизонтали. Преимущественно пользуются первым способом, но для некоторых случаев, например, для

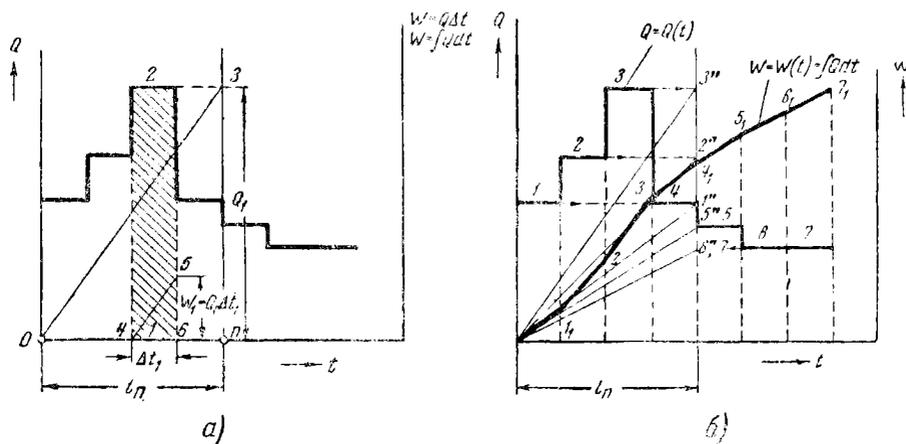


Фиг. 15-16. Определение положения точки касания по медианной линии хорд.



Фиг. 15-17. Преобразование плавной кривой в ступенчатую кривую.

а — метод касательных (равенство криволинейных треугольников по обе стороны вертикали); б — метод хорд (равенство криволинейных треугольников по обе стороны горизонтали).



Фиг. 15-18. Построение по $y = y(x)$ выражения $z = \int y dx$ (графическое интегрирование).

построения энергетической характеристики водохранилища годится только второй способ. Сама схема графического интегрирования приведена на фиг. 15-18,а. Для участка Δt с высотой ординаты Q_1 при выбранном полюсном расстоянии определяется направление луча $O3$ и проводится линия 45 , параллельная ему. Величина 56 пропорциональна площади, заштрихованной на фигуре.

На фиг. 15-18,б приведено построение по ступенчатому гидрографу $Q=Q(t)$, интегральной кривой стока $W = \int Q dt = W(t)$. Для ступенек 1, 2 . . . 7 определены проекции на полюсную ось: $1''2''3'' \dots 7''$ и соответственно

лучи из начала координат: $01', 02' \dots 07'$ и строятся параллельные им участки интегральной кривой: $01_1 1_1 2_1 2_1 3_1, \dots 6_1 7_1$.

Литература

- 15-1. О. К. Блумберг, Графическое изображение в гидрологии, Изд-во ЦУЕГМС, Л.—М., 1936 г.
- 15-2. Л. А. Бызов, Графические методы в статистике, учете и планировании, Госпланиздат, М.—Л., 1940.
- 15-3. Д. Н. Головнин, Графическая математика, Гостехиздат, М.—Л., 1931.
- 15-4. К. Рунге, Графические методы математических вычислений, Гостехиздат, М.—Л., 1932.
- 15-5. В. П. Фармаковский, Пособие для графических расчетов, Гостехиздат, М., 1926.

~~21324~~
21324

А.В.И.