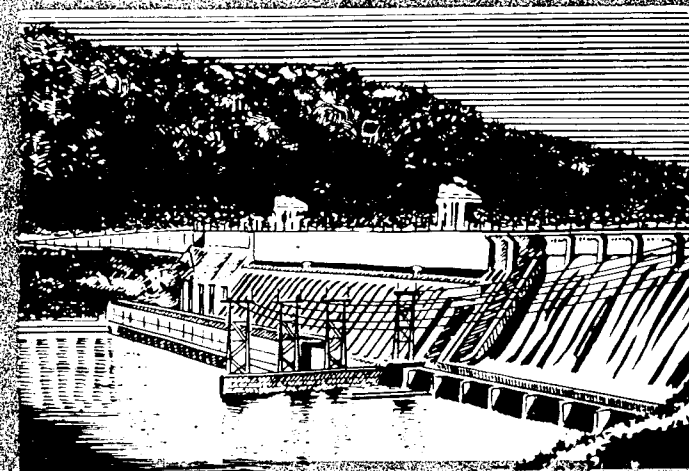




ДЛЯ УЧАЩИХСЯ ТЕХНИКУМОВ

И.И. ИЛЬИНЫХ

ГИДРО- ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

ЭНЕРГОИЗДАТ

И. И. ИЛЬИНЫХ

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Допущено Министерством энергетики и электрификации СССР в качестве учебника для учащихся энергетических и энергостроительных техникумов



МОСКВА ЭНЕРГОИЗДАТ 1982

Рецензенты: Куйбышевский энергетический техникум и
канд. техн. наук Н. Н. Аршеневский

Ильиных И. И.

Гидроэлектростанции: Учебник для технику-
мов М.: Энергоиздат, 1982. — 192 с., ил.

50 к.

Учебник содержит основные сведения об использовании водной
энергии, оборудовании и сооружениях гидроэлектростанций, об ор-
ганизации проектирования, строительства и эксплуатации ГЭС.

В учебнике приводятся упрощенные водноэнергетические и энер-
гоэкономические расчеты, сведения о компоновке энергетических гид-
роузелов, физических процессах работы оборудования, описание со-
оружений и их конструкций, простейшие методы подбора оборудова-
ния и определения размеров сооружений.

Для учащихся гидротехнических и энергостроительных технику-
мов по специальности «Гидротехническое строительство».

УДК 620.501.0000-469
051(01)-82 76-82

ББК 31.57
6П2.11

Ильиных И. И.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Редактор М. Д. Глезин

Редактор издательства О. А. Прудовская

Технический редактор В. В. Хапаева

Корректор З. Б. Драновская

Ил. № 2713

Сдано в набор 02.04.82 Подписано в печать 23.06.82 Т-13521
Формат 100/100/16 Бумага типографская № 2 Гарнитура литературная
Объем 14,5 экз. Усл. печ. л. 15,6 Усл. кр.-отт. 16,09 Уч.-изд. л. 16,86
Заказ 80 Цена 50 к.

Энергоиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государствен-
ном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной
торговли 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий учебник предназначен для учащихся гидроэнергетиче-
ских и энергостроительных техникумов, обучающихся по специальности
№ 1203 «Гидротехническое строительство», и является основным учеб-
ным пособием по курсу «Гидроэлектростанции и их основное обору-
дование».

Учебник состоит из семи глав. Глава 1 представляет собой краткое
изложение основ гидроэнергетики и является вводной для изучения
последующих глав, в которых более подробно рассматриваются обору-
дование и конструкции сооружений энергетических гидроузлов.

В гл. 2 излагаются упрощенные методы водноэнергетических и энер-
гоэкономических расчетов, гл. 3 посвящена конструкциям оборудования
и его подбору, гл. 4—6 освещают конструкции энергетических сооруже-
ний, включая здания ГЭС, в гл. 7 даны основные сведения об организа-
ции проектирования, строительства, эксплуатации ГЭС.

При изложении материала описываются методы простейших расче-
тов, знание которых необходимо учащимся для выполнения курсовых и
дипломных работ. Особое внимание уделено изложению физической
сущности процессов, происходящих при эксплуатации оборудования и
энергетических сооружений. С учетом развития строительства гидроак-
кумулирующих электростанций (ГАЭС) в учебнике приведены необхо-
димые сведения об их оборудовании и сооружениях. В отдельных слу-
чаях даются примеры расчетов. Все выводы и расчеты приводятся с
учетом применения единиц измерения СИ.

Излагаемые материалы базируются на богатом опыте советской
гидроэнергетики и иллюстрируются примерами, в основном из отечест-
венной практики, с описанием наиболее интересных и современных объ-
ектов. В учебнике уделено внимание проблемам охраны водных ресур-
сов при их комплексном использовании, а также защиты окружающей
человека среды.

Неоценимую помощь при подготовке рукописи оказали автору ре-
цензенты — канд. техн. наук Н. Н. Аршеневский, инж. В. А. Майоров,
редактор — инж. М. Д. Глезин, а также инженеры В. Б. Макаров и
А. В. Чураев, за что автор выражает им искреннюю благодарность.
Автор выражает признательность В. Н. Никитину, И. А. Никитиной и
А. Ф. Тагировой за большую помощь в оформлении рукописи.

Все замечания по содержанию учебника просьба направлять по
адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоиздат.

Автор

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОСНОВЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

1.1. ВОДНАЯ ЭНЕРГИЯ В ПРИРОДЕ

Под действием солнечного излучения с поверхности морей и океанов испаряется вода, возникают воздушные потоки, разносящие водяные пары по земной поверхности. Сконденсировавшись в атмосфере, водяные пары в виде дождя или снега выпадают на поверхность земли.

Под влиянием силы тяжести частицы воды движутся вниз, собираются в водные потоки, реки. Сходясь в пониженных частях поверхности, они широкими мощными спокойными потоками или быстрыми стремнинами с водопадами и водоворотами вливаются в моря или озера. Испаряясь от солнечных лучей, частицы воды поднимаются в атмосферу и снова включаются в бесконечный природный круговорот воды, составляющий одну из основ жизни на Земле (рис. 1.1).

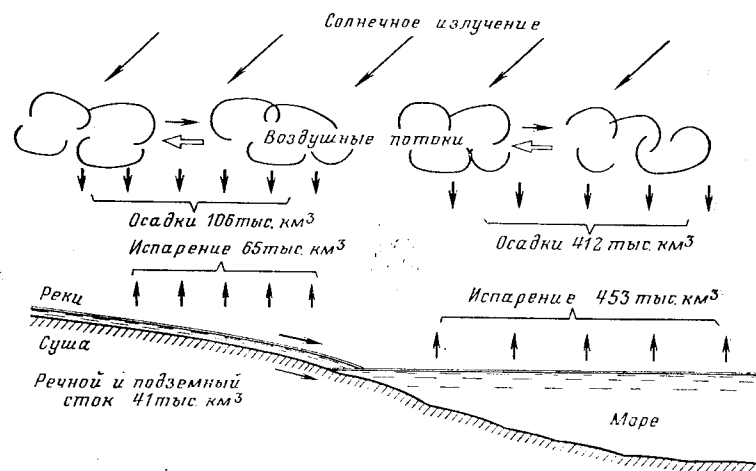


Рис. 1.1. Круговорот воды в природе.

Масса воды, проходящая по руслу от истоков до устья, опускается с некоторой высоты до уровня моря или озера, теряя энергию и совершая работу по преодолению сил трения между частицами воды и между водным потоком и руслом. Вода при этом размывает русло и переносит наносы. В конечном счете энергия воды превращается в тепловую и рассеивается. Однако энергия воды, или гидравлическая энергия, непрерывно возобновляется круговоротом воды за счет энергии Солнца.

Создав на реках искусственные гидротехнические сооружения, можно использовать часть гидравлической энергии для нужд человеческого общества.

Отрасль науки и техники, охватывающая проблемы использования энергии воды в водотоках и водоемах, называется гидроэнергетикой.

1.2. ЭНЕРГИЯ И МОЩНОСТЬ ВОДНОГО ПОТОКА. ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Для определения энергии и мощности потока на участке AB (рис. 1.2) воспользуемся уравнением Бернулли для удельной энергии, т. е. энергии той массы воды, вес которой равен 1 Н (одному ньютону). Из закона сохранения энергии очевидно, что энергия e_B в створе B равна сумме энергии e_A в створе A и энергии e_{AB} , выделившейся на участке AB . Уравнение Бернулли для этого участка имеет вид:

$$z_A + \frac{p_A}{\rho g} + \frac{\alpha_A v_A^2}{2g} = z_B + \frac{p_B}{\rho g} + \frac{\alpha_B v_B^2}{2g} + e_{AB}, \quad (1.1)$$

где z_A и z_B — высоты точек центров тяжести сечений потока в створях A и B над произвольной плоскостью сравнения $O-O$, м; p_A и p_B — давления в центрах тяжести сечений A и B , Па; ρ — плотность жидкости, кг/м³; v_A и v_B — средние скорости воды в створях A и B , м/с; g — ускорение свободного падения, м/с²; α_A и α_B — безразмерные коэффициенты Кордиолеса, учитывающие неравномерность распределения скоростей в сечениях (примерно 1,03—1,1).

Величины z определяют удельную потенциальную энергию положения, $p/(\rho g)$ — удельную потенциальную энергию давления, $z + p/(\rho g) = e$ — удельную суммарную потенциальную энергию, постоянную для всех точек сечения, так как при увеличении z на такое же значение уменьшается $p/(\rho g)$ (см. рис. 1.2). Это позволяет оценивать потенциальную энергию в сечении по высотному положению точек его свободной поверхности, где $p/(\rho g) = 0$ и $e = h$ (h — высота точек свободной поверхности над плоскостью сравнения).

Величины $\alpha v^2/2g$ определяют удельную кинетическую энергию в сечении. Проверив размерности, легко убедиться, что все члены уравнения (1.1) измеряются в метрах.

Перепишем уравнение (1.1) для свободной поверхности воды (при этом $p/(\rho g) = 0$):

$$h_A + \frac{\alpha_A v_A^2}{2g} = h_B + \frac{\alpha_B v_B^2}{2g} + e_{AB}. \quad (1.2)$$

Тогда

$$e_{AB} = h_A - h_B + \frac{\alpha_A v_A^2}{2g} - \frac{\alpha_B v_B^2}{2g}. \quad (1.3)$$

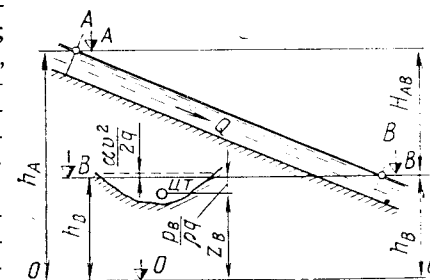


Рис. 1.2. К выводу формулы мощности потока.

Разность кинетических энергий $\alpha_A v_A^2/2g - \alpha_B v_B^2/2g$ в естественных условиях невелика, и ею можно пренебречь. Тогда

$$e_{AB} = h_A - h_B = H_{AB}, \quad (1.4)$$

где H_{AB} — перепад уровней воды на участке. Если принимать в качестве плоскости сравнения уровень моря или нулевую отметку $\nabla 0$, то $h_A = \nabla A$; $h_B = \nabla B$; $e_{AB} = \nabla A - \nabla B = H_{AB}$.

При определении полной энергии потока необходимо учесть водность потока, которая определяется расходом воды Q , м³/с. За некоторый промежуток времени t на участок AB через створ A войдет объем воды Qt и такой же объем покинет его через створ B . Вес этого объема составит $Q\gamma t$, а полная энергия, Дж, выделившаяся на участке,

$$\mathcal{E}_{AB} = H_{AB} Q \gamma t. \quad (1.5)$$

Определим мощность потока N_{AB} , т. е. энергию, выделяющуюся за одну секунду:

$$N_{AB} = \frac{\mathcal{E}_{AB}}{t} = H_{AB} Q \gamma. \quad (1.6)$$

В (1.6) размерность N_{AB} будет:

$$\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \frac{\text{Н}}{\text{м}^3} = \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{с}} = \frac{\text{Дж}}{\text{с}} = \text{Вт}.$$

Ватт — очень мелкая единица, поэтому в энергетике используют более крупные кратные единицы мощности — киловатт (1 кВт = 1000 Вт) и мегаватт (1 МВт = 1000 кВт = 10⁶ Вт).

Выразив N_{AB} в киловаттах и введя численные значения ускорения свободного падения $g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с}^2$ и $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ (для водотоков с чистой пресной водой), получим:

$$N_{AB} = 9,81 Q H_{AB}. \quad (1.7)$$

Энергию в промышленности принято измерять в киловатт-часах (1 кВт·ч = 3600 Дж). Если измерять рассматриваемый отрезок времени T в часах, то энергия $\mathcal{E}_{AB}$ в киловатт-часах

$$\mathcal{E}_{AB} = 9,81 Q H_{AB} T, \quad (1.8)$$

в частности, энергия, выделившаяся за год ($T = 8760 \text{ ч}$),

$$\mathcal{E}_{\text{год } AB} = 85936 Q H_{AB}. \quad (1.9)$$

Формулы (1.7) и (1.9) применяются для подсчета гидроэнергетического потенциала, который определяется мощностью или годовой энергией, подсчитанной для потока при его среднегодовом расходе. Для подсчета теоретического гидроэнергетического потенциала все реки рассматриваемого бассейна, страны, региона или мира разбивают на участки, для каждого из них подсчитывают мощность и годовую энергию и суммируют их значения. Не все гидроэнергетические ресурсы по ряду причин можно использовать. Выявляя участки рек, пригодные для использования, определяют технический гидроэнергетический потенциал. Часть его, использование которой экономически целесообразно для настоящего времени, называется экономическим гидроэнергетическим потенциалом. Его значение может со временем изменяться вместе с изменением экономической конъюнктуры.

Теоретический мировой гидроэнергетический потенциал составляет около 3750 млн. кВт по мощности или 32 900 млрд. кВт·ч по энергии. На долю СССР приходится около 11% этого потенциала: 450 млн. кВт или 3942 млрд. кВт·ч. Технический потенциал СССР оценивается в настоящее время 2100 млрд. кВт·ч, экономический — 1100 млрд. кВт·ч.

Таблица 1.1

Энергетика некоторых стран мира¹

Страна	Экономический гидроэнергетический потенциал, млрд. кВт·ч	Степень использования потенциала, %	Установленная мощность ГЭС, млн. кВт	Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч/год			Доля электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС, %	Выработка электроэнергии на душу населения, кВт·ч/год
				на ГЭС	на АЭС	Всего		
СССР	1095	13	52,66	184	73	1294	14,2	4860
США	685	44	64,3	303	171,0	2120,0	15	9934
Бразилия	657	10	13,8	67,0	—	80,0	84	747
Канада	218	96	36,7	210	13,4	295,1	71	12 979
Норвегия	152	51	16,0	77,5	0	77,5	100	19 352
Япония	132	64	23,5	84,8	19,7	459,0	18	4136
Швеция	80	72	12,3	57,6	11,9	80,6	72	9829
Франция	70	85	16,6	60,0	17,5	186,0	32	3537
Италия	70	61	16,8	42,6	3,8	147,1	29	2636
Испания	58	46	11,5	26,4	7,5	82,4	32	2311
Швейцария	—	94	9,8	34,0	7,7	43,0	79	6922
Великобритания	—	—	2,3	4,9	30,3	272,2	2	4864
Весь мир	9800	14	414	1431,0	348	6511	22,6	1840

¹ Данные о развитии энергетики приняты по материалам сборника «Развитие мировой энергетики» М.: Информэнерго, 1977 г.) по состоянию на 1974—1975 гг. Данные по СССР приведены по состоянию на 1.01.1981 г.

Наша страна — одна из богатых в мире по запасам гидроэнергии, однако, если рассматривать технический потенциал, использовано немногим более 8% этих запасов. Данные о гидроэнергетических ресурсах других стран и степени их использования приведены в табл. 1.1.

1.3. ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ СОЗДАНИЯ НАПОРА

В природных условиях энергия рек рассеивается по их длине и использовать ее практически невозможно. С помощью искусственных гидротехнических сооружений перепад участка реки можно сосредоточить в одном створе и получить в этом створе некоторый напор H . Установив турбины и пропуская через них расход воды Q под напором H , можно получить некоторую мощность N .

Применяют два основных способа создания напора: плотинный и деривационный.

Плотинный способ состоит в том, что в конце используемого участка (створ B на рис. 1.3) реку перегораживают плотиной, которая создает подпор воды, распространяющийся до начала участка (створ A), при этом перепад H_{AB} сосредоточивается в створе B , а перед плотиной образуется водохранилище, т. е. искусственный водоем, образованный подпорными сооружениями.

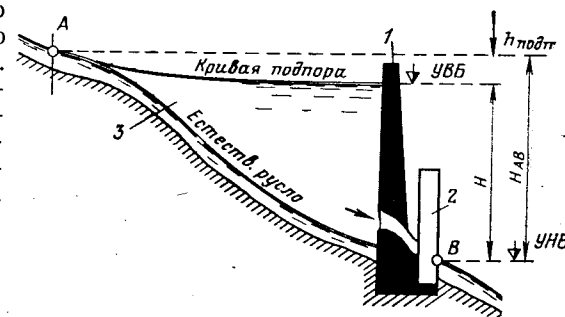


Рис. 1.3. Плотинная схема создания напора. 1 — плотина; 2 — здание ГЭС; 3 — водохранилище.

Водное пространство, прилегающее к верхней стороне подпорных сооружений, называется верхним бьефом, к нижней стороне — нижним бьефом. Уровень верхнего бьефа, или подпорный уровень, обозначается $\nabla УВБ$; уровень нижнего бьефа — $\nabla УНБ$. Разность уровней верхнего и нижнего бьефов называется статическим напором

$$H = \nabla УВБ - \nabla УНБ. \quad (1.10)$$

Статический напор H несколько меньше перепада уровней H_{AB} , так как вода в верхнем бьефе имеет не горизонтальную, а вогнутую поверх-

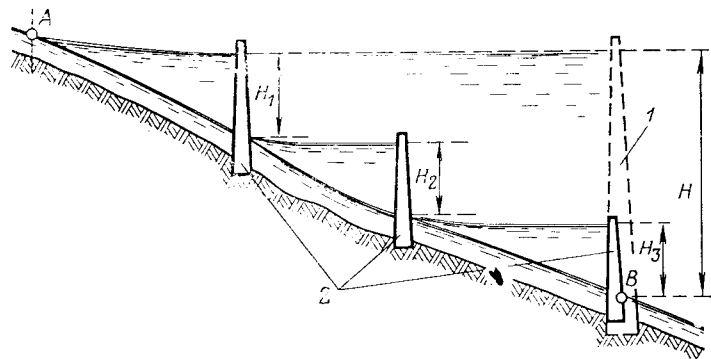
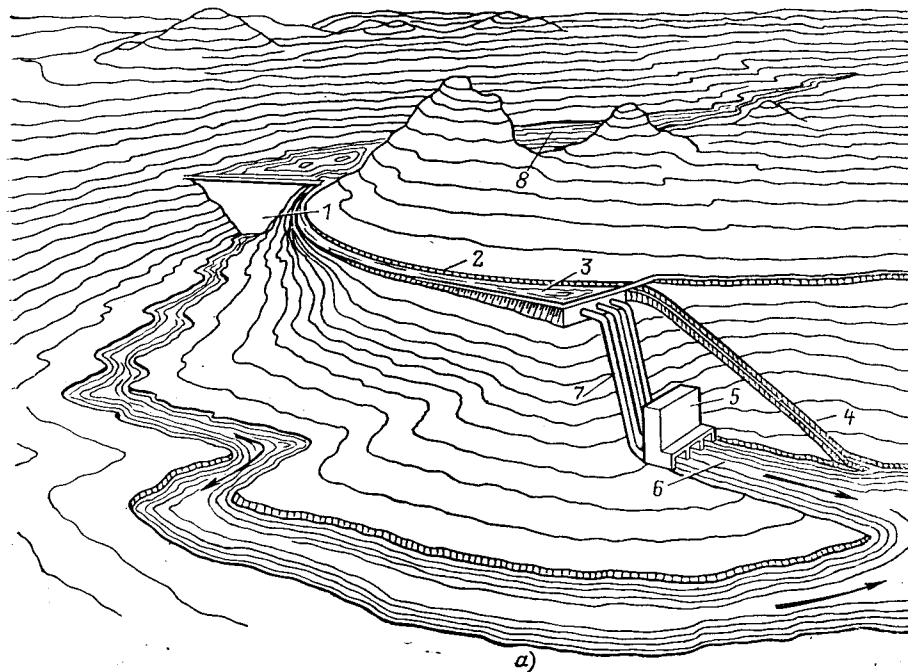


Рис. 1.4. Схема каскада гидроузлов.
1 — расположение плотин при одноступенчатой схеме; 2 — ступени каскада.



а)

ность, образующую кривую подпора. Потери напора $h_{подп} = H_{AB} - H$ расходятся на перемещение воды в верхнем бьефе.

В створе B сооружают гидроэлектростанцию, через турбины которой пропускают под напором H воду и вырабатывают электроэнергию.

Построить такую плотину, которая позволила бы использовать сразу весь перепад реки от устья до ее верховий, обычно невозможно, так как это привело бы к непомерным затоплениям. Поэтому реку обычно разбивают на несколько участков по длине и в конце каждого участка создают плотину, подпор от которой распространяется до вышележащей плотины.

Совокупность гидроузлов, расположенных на одной реке, называется каскадом, а каждый отдельно используемый участок с гидроэлектростанцией на нем — ступенью каскада (рис. 1.4). Напор, создаваемый плотиной в равнинных условиях, обычно не превышает 30—40 м, но в горных условиях он может достигать 200 м и более.

На реках со сравнительно небольшими расходами воды и со значительными уклонами русла, как правило — в горных условиях, может применяться деривационный способ создания напора. Он заключается в том, что в начале используемого участка (створ A) воду отводят из естественного русла в искусственный водовод, называемый деривацией, и подводят ее к концу участка (створ B). Напор создается за счет разности уклонов деривационного водовода и естественного русла. Если в качестве деривационного водовода применен канал (или безнапорный туннель), деривация называется безнапорной (рис. 1.5, а, б). Канал трассируется с минимальным уклоном, с использованием благоприятных топографических условий.

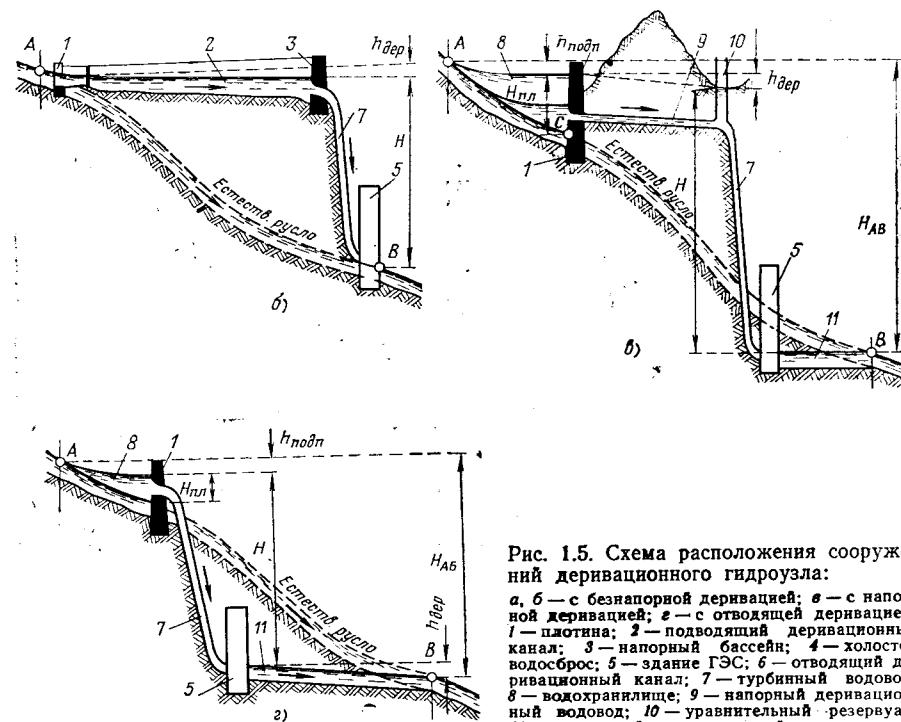


Рис. 1.5. Схема расположения сооружений деривационного гидроузла:

а, б — с безнапорной деривацией; в — с напорной деривацией; 2 — с отводящей деривацией; 1 — плотина; 2 — подводящий деривационный канал; 3 — напорный бассейн; 4 — холостой водосброс; 5 — здание ГЭС; 6 — отводящий деривационный канал; 7 — турбинный водовод; 8 — водохранилище; 9 — напорный деривационный водовод; 10 — уравнильный резервуар; 11 — отводящий деривационный водовод.

В этой схеме также не используется часть перепада участка AB из-за неизбежных потерь $h_{\text{дер}}$ в канале.

Деривация может быть выполнена в виде напорного туннеля (или трубопровода) и тогда она называется напорной (рис. 1.5, в). Схемы с напорной деривацией обычно бывают комбинированными (смешанными), когда часть напора (на участке AC) создается подпором плотины.

На рис. 1.5, б и в здание ГЭС располагается в конце деривации, называемой в этом случае подводящей. Возможно другое решение (рис. 1.5, г) — разместить здание ГЭС на низких отметках и отвести от него воду безнапорной или напорной отводящей деривацией.

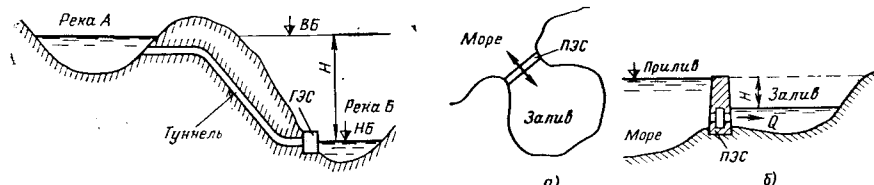


Рис. 1.6. Использование напора между смежными водотоками.

Рис. 1.7. Схема приливной электростанции:
 а — план; б — схема работы при приливе; в — то же при отливе.

При деривационном способе создания напора большой перепад уровней также может быть использован каскадом ГЭС.

Иногда природные условия позволяют использовать напор, образующийся за счет разницы уровней близко расположенных рек или озер разных бассейнов. В этом случае воду перебрасывают в нижерасположенный водоток или водоем через туннель или канал (рис. 1.6).

Существуют также гидроэлектростанции, работа которых не связана с использованием гидравлической энергии рек.

Приливные электростанции (ПЭС) используют энергию морских приливов, возникающих под влиянием сил притяжения в космической системе Земля — Луна — Солнце и создающих на отдельных участках побережья колебания уровня моря, достигающие 10—15 м с периодичностью 6 ч 12 мин. Если на таком побережье имеется достаточных размеров залив, соединенный с морем нешироким проливом, то этот пролив можно перегоридить плотиной и соорудить при ней ПЭС (рис. 1.7). При минимальном уровне моря (отливе) путь воде через пролив закрывают, а когда наступает прилив, между морем и заливом образуется перепад уровней — напор. Наполняя залив через турбины ПЭС, можно в течение некоторого времени получать электроэнергию. Затем следует обратный цикл, когда вода, задержанная в заливе на наивысшем уровне прилива, сливается в часы отлива через турбины в море при том же напоре.

Мировые запасы приливной энергии огромны — только в СССР они определены по мощности в 70 млн. кВт с возможной годовой выработкой электроэнергии 200 млрд. кВт·ч. Однако удобных для строительства ПЭС заливов в природе мало, строительство ПЭС при современной экономической конъюнктуре редко оправдывается экономически, поэтому использование приливной энергии не получило широкого распространения.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) имеют в своем составе верхний и нижний бассейны, соединенные трубопроводами и проточной частью гидравлических машин, которые могут работать попеременно в качестве турбин или в качестве насосов (рис. 1.8).

В периоды избытка энергии в энергосистеме агрегаты ГАЭС работают в насосном режиме и закачивают воду из нижнего в верхний бассейн, потребляя энергию, выработанную тепловыми или атомными электростанциями. Поднятая на высоту H вода приобретает запас потенциальной энергии. В периоды наибольшего потребления энергии эта вода сливается в нижний бассейн, проходя через турбины, и вырабатывая электроэнергию. ГАЭС — пока единственные известные технике аккумуляторы, способные запастись энергией в промышленных масштабах. В целом ГАЭС потребляет энергии больше, чем вырабатывает, но при этом, как мы увидим ниже, экономит топливо на тепловых электростанциях, обеспечивающих работу ее в насосном режиме. Отношение выработанной энергии к затраченной называется КПД гидроаккумулирования и составляет 0,73—0,8.

1.4. ПРИНЦИП РАБОТЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ЕЕ МОЩНОСТЬ И ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В естественном состоянии гидравлическая энергия на участке реки быстро уменьшается при движении воды от створа A к створу B , рассеиваясь вдоль русла.

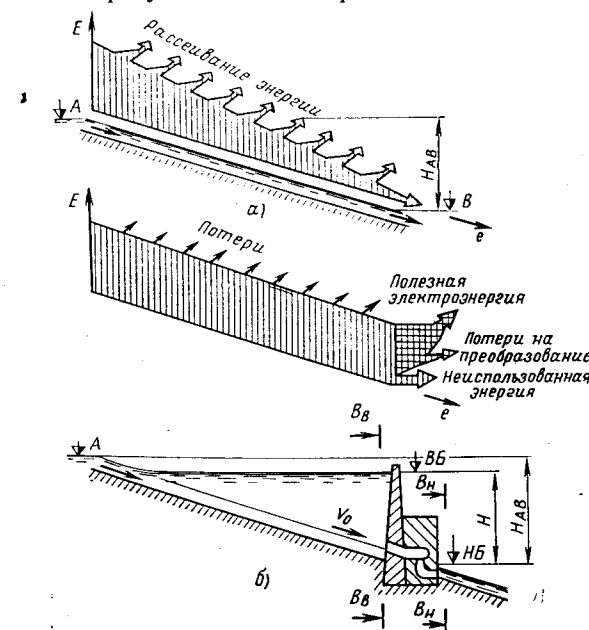


Рис. 1.9. Диаграмма энергии водного потока:
 а — в естественном состоянии; б — после сооружения ГЭС.

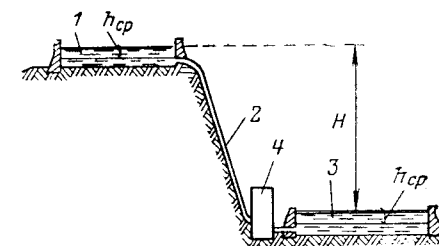


Рис. 1.8. Схема гидроаккумулирующей электростанции:
 1 — верхний бассейн; 2 — напорный трубопровод; 3 — нижний бассейн; 4 — здание ГАЭС.

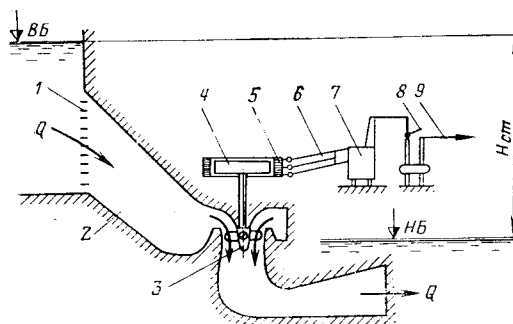


Рис. 1.16. Технологическая схема гидроэлектростанции.

электрический ток. Этот ток подается по шинам 6 на повысительный трансформатор 7, передается на распределительное устройство 8 и под высоким напряжением уходит по линиям электропередачи 9, направляясь к потребителям электроэнергии.

Мощность ГЭС можно определить тем же способом, каким определялась мощность потока при выводе формулы (1.7), составив уравнение Бернулли для створов B_v и B_n (см. рис. 1.9). Выполнив преобразования, получим:

$$N = 9,81QH. \quad (1.11)$$

Не вся мощность, вычисленная по формуле (1.11), превращается в полезную электрическую мощность, поскольку при преобразованиях энергии неизбежны потери. Их можно учесть, введя понятие суммарного коэффициента полезного действия ГЭС η , учитывающего потери в водоприемнике, водоводах, в турбине и генераторе. Тогда полезная электрическая мощность на выходах ГЭС определится формулой

$$N = 9,81QH\eta. \quad (1.12)$$

Для приближенных расчетов крупных ГЭС, принимая среднее значение η равным 0,87, пользуются формулой

$$N = 8,5QH. \quad (1.13)$$

Выработка электроэнергии $\mathcal{E}$ (киловатт-час) за период работы ГЭС T определяется по формуле

$$\mathcal{E} = NT = 8,5QHT. \quad (1.14)$$

Формула (1.13) показывает, что одну и ту же мощность можно получить либо за счет большого расхода при небольшом напоре, что характерно для равнинных рек, либо за счет высокого напора при сравнительно малом расходе — на горных реках. Так, Воткинская ГЭС на р. Каме при расходе $6750 \text{ м}^3/\text{с}$ и напоре $17,5 \text{ м}$ развивает мощность $N = 8,5QH = 8,5 \cdot 6750 \cdot 17,5 = 1000000 \text{ кВт}$, а Чиркейская ГЭС на горной реке Сулак развивает ту же мощность при напоре 170 м и расходе всего $690 \text{ м}^3/\text{с}$.

Параметры ПЭС можно определить по формулам

$$\left. \begin{aligned} N_{\text{пэс}} &= 225A^2F; \\ \mathcal{E}_{\text{пэс}}^{\text{год}} &= 1,97 \cdot 10^6 AF, \end{aligned} \right\} \quad (1.15)$$

где $N_{\text{пэс}}$ и $\mathcal{E}_{\text{пэс}}^{\text{год}}$ — мощность, кВт, и годовая выработка энергии, кВт-ч; A — среднегодовая амплитуда прилива, м; F — площадь залива, отсеченного дамбой, км².

Мощность ГАЭС в турбинном режиме определяется по формуле (1.12), а в насосном режиме по формуле

$$N_{\text{нас}} = \frac{9,81}{\eta_{\text{нас}}} QH, \quad (1.16)$$

где $\eta_{\text{нас}}$ — КПД в насосном режиме.

1.5. КЛАССИФИКАЦИЯ ГИДРОУЗЛОВ И ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ЗДАНИЙ ГЭС

Гидроузел — это комплекс гидротехнических сооружений, объединенных по своему расположению и назначению. Мы будем рассматривать гидроузлы, основным назначением которых является выработка электроэнергии, поэтому эти гидроузлы имеют в своем составе ГЭС.

Каждый гидроузел уникален, так как состав и компоновка сооружений гидроузла зависят от способа создания и значения напора, возможной мощности ГЭС, природных топографических, гидрологических и геологических условий, принятых способов строительства. В основу рассматриваемой классификации положен тип здания ГЭС и расположение его в составе гидроузла в сочетании со способом создания напора. Здания ГЭС в свою очередь целесообразно классифицировать по их конструкции.

С этой точки зрения здания ГЭС, прежде всего, делятся на русловые, входящие в состав напорного фронта гидроузла, т. е. способные воспринимать напор и выполнять функции подпорного сооружения, и здания, которые непосредственно напора не воспринимают и в состав напорного фронта не входят.

Последние могут быть приплотинными, т. е. непосредственно примыкающими к бетонной плотине, и обособленными — наземными или подземными.

У русловых зданий ГЭС водоприемник является частью здания, располагаемая непосредственно перед входом в проточную часть турбины. В компоновках со зданиями ГЭС, не воспринимающими напор, водоприемник расположен отдельно, а вода к зданию ГЭС подводится по турбинным водоводам.

Классификация зданий ГЭС по конструкции подробно рассматривается в § 6.1.

Из всего многообразия компоновок гидроузлов можно отобрать следующие, наиболее распространенные и типичные:

1. Плотиновый гидроузел (т. е. использующий напор, создаваемый плотиной) с русловым зданием ГЭС (см. рис. 1.11 и 1.12).
 2. Плотиновый гидроузел с приплотинным зданием ГЭС (см. рис. 1.13 и 1.14).
 3. Плотиновый гидроузел с обособленным (подземным или наземным) зданием ГЭС (см. рис. 1.15).
 4. Деривационный (т. е. использующий напор, создаваемый деривацией) гидроузел с безнапорной деривацией (см. рис. 1.16 и 1.17).
 5. Деривационный гидроузел с напорной деривацией (см. рис. 1.18).
- Здания ГЭС деривационных гидроузлов являются обособленными.

1.6. ПЛОТИННЫЕ ГИДРОУЗЛЫ

Гидроузлы с русловым зданием ГЭС. Русловые здания ГЭС обычно применяются при напорах, не превосходящих 35 м (в отдельных случаях — до 55 м). Наряду с бетонными или земляными плотинами такое здание входит в состав напорного фронта гидроузла, перекрывающего русло и пойму реки (рис. 1.11). Гидроузлы этого типа строятся обычно

на полноводных равнинных реках, у которых расходы весеннего половодья намного превышают пропускную способность турбин, поэтому в состав напорного фронта входит бетонная водосливная плотина. Иногда в конструкцию руслового здания ГЭС вводятся поверхностные или напорные водосбросы для сброса воды помимо турбин (такие здания называются совмещенными). В этом случае водосливная плотина отсутствует или ее размеры сокращаются. Если река судоходна — в составе гидроузла предусматривают судопропускные сооружения (шлюз или судоподъемник).

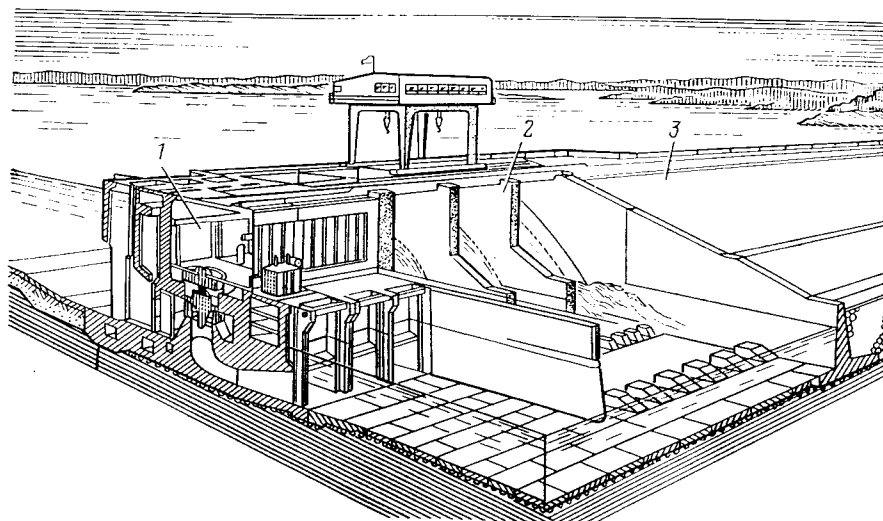


Рис. 1.11. Плотинный гидроузел с русловым зданием ГЭС:

1 — здание ГЭС; 2 — водосливная плотина; 3 — глухая плотина.

К плотинным гидроузлам с русловым зданием ГЭС относятся, например, все гидроузлы Волжско-Камского, Днепровского (кроме Днепрогэс имени В. И. Ленина), Даугавского каскадов и ряд других.

На рис. 1.12 показан Чебоксарский гидроузел на р. Волге. В напорный фронт гидроузла длиной около 4 км входит совмещенное здание ГЭС, в котором размещаются 18 гидроагрегатов общей мощностью 1400 МВт при напоре 12,4 м, водосливная и земляная плотины. Через турбины ГЭС может быть пропущено около 12000 м³/с воды, через водосбросы здания ГЭС и водосливную плотину — 36000 м³/с. Со стороны правого берега к зданию ГЭС примыкает двухниточный однокамерный судходный шлюз.

Гидроузлы с приплотинным зданием ГЭС. При напорах свыше 30—50 м, а на малых ГЭС — и при более низких напорах строительство руслового здания ГЭС становится нецелесообразным либо невозможным. В этом случае, если в составе напорного фронта имеется бетонная плотина, применяют здание ГЭС приплотинного типа. Напорный фронт такого гидроузла (рис. 1.13) образуется бетонными станционной и водосливной плотинами, а также глухой плотиной, которая может быть также бетонной или из грунтовых материалов. Вплотную к низовой грани станционной плотины размещается здание ГЭС. Водоприемник входит в состав станционной плотины. Вода к зданию ГЭС подводится:

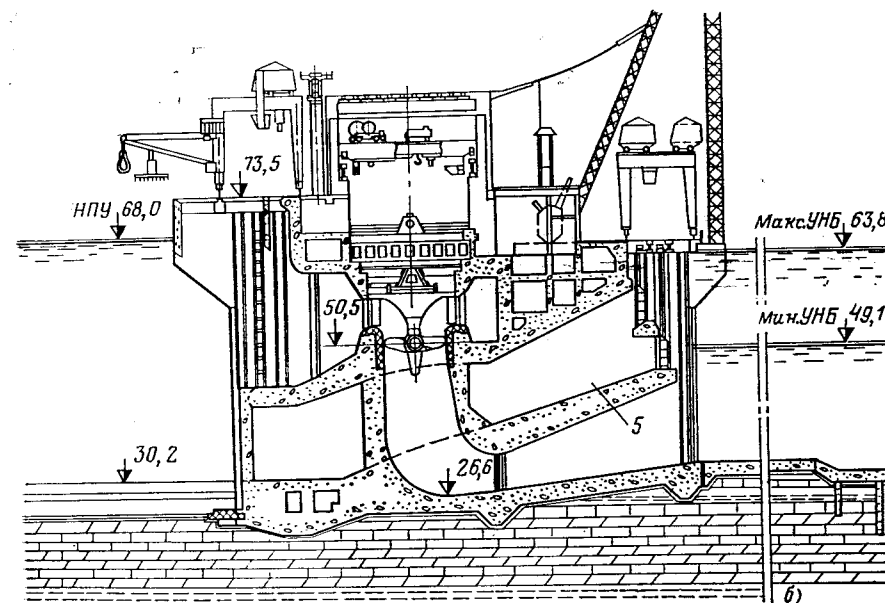
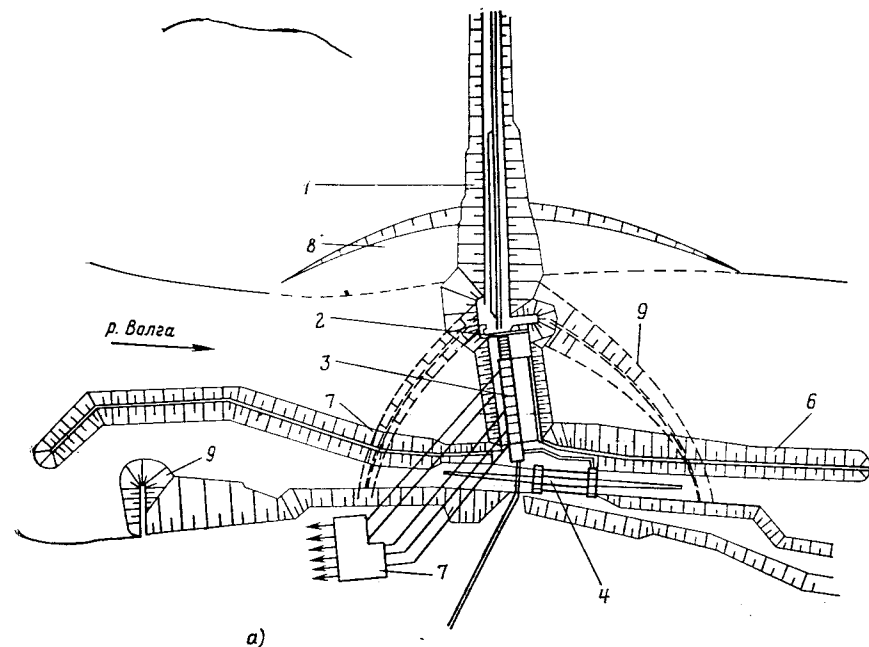


Рис. 1.12. Чебоксарский гидроузел на р. Волге:

а — план сооружений; б — разрез по зданию ГЭС; 1 — земляная плотина; 2 — водосливная плотина; 3 — здание ГЭС; 4 — судходный шлюз; 5 — водосбросы здания ГЭС; 6 — дамба низового судходного канала; 7 — дамба аванпорта; 8 — расчистка левого берега; 9 — контур строительной перемычки.

турбинными водоводами, проходящими в массиве станционной плотины либо уложенными по ее низовой грани.

На рис. 1.14 показан Красноярский гидроузел на р. Енисее. Длина напорного фронта гидроузла около 1,2 км. В здании установлены 12 гидроагрегатов, развивающих при напоре 93 м суммарную мощность 6000 МВт. Металлические турбинные водоводы уложены по низовой грани станционной плотины и обетонированы. В составе гидроузла имеется судоподъемник.

По схеме с приплотинным зданием ГЭС, которая может применяться с самыми высокими плотинами (до 200 м) различных типов (гравитационной, арочной, контрфорсной), преимущественно на скальном основании, построены крупнейшие ГЭС: Саяно-Шушенская на р. Енисее, Братская и Усть-Илимская на р. Ангаре, Токтогульская на р. Нарыне, Чиркейская на р. Сулаке, Днепротэс имени В. И. Ленина на р. Днепре и ряд других.

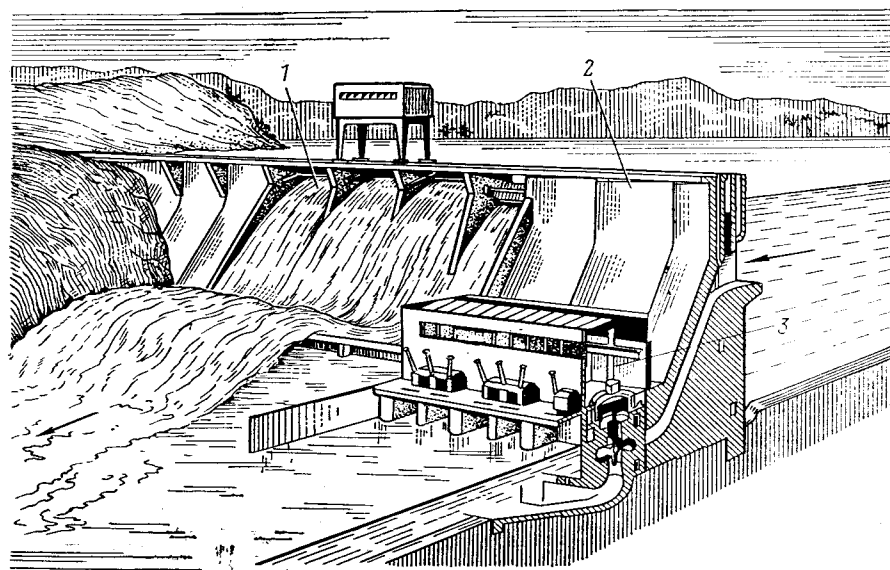


Рис. 1.13. Плотиный гидроузел с приплотинным зданием ГЭС: 1 — водосливная плотина; 2 — станционная плотина; 3 — здание ГЭС.

Гидроузлы с обособленным зданием ГЭС. Если напор создается плотинной из грунтовых материалов (земляной, каменнонабросной), то здание ГЭС размещается в некотором отдалении от плотины и является обособленным. Вода к нему подается от специальных водозаборных сооружений водоводами, проложенными под плотинной или в обход ее. Для сброса расходов половодья предусматриваются специальные водосбросы. Водоподводящий тракт такого гидроузла часто имеет значительную длину. При резких изменениях расходов в водоводах может возникать гидравлический удар, для ослабления которого в конце тракта устраивают в отдельных случаях уравнительные резервуары.

Обособленные здания ГЭС могут применяться также на гидроузлах с бетонными плотинами (особенно арочными и контрфорсными), чтобы не усложнять конструкцию плотины врезкой в нее водоприемника.

На рис. 1.15 показан Нурекский гидроузел на р. Вахше с плотинной из грунтовых материалов высотой 300 м (разрез по зданию ГЭС — см. рис. 6.28).

В верхнем бьефе гидроузла размещены башенные водоприемные сооружения, от которых системой туннелей вода подается к зданию ГЭС, где установлено 9 агрегатов суммарной мощностью 2700 МВт при напоре 230 м. По особым туннелям сбрасывается вода в половодье.

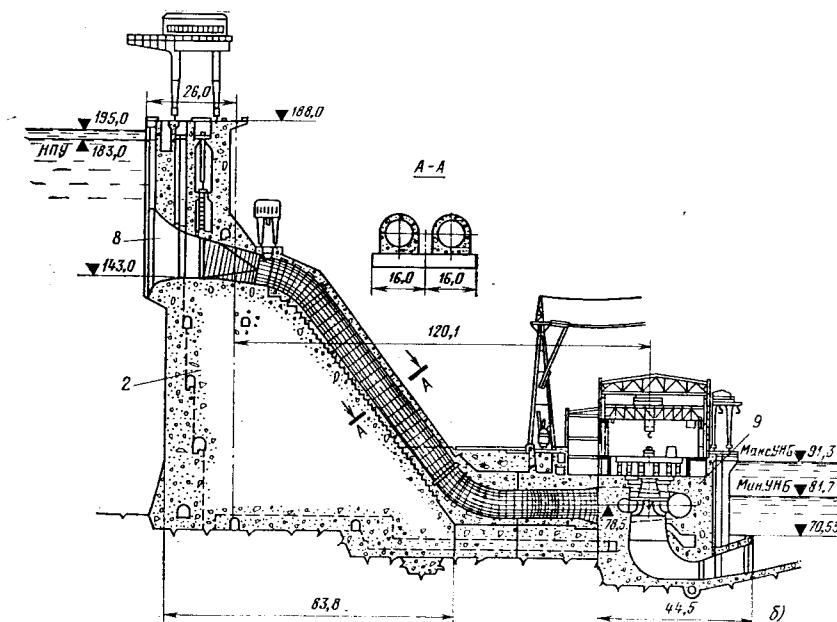
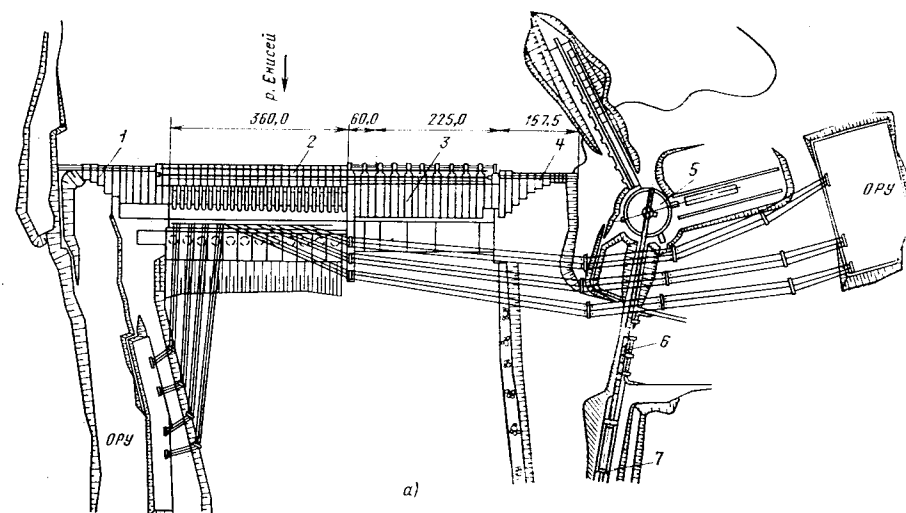


Рис. 1.14. Красноярский гидроузел на р. Енисее:

а — план гидроузла; б — разрез по станционной плотине и зданию ГЭС; 1 и 4 — глухие бетонные плотины; 2 — станционная плотина; 3 — водосливная плотина; 5 — поворотное устройство судоподъемника; 6 — пути судовозной камеры; 7 — судовозная камера; 8 — водоприемник; 9 — здание ГЭС.

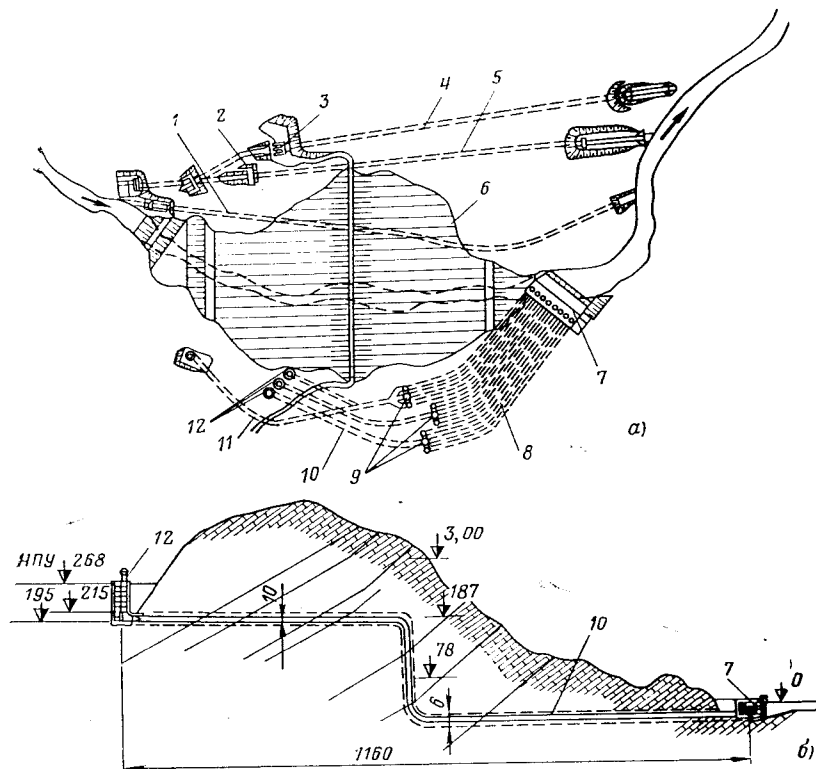


Рис. 1.15. Нурекский гидроузел на р. Вахше:

а — план гидроузла; б — продольный разрез по оси водоподводящих сооружений; 1, 4, 5 — водосбросные туннели; 2, 3 — водоприемники водосбросных туннелей; 6 — плотина из грунтовых материалов; 7 — здание ГЭС; 8 — турбинные водоводы; 9 — развилки водоводов; 10 и 11 — подводящие туннели; 12 — постоянные башенные водоприемники.

Схема с обособленным зданием ГЭС применена на Капчагайском гидроузле на р. Или, Мингечаурском на р. Кура, Курейском на р. Курейка, Бурейском на р. Бурея и др. Обособленное здание ГЭС может быть подземным (например, на Колымском гидроузле на р. Колыма).

1.7. ДЕРИВАЦИОННЫЕ ГИДРОУЗЛЫ

Компоновка и состав сооружений деривационных гидроузлов зависят прежде всего от типа деривации. Разнообразие природных условий создает предпосылки для самых разнообразных схем: на одном гидроузле может совместно применяться как безнапорная, так и напорная деривация; часто совмещаются плотинный и деривационный способы создания напора (плотинно-деривационный гидроузел).

Гидроузлы с безнапорной деривацией сооружаются в предгорных районах, при размещении ГЭС небольшой мощности на оросительных каналах. Типичная схема гидроузла показана на рис. 1.16. Его сооружения расчленяются на три группы: головной узел, деривация, станционный узел. В состав головного узла входят плотина с водосбросами для пропуска расходов половодья и водоприемник с регулятором для впуска в канал. Иногда для защиты канала от отложения на-

носов и для уменьшения истирания наносами облицовок водоводов, деталей турбин непосредственно после регулятора устраивают отстойник.

На трассе деривации (канала) могут возводиться различные инженерные сооружения: акведуки для пропуска канала над оврагами, трубы для пропуска под каналом пересекающих его водотоков, водовыпуски. Иногда к каналу примыкает бассейн суточного регулирования, способный скапливать некоторый запас воды.

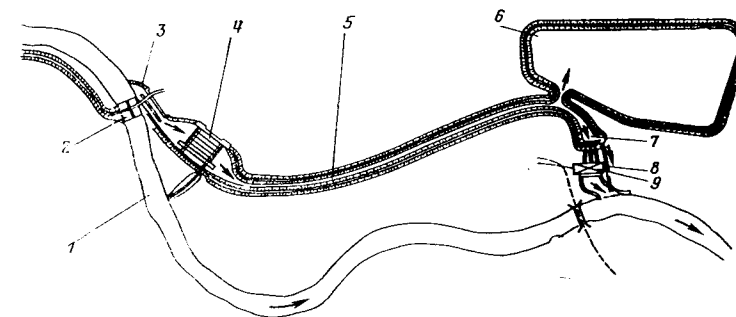


Рис. 1.16. План гидроузла с безнапорной деривацией:

1 — русло реки; 2 — плотина; 3 — водоприемник; 4 — отстойник; 5 — деривационный канал; 6 — бассейн суточного регулирования; 7 — напорный бассейн; 8 — холостой водосброс; 9 — здание ГЭС.

К станционному узлу относятся напорный бассейн, турбинные водоводы и здание ГЭС. В ряде случаев из напорного бассейна устраивается холостой водовыпуск для сброса воды при остановке ГЭС.

Примером гидроузла с безнапорной деривацией является Фархадский гидроузел на р. Сырдарье (рис. 1.17). Этот гидроузел относится к плотинно-деривационным, так как напор, равный 32 м, создается как за счет плотины (20 м), так и за счет подводящей и отводящей деривации (12 м). Канал общей длиной 23 км может пропускать до 460 м³/с воды и предназначен в основном для орошения. Мощность ГЭС 120 МВт.

Гидроузлы с напорной деривацией (рис. 1.18) сооружаются в горных районах и могут иметь очень высокие напоры (до 2000 м). В СССР наивысший напор 569 м имеет Татевская ГЭС на р. Воротане в Армении. В верхнем бьефе плотины размещается водоприемник, от которого вода направляется в напорный деривационный водовод (туннель или трубопровод). В конце напорного водовода обычно устраивается уравнительный резервуар, ограничивающий давление в деривации при гидравлическом ударе и улучшающий условия работы турбин. К зданию ГЭС вода подводится по турбинным водоводам, отходящим от уравнительного резервуара.

Деривационные гидроузлы с подземными зданиями ГЭС. В схемах с безнапорной и, особенно, с напорной деривацией часто применяется подземное здание ГЭС (рис. 1.19). Компоновка гидроузлов с подземными зданиями ГЭС меньше зависит от топографических условий района сооружений, так как здание ГЭС может быть размещено в любом месте трассы деривации; при этом для создания напора может быть использована как подводящая, так и отводящая деривация. В зависимости от расположения здания ГЭС на трассе деривации различают головную, концевую и промежуточную схемы.

При головной схеме (рис. 1.19, а и г) здание ГЭС размещается вблизи головного узла, турбинные водоводы идут к нему непосред-

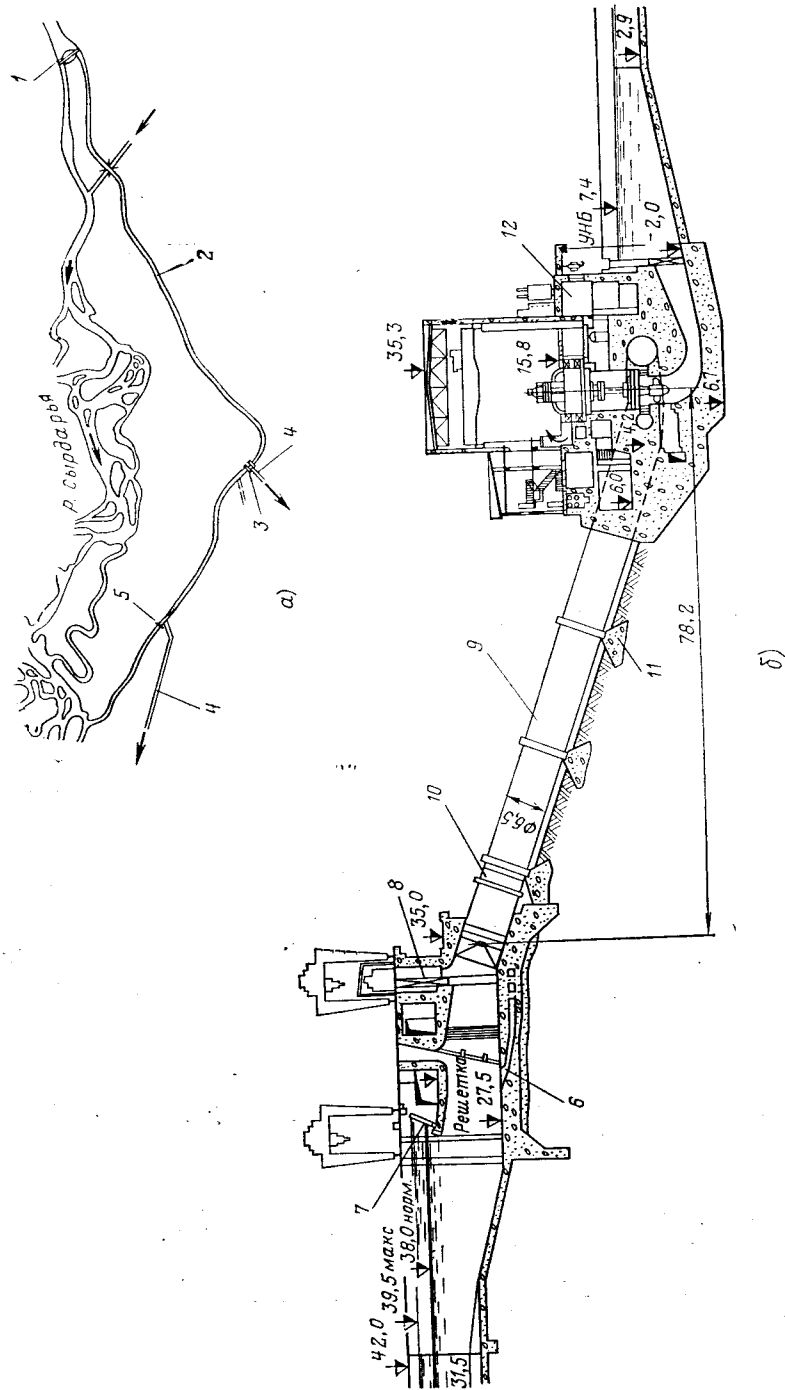


Рис. 1.17. Фархадский гидроузел на р. Сырдарье:
 а — план гидроузла; б — разрез по напорному бассейну и зданию ГЭС; 1 — головной узел; 2 — деривационный канал; 3 — стационный узел; 4 — ороситель-
 ный канал; 5 — водоприемник; 6 — разрыв по напорному бассейну и зданию ГЭС; 7 — шугосброс; 8 — аппаратурный затвор; 9 — турбинный водовод; 10 — компрессор; 11 — опора водовода;
 12 — здание ГЭС.

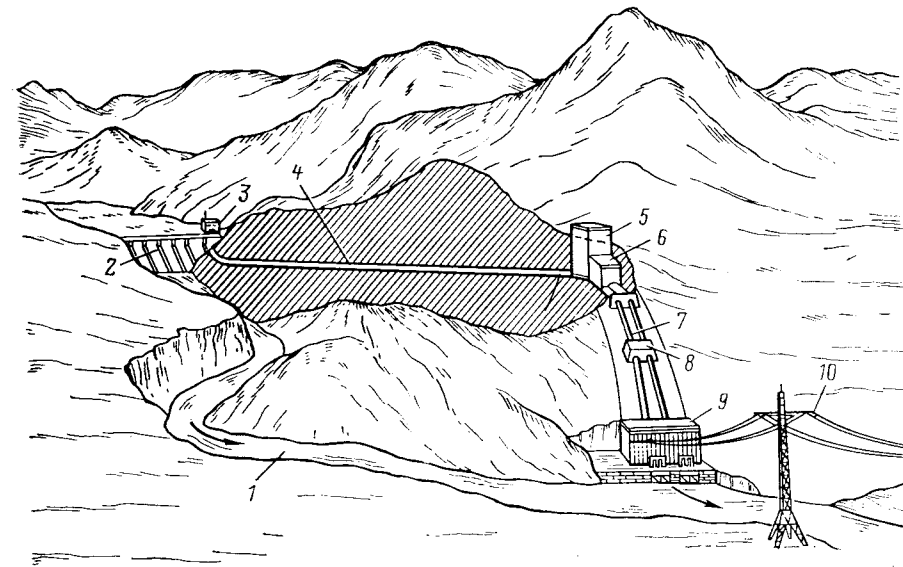


Рис. 1.18. Гидроузел с напорной деривацией:
 1 — русло реки; 2 — плотина; 3 — водоприемник; 4 — деривационный туннель; 5 — уравнительный резервуар; 6 — помещение развилки водоводов; 7 — турбинный водовод; 8 — опора водоводов; 9 — здание ГЭС; 10 — линия электропередачи.

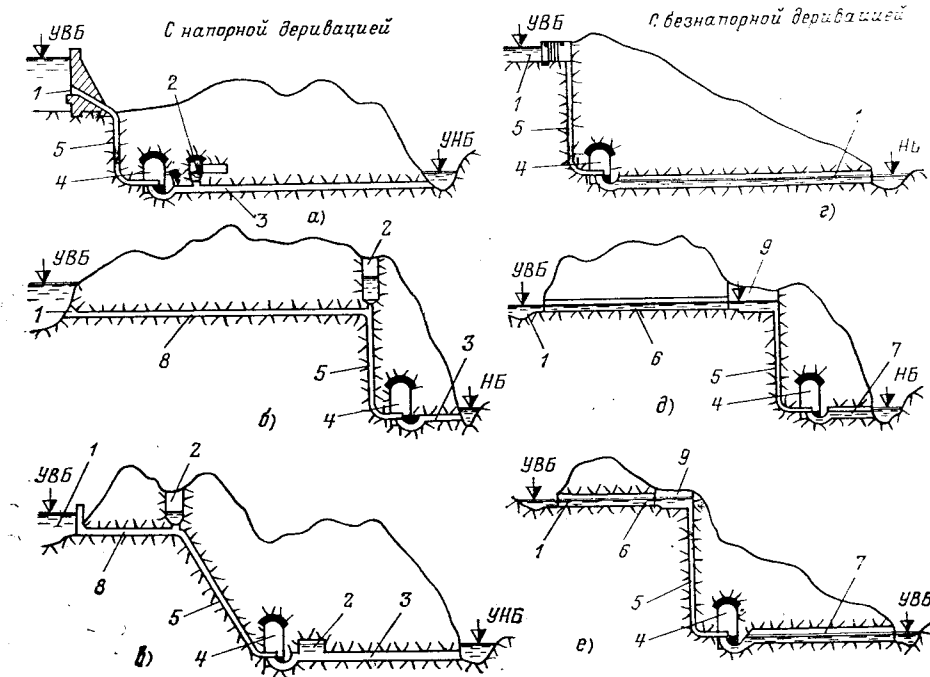


Рис. 1.19. Схемы деривационных гидроузлов с подземными зданиями ГЭС:
 а, б, в — с напорной деривацией; г, д, е — с безнапорной деривацией; а, г — головная схема; б, д —
 промежуточная схема; в, е — конечная схема; 1 — водоприемник; 2 — уравнительный резервуар; 3 —
 отводящий напорный туннель; 4 — здание ГЭС; 5 — турбинный водовод; 6 — подводящий безна-
 порный туннель; 7 — отводящий безнапорный туннель; 8 — подводящий напорный туннель; 9 — на-
 порный бассейн.

венно от водоприемника. От здания ГЭС вода отводится напорным (рис. 1.19,а) или безнапорным (рис. 1.19,г) туннелем. В случае применения напорного отводящего туннеля в его начале иногда приходится устраивать уравнильный резервуар.

Концевая схема (рис. 1.19,б и д) имеет в своем составе длинную подводящую деривацию в виде напорного или безнапорного туннеля. Напорная деривация в этой схеме заканчивается уравнильным резервуаром, а безнапорная — напорным бассейном. Здание ГЭС располагается в конце деривации, вода отводится от него коротким отводящим туннелем.

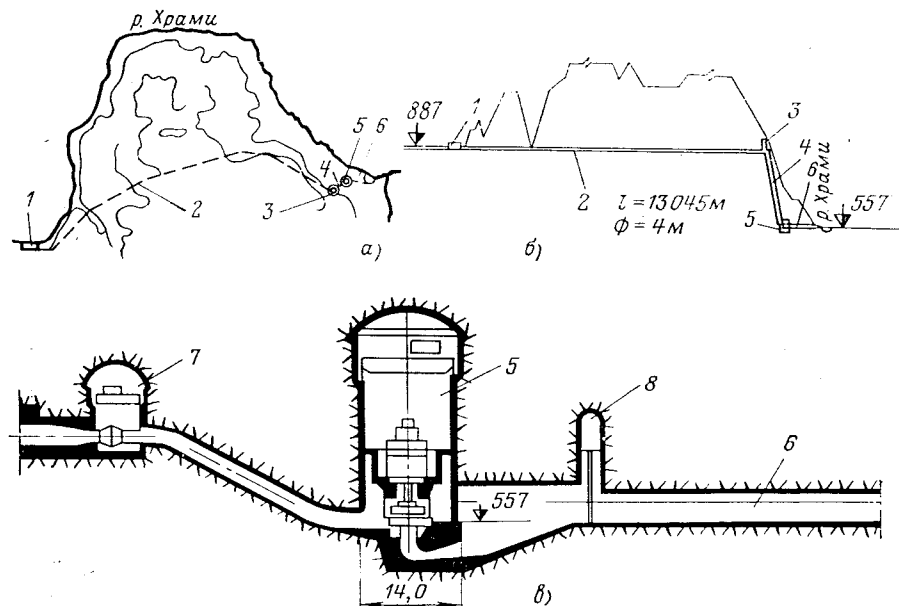


Рис. 1.20. Схема сооружений Храмовой ГЭС на р. Храмы:

а — план сооружений; б — продольный разрез по деривации; в — разрез по зданию ГЭС; 1 — водоприемник; 2 — напорный деривационный туннель; 3 — уравнильный резервуар; 4 — турбинные водоводы; 5 — здание ГЭС; 6 — отводящий туннель; 7 — галерея затворов; 8 — галерея ремонтных затворов.

В промежуточных схемах (рис. 1.19,в и е) здание ГЭС располагается между головным узлом и концом деривации, напор создается частично подводящей, а частично отводящей деривацией.

Головные схемы обычно применяются при напорах не выше 100 м, промежуточные — при напорах 200—250 м. Наиболее распространенная концевая схема применяется при любых напорах.

Примером промежуточной схемы может служить Нивская ГЭС-3 на р. Ниве, концевой — Храмовая ГЭС-2 на р. Храмы в Грузии (рис. 1.20). Этот гидроузел имеет деривацию в виде напорного туннеля диаметром 4 м и длиной 13 км. В подземном здании ГЭС размещены два агрегата суммарной мощностью 110 МВт. Напор ГЭС — 330 м.

1.8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И РОЛЬ ГЭС В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

В современной энергетике используются три типа электростанций: тепловые (ТЭС), вырабатывающие энергию за счет сжигания

органического топлива (угля, газа, нефти, торфа, сланцев); атомные (АЭС), использующие энергию распада ядер урана и гидроэлектрические станции (ГЭС). Электростанции всех типов и распределительные подстанции, к которым подключаются потребители, объединяются линиями электропередачи ВЛ в электроэнергетические системы (энергосистемы), охватывающие крупные экономические районы, целые страны и даже группы стран. Такое объединение позволяет рационально использовать особенности электростанций различных типов, повышает их экономичность, облегчает создание резервов, выравнивает нагрузки.

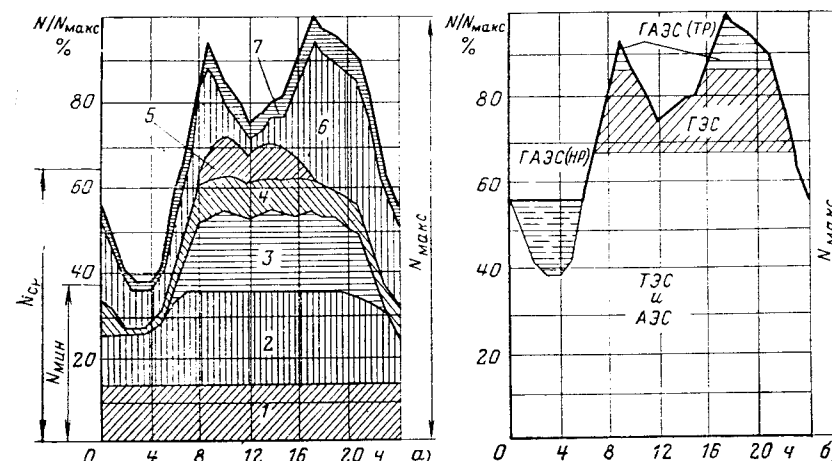


Рис. 1.21. Суточные графики энергосистемы:

а — график нагрузок и его формирование; б — график мощности и его покрытие. 1 — непрерывно действующие предприятия и постоянные потери; 2 — трехсменные предприятия; 3 — двухсменные предприятия; 4 — электрический транспорт; 5 — односменные предприятия; 6 — осветительная нагрузка; 7 — собственные нужды электростанций. HP — насосный режим; TP — турбинный режим.

В СССР действует 11 объединенных энергосистем (ОЭС), большая часть которых включена в единую энергетическую систему страны (ЕЭС СССР). Она охватывает территорию протяженностью с севера на юг около 3000 км, а с запада на восток — 6000 км. Суммарная установленная мощность электростанций, работающих в ЕЭС СССР, достигла 227 млн. кВт.

Электроэнергия потребляется одновременно с ее производством, поэтому суммарная мощность электростанций в каждый момент времени должна в точности равняться суммарной нагрузке от потребителей, подключенных к энергосистеме. Между тем потребность в электроэнергии непрерывно меняется во времени. Зимой эта потребность выше, чем летом, в будние дни — выше, чем в выходные. Но особенно резко меняются нагрузки в течение суток. Для графика нагрузок (рис. 1.21) характерны ночной минимум нагрузок $N_{мин}$ и вечерний пик $N_{макс}$, а также среднесуточная мощность графика $N_{ср}$. Часть графика ниже значения $N_{мин}$ называется базисной, между значениями $N_{мин}$ и $N_{ср}$ — полупиковой, от $N_{ср}$ до $N_{макс}$ — пиковой. Отношение $N_{макс}/N_{мин}$ в большинстве энергосистем в настоящее время достигло 1,8 и продолжает возрастать.

Рассмотрим особенности различных электростанций. Наиболее распространенным типом ТЭС является конденсационная электростанция (КЭС). Она состоит из отдельных энергоблоков мощностью 500, 800, 1200 или 1500 МВт, использует пар предельно высоких параметров (давлением до 24 МПа при температуре до 565°C), потребляет на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии в среднем около 0,33 кг условного топлива (с теплотворной способностью 29,3 МДж/кг), имеет КПД около 40%. Экономичная работа КЭС возможна только при ее работе в базисной части графика с равномерной нагрузкой. При колебаниях нагрузки со снижением мощности (возможным не более чем на 40%) происходит пережог топлива. Пуск из горячего состояния занимает 2—3 ч, из холодного — 6—7 ч.

Другой вид ТЭС — теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), строящиеся для теплоснабжения предприятий и городов. Теплофикационные агрегаты мощностью 50—200 МВт имеют отбор пара на теплофикацию и одновременно вырабатывают электроэнергию по вынужденному графику, определяемому потребностью в тепле. ТЭЦ также должны работать в базисе графика.

Для покрытия пиковой части графика применяют пиковые ТЭС, имеющие пониженные параметры пара и сниженную мощность агрегатов (100—150 МВт), что требует значительного увеличения расхода топлива по сравнению с КЭС.

Из ТЭС наиболее маневренны газотурбинные установки (ГТУ), однако мощность их агрегатов не превосходит 100 МВт. Они запускаются за 15—30 мин и удобны для работы по покрытию пиков графика нагрузки. Недостатком ГТУ является высокий [до 0,5 кг/(кВт·ч)] расход дефицитного нефтяного топлива или газа, а также низкий (около 30%) КПД.

Атомные электростанции представляют собой, по существу, КЭС, у которых котел заменен теплообменником, нагреваемым атомным реактором за счет происходящей в нем цепной реакции распада ядер атомов урана. Расход ядерного топлива по массе в тысячи раз меньше расхода органического топлива, что позволяет строить АЭС в районах, не имеющих топливных ресурсов. Маневренность АЭС невысока, и они должны работать с незначительными изменениями нагрузки в базисной части графика. КПД АЭС — около 25%.

Гидроэлектростанции (ГЭС) с энергетической точки зрения имеют ряд преимуществ по сравнению со всеми типами ТЭС и АЭС. Во-первых, они вообще не нуждаются в топливе, благодаря чему их энергия в 5—6 раз дешевле энергии ТЭС и 8—10 раз дешевле энергии АЭС. КПД гидроэлектростанций очень высок, 80—90%. Во-вторых, ГЭС обладают исключительно высокими маневренными свойствами: работающий гидроагрегат может увеличить мощность практически мгновенно, а запуск остановленного гидроагрегата занимает всего 1—2 мин. Неравномерность графика нагрузки практически не влияет на экономичность работы ГЭС. Эти качества делают ГЭС незаменимыми для работы в пиковой части графика, при этом выравниваются нагрузки на ТЭС и снижается их расход топлива.

Чем больше появляется в системе мощных КЭС и АЭС, тем необходимее становятся регулирующие пиковые электростанции, лучшими из которых являются ГЭС. На рис. 1.21,б показано рациональное покрытие графика нагрузок системы с размещением ТЭС и АЭС в базисной, а ГЭС — в пиковой части графика. Для покрытия пиков графика рационально также применение ГАЭС.

Для надежной работы энергосистема должна располагать резервами мощности: ремонтным, аварийным и нагрузочным (частотным). Особый характер имеет нагрузочный резерв. Он вводится мгновенно в случае нарушения баланса мощности, например при аварийном отключении крупного энергоблока. Задержка ввода может привести к падению частоты тока в системе, перерастающему иногда в крупную аварию с развалом энергосистемы. ГЭС, а также ГАЭС особенно пригодны для использования в качестве такого резерва.

Весьма эффективно создание энергокомплексов, состоящих из сосредоточенных в одном районе мощных ТЭС или АЭС вместе с ГЭС или ГАЭС.

В таких комплексах маневренные ГЭС и ГАЭС выгодно дополняют базисные ТЭС и АЭС: их водохранилища и бассейны одновременно служат источником технического водоснабжения для ТЭС и АЭС, а объединение строительной базы удешевляет строительство.

Другие типы электростанций — приливные, солнечные, геотермальные, ветряные, тепловые станции с магнитогидродинамическими генераторами пока либо не вышли из стадии научных исследований, либо не играют еще заметной роли в энергетическом балансе.

Бесспорные энергетические преимущества ГЭС не дают тем не менее основания противопоставлять их электростанциям других типов. В ряде стран и экономических районов гидроэнергоресурсы либо недостаточны, либо отдалены от центров потребления энергии. Выработка энергии на ГЭС резко колеблется в зависимости от водности года. Начальные затраты на строительство ГЭС чаще всего выше, чем на ТЭС, а сроки строительства длиннее. Не всегда оправданы затраты, связанные с затоплениями при создании водохранилища. Эти обстоятельства и определили место ГЭС в мировой энергетике (см. табл. 1.1). Доля участия ГЭС в энергетическом хозяйстве ряда стран различная, что связано с различной структурой топливно-энергетического баланса и различными традициями в развитии энергетики. Энергетика Норвегии, Швеции, Бразилии, Канады и других стран базируется на ГЭС. При этом Норвегия, Канада, Швеция значительно опережают другие страны по выработке электроэнергии на душу населения.

Роль гидроэлектростанций, разумеется, нельзя оценивать только степенью участия в выработке электроэнергии. Кроме чисто энергетических соображений при оценке ГЭС необходимо учитывать их роль как ведущих предприятий водохозяйственных комплексов, их значение для оздоровления окружающей среды при вытеснении мощностей ТЭС, а также экономии рабочей силы и лучшие условия труда при их эксплуатации.

1.9. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ОХРАНА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

Гидроэнергетика является компонентом и другой важнейшей отраслью народного хозяйства — водного хозяйства.

Вода, особенно пресная, которая составляет всего 2,5% мировых запасов воды, — незаменимое природное богатство, одна из основ жизни на Земле. Доступные запасы пресной воды находятся в основном в реках, среднегодовой сток которых во всем мире составляет около 39000 км³.

Если в прошлые столетия в большинстве районов планеты вода казалась бесплатным и неисчерпаемым природным даром, то в XX веке стремительный рост промышленности и городского населения при-

вел к тому, что вода стала рассматриваться как недешевое и в ряде случаев дефицитное сырье.

Дальнейшее развитие общества стало возможным только при условии рационального использования и охраны водных ресурсов, что потребовало повсеместно проведения в крупных масштабах гидротехнического строительства на реках. При этом осуществляется комплексное использование водных ресурсов, учитывающее нужды различных отраслей хозяйства, в том числе и энергетики. Гидроузлы, создаваемые в интересах разных отраслей народного хозяйства, называются комплексными. К ним относятся большинство действующих и все строящиеся гидроузлы нашей страны.

В водном хозяйстве различают водопользование, не сопровождающееся изъятием воды из реки (гидроэнергетика, водный транспорт, рыбное хозяйство, отдых населения), и водопотребление, т. е. забор воды без возвращения или с частичным ее возвращением в реку (орошение, промышленное и бытовое водоснабжение). Отрасли хозяйства — водопотребители и водопользователи, совместно использующие водные ресурсы реки или бассейна, называются участниками водохозяйственного комплекса. Гидроэнергетика в ряде случаев выполняет пионерную роль в освоении водных ресурсов и становится главным участником комплекса. В других случаях она отходит на второй план и лишь использует водную энергию, концентрирующуюся при гидротехническом строительстве, проводимом в неэнергетических целях.

Использование водных ресурсов неразрывно связано с мероприятиями по их охране, прежде всего для обеспечения необходимого качества воды. При осуществлении гидротехнического строительства, вносящего значительные изменения в природные условия, должны тщательно учитываться все факторы его воздействия на окружающую среду.

Водопотребление. В настоящее время из рек забирается более 7% их годового стока, а к концу века отбор воды удвоится.

Среднегодовой сток рек СССР составляет 4688 км³, по водности наша страна занимает второе место в мире (после Бразилии). Однако наиболее обжитые районы СССР — южная зона европейской части, Средняя Азия и Закавказье имеют сток лишь 732 км³ и по обеспеченности водой на душу населения не могут считаться достаточно обводненными. Распределение речного стока по территории не совпадает, таким образом, с потребностями общества.

Речной сток крайне неравномерно распределен и во времени; более 50% его проходит в короткий период половодья, поэтому использование водных ресурсов в природном их виде уже давно стало недостаточным. Основным средством решения не столько энергетических, сколько водохозяйственных проблем стало создание водохранилищ, накапливающих воду за счет естественного стока и позволяющих расходовать ее по мере потребности. В мире насчитывается более 10 тысяч крупных водохранилищ с объемом воды в них более 5000 км³ (примерно 250 годовых стоков Волги). Они занимают территорию 400 тыс. км² (10 территорий Нидерландов). Более 1000 крупных водохранилищ с суммарным объемом воды 1012 км³ и площадью 64 тыс. км² создано в СССР.

Несмотря на затопление территорий и ряд других нежелательных последствий, создание водохранилищ является острой необходимостью. В табл. 1.2 даны сведения о крупнейших водохранилищах мира и СССР.

Орошение. Главным водопотребителем, использующим около 70% забираемой из рек воды, является орошение, при этом до 75% использованной для орошения воды в реки не возвращается. Во всем мире орошается около 230 млн. га. Орошаемая площадь в СССР — около 17 млн. га. Эта площадь постоянно увеличивается, так как из 608 млн. га сельскохозяйственных угодий страны свыше 65% расположено в засушливых зонах, где нет гарантии стабильных урожаев, а в ряде районов, особенно в Средней Азии, сельское хозяйство без полива вообще невозможно.

Таблица 1.2

Характеристика крупнейших водохранилищ

Водохранилище, река	Объем, км ³		Полезный объем, отнесенный к годовому стоку
	полный	полезный	
Оуэн-Фолс, р. Виктория-Нил	204	—	—
Братское, р. Ангара	169	48	0,53
Кариба, р. Замбези	160	46	—
Насер, р. Нил	157	74	—
Красноярское, р. Енисей	73	30	0,34
Куйбышевское, р. Волга	58	34	0,14
Мингечаурское, р. Кура	16	8	0,67
Нурекское, р. Вахш	10	5	0,22
Бухтарминское, р. Иртыш	53	31	1,67

Различают самотечное и машинное орошение. При самотечном для подачи воды на поля используют подпор, созданный плотинной гидроузла. Высота подачи воды на поля ограничена этим подпором. При машинном орошении воду подают на любую высоту мощными насосами и затем распределяют по каналам.

Водохранилища создают запас воды на поливной период, а ГЭС, входящие в состав комплексных гидроузлов, обеспечивают электроэнергией насосные станции. Большинство отечественных оросительных систем создано на базе комплексных гидроузлов. Так, комплексные гидроузлы бассейна р. Сырдарья: Фархадский, Кайраккумский, Чардаринский, каскад Чирчикских и другие обеспечивают полив 3 млн. га, Нурекский гидроузел — около 500 тыс. га, Токтогульский — более 400 тыс. га.

На базе водохранилищ Волжского и Днепровского каскадов орошается около 2,5 млн. га.

Более 40% площадей в СССР орошается за счет машинного орошения, причем мощность насосных станций достигла уже 8000 МВт.

Водоснабжение. Значительные количества воды потребляет промышленность, особенно металлургическая, химическая и целлюлозно-бумажная. Крупным потребителем воды стали тепловая и атомная энергетика. Так, расход воды на охлаждение конденсаторов КЭС мощностью 4800 МВт составляет около 300 м³/с, атомная электростанция такой же мощности требует до 450 м³/с воды. Потребность в воде промышленности и энергетики во многих развитых промышленных районах (Донбасс, Южный Урал, Северный Казахстан и др.) превышает имеющиеся там природные ресурсы. Это заставляет создавать водохранилища для более полного использования местного стока и строить крупные гидротехнические комплексы для подачи воды в такие районы

из других бассейнов. Примером могут служить канал Днепр — Кривой Рог протяженностью 76 км с подачей воды 35 м³/с, канал Иртыш — Караганда длиной 455 км с подачей с помощью 22 насосных станций 76 м³/с воды на высоту около 450 м. Большинство таких водохозяйственных систем берет начало из крупных водохранилищ комплексных гидроузлов.

Коммунальное водоснабжение потребляет не более 10% воды от количества, расходуемого промышленностью, но оно очень важно, так как удовлетворяет непосредственные нужды людей.

В ряде случаев водоснабжение может стать главным участником водохозяйственного комплекса. Так, реконструкция Верхней Волги в основном была осуществлена для водоснабжения Москвы, хотя и имела большое значение для водного транспорта и энергетики.

Защита вод от загрязнения. Некоторая часть воды, расходуемой на орошение, и большая часть воды, расходуемой на водоснабжение, возвращается в реки. При этом в неочищенных промышленных и коммунальных стоках содержится большое количество минеральных, органических, химических, бактериальных загрязнений, которые, если не принимать специальных мер, делают воду реки непригодной для питья, купания, водного спорта, для жизни рыб, водоплавающих птиц, а иногда и для технических нужд. Вода, стекающая с полей, выносит в реки растворенные в ней минеральные удобрения, ядохимикаты.

Тепловые и атомные электростанции сбрасывают чистую, но подогретую воду (так называемое тепловое загрязнение), что нарушает микробиологический и кислородный режим, вызывает гибель рыбы и развитие вредных водорослей.

Кроме загрязненных стоков большую опасность для рек представляют непосредственные загрязнения, особенно нефтяными продуктами и выделениями от загнивания и выщелачивания затонувшей при лесосплаве древесины. Природные воды обладают замечательной способностью к самоочищению под воздействием кислорода, деятельности водной растительности и микроорганизмов, солнечной радиации. В сравнительно недавнем прошлом реки «справлялись» с небольшими объемами загрязнений, но в настоящее время в промышленно развитых странах процессы самоочищения не могут сохранить качество воды. Мертвыми стали, например, такие реки, как Миссисипи в США, Рейн в ФРГ и другие.

Проблемы загрязнения рек существуют и в СССР, причем особенно заметный урон эти загрязнения наносят рыбному хозяйству, эффективность которого несовместима с загрязнениями воды.

В последние десятилетия принят ряд мер по охране водной среды. В 1970 г. Верховным Советом СССР утверждены «Основы водного законодательства Союза ССР и союзных республик», приняты постановления о предотвращении загрязнений бассейнов рек Волги, Урала, Днепра, Дона, Иртыша, озера Байкал и др. Ведутся работы по строительству очистных сооружений, которых только в бассейнах Волги и Камы с 1967 по 1972 г. построено более 700, что привело к заметному улучшению качества воды. В ближайшем будущем сброс неочищенных стоков будет полностью прекращен. Большое значение придается устройству на промышленных предприятиях замкнутых циклов водоснабжения, при которых очищенная вода вновь поступает в технологический процесс. Сбросов в реку при этом вообще не производят, а забирают из реки лишь то количество воды, которое расходуется безвозвратно.

Последствия создания водохранилищ. При создании водохранилищ неизбежны потери некоторой части земли в долинах рек. Так, в СССР водохранилищами занято около 1,3 млн. га сельскохозяйственных угодий. Целесообразность затоплений в каждом случае подвергается тщательному экономическому обоснованию с учетом средств, необходимых для компенсации ущерба. При создании новых гидроузлов принимаются меры для сокращения затоплений путем снижения напоров на ступенях каскадов, обвалования мелководных участков и др. Образование водохранилищ обычно способствует самоочищению воды, и ее качество, особенно в северных районах, улучшается. Однако на юге в водохранилищах нередко наблюдается появление вредных водорослей, которые после отмирания разлагаются и отравляют воду. Этому процессу способствует увеличение содержания в воде органических веществ из-за плохой подготовки ложа водохранилища в сочетании с поступлением органических веществ с неочищенными стоками, смывом с полей удобрений, а также чрезмерный прогрев воды на мелководьях. В прибрежной зоне крупных водохранилищ увлажняется климат и смягчаются температурные перепады. Таким образом, создание водохранилищ вносит как нежелательные, так и полезные изменения в окружающую среду. Положительный эффект, как правило, преобладает, что обеспечивается тщательными научными и проектными работами, предшествующими созданию водохранилищ.

Водный транспорт занимает важное место в водохозяйственных комплексах. Создание на реках водохранилищ, особенно каскадов, превращающих реку в «цепочку» водохранилищ, как правило, благоприятно для развития водного транспорта, так как при этом увеличиваются судоходные глубины, появляется возможность использования крупнотоннажных судов, спрямляются судовые ходы, ранее несудоходные реки становятся судоходными. В нижнем бьефе гидроузлов судоходные условия улучшаются за счет пусков воды из водохранилищ. Необходимым условием судоходства является сооружение в составе комплексных гидроузлов судоходных шлюзов или судоподъемников. Доля водного транспорта в грузообороте нашей страны пока еще недостаточно велика и составляет около 8%, но для ряда отраслей водные перевозки массовых грузов с наименьшей стоимостью чрезвычайно важны. У нас насчитывается 150 тыс. км внутренних водных путей, причем большая часть из них связана с каскадами гидроузлов, таких как Волжско-Камский и Днепровский. Созданы предпосылки для дальнейшего развития водного транспорта.

Здравоохранение и спорт. Речные водохранилища превращаются в места массового отдыха людей, чему способствуют появление больших водных поверхностей, удобных для водного спорта и туризма, улучшение климатических условий вдоль берегов. Создаются санатории, дома отдыха, туристские базы, пионерские лагеря. В ряде случаев небольшие водохранилища создаются специально для оздоровления местности и улучшения условий отдыха.

Рыбное хозяйство. Гидротехническое строительство на реках приводит к коренному изменению гидробиологического режима, что может привести к нарушению нормальных условий жизни тех пород рыбы, которые существовали в естественных условиях. Особенно неблагоприятные условия создаются для жизни проходных пород рыб, которые в естественных условиях ежегодно направляются для нереста из морей в верховья рек, чему препятствуют плотины гидроузлов.

Нарушает естественный процесс нереста изменившийся режим расходов и уровней воды в реке: при уменьшенных расходах в половодье перестают затопливаться в нижнем бьефе природные нерестилища. Большой вред рыбе, особенно в период нереста, наносят колебания уровней при суточном регулировании. Неблагоприятны также изменения температурного режима, неизбежные при создании водохранилищ. Одновременно создаются благоприятные условия для жизни пород рыб, приспособленных к озерным условиям.

Мероприятия, проводимые в водохозяйственном комплексе для увеличения продуктивности рыбного хозяйства, делятся на две группы: компенсация ущерба, наносимого рыбному стаду, сформировавшемуся в естественных условиях, и разведение новых пород рыб.

Гидроузлы на реках, в которых обитают проходные рыбы, снабжаются рыбоходами, позволяющими рыбе преодолевать створы плотин. Применяются плавучие рыбоаккумуляторы — контейнеры для доставки рыбы из нижнего бьефа в верхний, перед плотинами сооружаются искусственные нерестилища. Режим расходов приспособляют к нуждам рыбного хозяйства. Наибольший эффект дают заводы по искусственному выращиванию мальков проходных рыб, действующие, например, в низовьях Волги. Они обеспечивают постепенное увеличение стада осетровых рыб и наращивание их уловов.

Для разведения озерных рыб новых пород доставляют икру и мальков из других бассейнов, что при удачном подборе пород позволяет в кратчайшие сроки начинать промышленную добычу новых видов рыбы. Таким образом, удалось на ряде водохранилищ (Цимлянское на р. Дон, ряд водохранилищ Средней Азии) добиться увеличения уловов в несколько раз по сравнению с ранее существовавшими естественными условиями. Многочисленные примеры увеличения уловов известны и из зарубежной, особенно шведской, практики.

Очевидно, что при осуществляемых крупномасштабных работах по комплексному использованию водных ресурсов и наличии благоприятных предпосылок, создаваемых водохранилищами, рыбная ловля естественно размножающейся рыбы должна постепенно превратиться в составное звено рыборазведения подобно тому, как охота на дикого зверя по мере освоения человеком суши уступила место животноводству. Этот неизбежный процесс может успешно осуществляться только при условии постепенного уменьшения загрязнения вод, которое в первую очередь наносит ущерб рыбному хозяйству.

Защита от наводнений. Долины многих рек периодически подвергаются разрушительным наводнениям и из-за этого слабо используются для сельского хозяйства и расселения людей. Радикальный способ борьбы с наводнениями — создание на таких реках гидроузлов с емкими водохранилищами. Значительная доля экономического эффекта, например Зейского гидроузла на Дальнем Востоке, получена за счет сокращения ущерба от наводнений. На многих реках западных районов Украины и других областей страны также необходимо строительство гидроузлов для защиты от наводнений. С этой в частности целью строятся, например, Днестровский гидроузел.

Воздействие ГЭС на окружающую среду. ГЭС — это весьма «чистое» предприятие, не создающее каких-либо загрязнений земли, воды и атмосферы. Более того, заменяя ТЭС, гидроэлектростанции значительно уменьшают общие загрязнения, создаваемые энергетикой.

ТЭС, особенно работающие на угле, выбрасывают в атмосферу и рассеивают на обширных территориях золу и вредные газы, в частно-

сти сернистые, которые, смешиваясь с водяными парами, превращаются в серную кислоту, выпадающую с осадками в водоемы и отравляющую их. Атомные электростанции не загрязняют атмосферы, но создают опасные радиоактивные отходы, ликвидация которых является трудноразрешимой проблемой. О тепловом загрязнении вод, с которым связана работа ТЭС и АЭС, упоминалось выше. Действующие в настоящее время в нашей стране ГЭС предотвращают ежегодный выброс в атмосферу около 7 млн. т золы и газов, а также сброс в реки нескольких десятков кубических километров подогретой воды.

В глобальном масштабе неограниченное и неконтролируемое развитие энергетики, особенно ядерной, может в будущем нарушить тепловой баланс планеты с труднопредсказуемыми для человечества последствиями. Гидроэнергетика, использующая преобразованную солнечную энергию, не изменяет теплового баланса в масштабах планеты, а лишь перераспределяет энергию, получаемую от Солнца.

1.10. РАЗВИТИЕ СОВЕТСКОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ И ЕЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Гидроэнергетические станции входят в важнейшую отрасль народного хозяйства — электроэнергетику, которая необходима для всех других отраслей и в силу этого занимает особое место в экономике народного хозяйства. Одним из главных заветов В. И. Ленина является электрификация всей страны как единственно возможный путь создания материально-технической базы коммунизма. Ленинский принцип ведения народного хозяйства предусматривает развитие энергетики более высокими темпами по сравнению с другими отраслями промышленного производства. Это обеспечивает не только непрерывный рост продукции, но и неуклонное увеличение производительности труда за счет роста его энерговооруженности. Гениальный лозунг В. И. Ленина: «Коммунизм — это есть Советская власть плюс электрификация всей страны» — на многие годы вперед определил генеральное направление развития народного хозяйства.

В царской России насчитывалось несколько десятков гидросиловых установок небольшой мощности, обычно с мельничными колесами. Самой крупной была Мургабская ГЭС в Средней Азии мощностью 1,35 МВт, а общая мощность ГЭС составляла 16 МВт с годовой выработкой энергии 5 млн. кВт·ч.

22 декабря 1920 г. был принят план ГОЭЛРО — ленинский план электрификации страны. Он предусматривал строительство в течение 10—15 лет тридцати крупных для того времени электростанций общей мощностью 1750 МВт, в том числе десяти ГЭС мощностью 640 МВт. К 1935 г. этот план был перевыполнен в 2,5 раза. Первой крупной советской гидроэлектростанцией стала вошедшая в строй в 1927 г. Волховская ГЭС мощностью 66 МВт, организацией строительства которой занимался сам В. И. Ленин, а в 1934 г. была пущена самая мощная в Европе Днепровская ГЭС имени В. И. Ленина мощностью 650 МВт. Эта ГЭС стала гордостью советского народа, символом индустриальной мощи первой в мире социалистической страны.

Гидроэлектростанции имели особое значение в годы Великой Отечественной войны. От Волховской ГЭС по кабелю, проложенному по дну Ладожского озера, подавался ток в осажденный Ленинград. Мурманская энергосистема, отрезанная от топливных баз, питалась исключительно от своих ГЭС, для энергоснабжения Москвы важную роль играли Угличская и Рыбинская ГЭС.

Таблица 1.3

Динамика развития энергетики

Показатель	1925 г.	1935 г.	1945 г.	1955 г.	1965 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г. (план)
Установленная мощность электростанций, млн. кВт	1,4	6,9	11,1	37,2	115	217	267	328
в том числе ГЭС, млн. кВт	0,03	0,9	1,3	6,0	22,2	40,5	52,3	65
Доля мощности ГЭС, %	1,9	12,9	11,3	16,1	19,3	18,6	19,5	19,1
Годовая выработка электростанций, млрд. кВт·ч	2,9	26	43	170	507	1039	1294	1550—1600
в том числе ГЭС, млрд. кВт·ч	0,04	3,7	4,8	23	81	126	184	230—235
Доля электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС, %	1,4	14	11	14	16	12	14,2	14—15

После войны электроэнергетика, в том числе и гидроэнергетика, быстро восстановив ущерб, нанесенный фашистской оккупацией, развивались стремительными темпами и уже в 1947 г. СССР по производству электроэнергии вышел на второе место в мире. В табл. 1.3 приведены данные развития советской энергетики и гидроэнергетики.

Приведенная выше табл. 1.1 дает представление о современном состоянии энергетики в СССР в сравнении с наиболее развитыми странами мира.

В гидроэнергетике СССР количественный рост сопровождается еще более заметным качественным ростом. Наша промышленность освоила выпуск одних из наиболее мощных в мире и больших по размерам гидротурбин и гидрогенераторов, советское оборудование поставляется во многие страны мира. Создана признанная во всем мире советская школа гидроэнергетики, наши специалисты научились строить гидроэлектростанции любых мощностей, разнообразных типов, при любых

Таблица 1.4

Действующие гидроэлектростанции мощностью более 1000 МВт

Гидроэлектростанция, река	Установленная мощность, МВт	Расчетный напор, м
Саяно-Шушенская, р. Енисей	6400	194
Красноярская имени 50-летия СССР, р. Енисей	6000	93
Братская имени 50-летия Великого Октября, р. Ангара	4500	100
Усть-Илимская имени Ленинского комсомола, р. Ангара	4320	85,5
Нурекская, р. Вахш	2700	230
Волжская имени XXII съезда КПСС, р. Волга	2541	20
Волжская имени В. И. Ленина, р. Волга	2300	20
Днепрогэс имени В. И. Ленина (со второй очередью), р. Днепр	1538	36,3
Чебоксарская, р. Волга	1404	12,4
Саратовская имени Ленинского комсомола, р. Волга	1360	9,7
Ингурская, р. Ингури	1300	325
Зейская, р. Зея	1290	78,5
Нижекамская, р. Кама	1248	12,4
Токтогульская, р. Нарын	1200	140
Воткинская, р. Кама	1000	17,5
Чиркейская, р. Сулак	1000	170

напорах. Красноярская и Саяно-Шушенская ГЭС — самые мощные в мире. В табл. 1.4 приведены основные показатели наиболее крупных отечественных ГЭС.

Для советской гидроэнергетики характерно планомерное освоение гидроэнергоресурсов рек путем создания на них каскадов ГЭС. В стране действует более 20 каскадов с мощностью входящих в них ГЭС свыше 20 млн. кВт. Наиболее крупные каскады: Волжско-Камский, Днепровский, Ангаро-Енисейский, Нарынский.

Действующие ГЭС благодаря низкой себестоимости энергии дают около 2/3 прибыли в энергетике. Они сберегают ежегодно около 65 млн. т условного топлива, улучшают условия работы энергосистем, предотвращают дополнительное загрязнение атмосферы. Гидроэлектростанции за счет высокого уровня автоматизации и совершенства технологического процесса высвобождают для других отраслей народного хозяйства около 340 тысяч работников, которые были бы заняты на тепловых электростанциях, вырабатывающих соответствующее количество электроэнергии. Входя в состав комплексных гидроузлов, ГЭС способствуют решению ряда задач других отраслей народного хозяйства. Крупные ГЭС выполняют пионерную роль в освоении новых экономических районов, особенно в Сибири, на Крайнем Севере, на Дальнем Востоке, становясь центрами территориально-производственных комплексов.

В настоящее время особое внимание уделяется развитию атомной энергетики и теплоэнергетики, основанной на использовании низкосортных углей, в то время как сжигание нефти и газа в топках электростанций становится нерациональным. В этих условиях повышается интерес к гидроэнергетике, как с точки зрения сбережения топлива, так и для создания маневренных мощностей в энергосистемах, дополняющих мощные, но маломаневренные ТЭС и АЭС. Это новое направление было сформулировано в решениях XXV съезда КПСС и послужило основой развития энергетики в десятой пятилетке. За 1975—1980 гг. выработка электроэнергии в СССР увеличилась с 1039 до 1294 млрд. кВт·ч, т. е. на 25%. В то же время выработка энергии на ГЭС увеличилась с 126 до 184 млрд. кВт·ч, т. е. на 46%. Удельный вес гидроэнергии увеличен с 12,0 до 14,2% общей выработки электроэнергии. Введен в строй ряд крупнейших ГЭС: Саяно-Шушенская, Усть-Илимская, Нурекская, Ингурская, ДнепроГЭС-2, Нижнекамская, Чебоксарская и др.

К Единой энергетической системе страны присоединилась объединенная энергосистема Сибири. Начато строительство ряда новых гидроузлов, создан значительный задел на одиннадцатую пятилетку.

Решения XXVI съезда КПСС предусматривают, что прирост производства электроэнергии в одиннадцатой пятилетке будет происходить в основном за счет ядерного горючего, гидроэнергии и использования дешевого угля в восточных районах страны. На атомных электростанциях и ГЭС намечено получить более 70% прироста выработки электроэнергии, а в европейской части страны — почти весь прирост. Общая выработка электроэнергии будет доведена до 1550—1600 млрд. кВт·ч, в том числе на ГЭС до 230—235 (около 14—15%). Это потребует ввода 12,4 млн. кВт новых гидроэлектрических мощностей.

Намечено осуществить строительство крупных ГЭС в Сибири (окончить строительство Саяно-Шушенской ГЭС, развернуть строительство Богучанской ГЭС), на Дальнем Востоке (Бурейская ГЭС), в северных районах (Колымская ГЭС), в Средней Азии (Рогунская, Байпазинская,

Курпсайская, Ташкумырская ГЭС), продолжить освоение гидроэнергоресурсов Северного Кавказа и Закавказья (Жинвальская, Худонская, Намаханская, Шамхорская ГЭС), ввести мощности на Нижнекамской и Чебоксарской ГЭС, развернуть строительство Даугавпилсской ГЭС и ряда других ГЭС.

Полнее будут использоваться гидроэнергоресурсы малых рек. Решено приступить к проведению подготовительных работ по переброске части стока северных рек в бассейн Волги и продолжить научные и проектные проработки по переброске части вод сибирских рек в Среднюю Азию и в Казахстан. Исследовательские и проектно-изыскательские работы будут вестись по приливным электростанциям.

Перспективы развития гидроэнергетики следует рассматривать как с позиций развития энергетического хозяйства, так и с позиций комплексного водохозяйственного строительства. В стране имеются значительные резервы для дальнейшего ведения гидроэнергетического строительства.

В Поволжье, Центре и на Юге европейской части СССР, а также на Урале наиболее эффективные гидроэнергоресурсы уже использованы, реализовано около 65% экономического потенциала. Тем не менее имеется возможность и необходимость строительства ряда сравнительно небольших гидроузлов, связанных с орошением и водным хозяйством. Потребности энергетики в пиковых мощностях должны в условиях интенсивного строительства АЭС удовлетворяться за счет строительства ГАЭС. На Кавказе и в Закавказье, где еще не использовано 80% ресурсов, будет продолжаться строительство комплексных гидроузлов и ГЭС средней мощности на реках Терек, Аварское Койсу, Сулак, Ингури, Риони, Кура, Арагви.

С вводом в эксплуатацию Чебоксарской и Нижнекамской ГЭС заканчивается создание Волжско-Камского каскада. На очереди — проблема переброски части стока северных рек в бассейн Волги, а затем Дона. Реки, впадающие в Каспийское, Черное и Азовское моря, имеют годовой сток около 400 км³, в их бассейнах живет около 135 млн. чел. и возделывается 200 млн. га сельскохозяйственных земель. В то же время в Баренцево, Белое и Балтийское моря стекает 500 км³, хотя в бассейнах этих морей живет только 20 млн. чел. и имеется всего 22 млн. га обрабатываемых земель. Переброска части стока северных рек на юг решит ряд проблем: обеспечит дополнительную выработку энергии на существующих ГЭС, создание глубоководного пути от Нарьян-Мара до Астрахани, улучшение санитарного состояния рек, расширение орошения, развитие рыбного хозяйства, позволит стабилизировать уровень Каспийского моря. Переброску предполагается вести из Печоры и Вычегды в Каму и из Онеги и Сухоны в Шексну сначала в размере около 24 км³ в год. Осуществление такого комплекса потребует создания ряда ГЭС, крупных насосных станций, каналов.

В Средней Азии комплексные гидроузлы имеют особое значение для расширения площадей орошаемых земель. Начато строительство крупнейшей Рогунской ГЭС на р. Вахш и ряда других гидроэлектростанций на Нарыне, Амударье, Кокомере. Запасы гидроэнергии в Средней Азии также велики, а экономический потенциал использован всего на 10%. Однако водные ресурсы для развития орошения в Средней Азии ограничены и при полном их использовании позволяют дополнительно лишь 6—7 млн. га. Дальнейшее развитие этих районов связано с осуществлением планов переброски в Среднюю Азию части стока сибирских рек. Для переброски должны быть построены

крупные ГЭС, насосные станции уникальной мощности, каналы с пропускной способностью до нескольких тысяч кубических метров в секунду.

Основные гидроэнергетические ресурсы, сосредоточенные в азиатской части СССР использованы всего на 9%. Постепенное их освоение будет способствовать экономическому освоению этих богатейших районов страны. Гидроэнергетический потенциал Енисея и Ангара составляет около 290 млрд. кВт·ч, а освоено менее половины этих ресурсов. Выявлена возможность строительства таких ГЭС, как Среднеенисейская, Осиновская, Игарская мощностью по 5000—6000 МВт каждая, мощность ГЭС на Подкаменной Тунгуске намечается равной 2500 МВт.

Практически не начато использование ресурсов бассейна Лены, потенциал которого — 235 млрд. кВт·ч в год. Здесь рассматривается возможность строительства Мухтуйской, Олекминской, Якутской ГЭС мощностью по 2000—4000 МВт, сооружение Нижнеленской ГЭС мощностью 20 000 МВт с ежегодной выработкой 100 млрд. кВт·ч.

Строительство Зейской и Бурейской ГЭС положило начало освоению ресурсов притоков Амура. На них выявлена возможность сооружения ряда новых ГЭС, расположенных в районе строительства Байкало-Амурской магистрали.

Во всех странах, располагающих гидроэнергоресурсами, ведется интенсивное гидроэнергетическое строительство. В США, в частности, ведется расширение самой мощной ГЭС Гранд Кули с целью увеличить ее мощность с 2715 до 9315 МВт. В Канаде завершено строительство крупнейшей в мире подземной ГЭС Черчилл Фолс мощностью 5225 МВт, строится комплекс из четырех ГЭС на р. Ла Гранд общей мощностью 8300 МВт. Бразилия и Парагвай начали совместное строительство ГЭС Итайпу на р. Парана, мощность которой составит 12600 МВт. Во всех развитых странах мира ведется интенсивное строительство ГАЭС.

Крупные перспективы развития гидроэнергетики в нашей стране делают необходимым дальнейшее совершенствование оборудования, конструкций и технологии строительства, подготовки большого количества квалифицированных специалистов для обеспечения снижения стоимости и ускорения возведения гидроэнергетических объектов.

ГЛАВА ВТОРАЯ

ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

2.1. ЗАДАЧИ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ И ИСХОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Проектирование комплексного использования водных ресурсов реки начинается с составления нескольких вариантов схем, отличающихся способами создания напора, расположением створов гидроузлов, подпорными отметками и т. п. Для сопоставления вариантов нужны количественные оценки, поэтому для каждого из них следует определить мощность намечаемых ГЭС и количество энергии, которую они могут выработать, установить, каким количеством воды могут располагать потребители. Расчеты, производимые для определения количественных значений элементов энергетического и водного режимов, называются водноэнергетическими.

В составе этих расчетов выполняются расчеты регулирования стока, т. е. перераспределения бытового стока во времени с помощью водохранилищ, выполняемые для удовлетворения нужд водохозяйственного комплекса. Определяются энергетические показатели намечаемых ГЭС при работе на зарегулированном стоке.

Результаты водноэнергетических расчетов служат основой для выполнения энергоэкономических расчетов, позволяющих оценить эффективность планируемых мероприятий и окончательно выбрать наиболее рациональный вариант схемы использования реки.

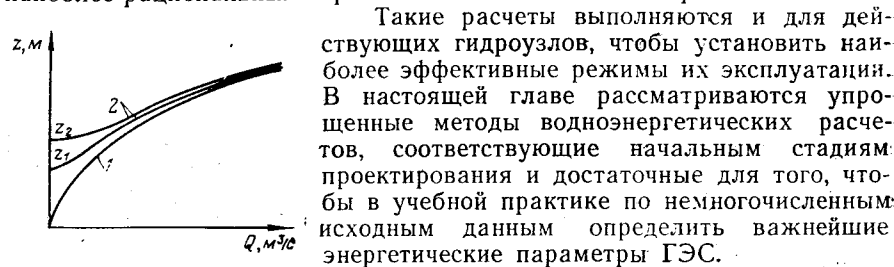


Рис. 2.1. Кривые связи уровня и расходов:

1 — при отсутствии подпора; 2 — при наличии подпора от ниже лежащего гидроузла (z_1 и z_2 — подпорные отметки).

Такие расчеты выполняются и для действующих гидроузлов, чтобы установить наиболее эффективные режимы их эксплуатации. В настоящей главе рассматриваются упрощенные методы водноэнергетических расчетов, соответствующие начальным стадиям проектирования и достаточные для того, чтобы в учебной практике по немногочисленным исходным данным определить важнейшие энергетические параметры ГЭС.

В качестве исходных данных необходимы подробные сведения о реке, на которой создается гидроузел, инженерные проработки по способу создания напора и компоновке гидроузла, данные об энергосистеме, в которой должна работать гидроэлектростанция.

Гидрологические данные. Процессы формирования и прохождения речного стока относятся к случайным процессам, они труднопредсказуемы. Гидроузлы эксплуатируются в течение многих десятков и даже сотен лет и при этом предполагается, что естественный (бытовой) режим стока в период существования гидроузла будет примерно таким же, как и в прошедшие годы. Поэтому важнейшим исходным материалом служат возможно более длительные гидрологические наблюдения за режимом реки. Основные наблюдаемые гидрологические величины — это сток W (m^3), т. е. объем воды, прошедший через створ за некоторое время t , или расход Q , т. е. сток за одну секунду (m^3/s), определяемый по формуле $Q=W/t$. В результате наблюдений составляются хронологические графики $Q=f(t)$, называемые гидрографами. Гидрограф расчленяется по гидрологическим годам, в качестве первого месяца которых принимается месяц начала весеннего половодья (в средней полосе СССР — апрель).

Непосредственное измерение расходов воды — сложный процесс. Однако для каждого створа существует определенная связь между значениями расхода и уровнями воды. По данным замеров расходов при разных уровнях строится кривая связи уровней и расходов $z=f(Q)$ и в дальнейшем для определения расхода достаточно измерять уровень (рис. 2.1). При наличии подпора от ниже лежащего гидроузла кривые расходов различны для разных подпорных уровней.

Различают мгновенный расход Q и средние расходы $Q_{сут}$, $Q_{дек}$, $Q_{мес}$, $Q_{год}$, Q_t , Q_0 соответственно за сутки, декаду, месяц, год, период времени t и многолетний период, причем

$$Q_t = \frac{W_t}{t}, \quad (2.1)$$

где t — время, с. На рис. 2.2,а показаны гидрографы $Q_{сут}$ и $Q_{мес}$ для трехлетнего периода.

Кроме гидрографов применяются графики продолжительности. Их получают, расположив ординаты ступенчатого хронологического графика в убывающем порядке, как это сделано, например, на рис. 2.2,а, где показаны графики продолжительности среднесуточных $Q_{сут}$ и среднесеasonных $Q_{мес}$ расходов, построенные по данным гидрографа рис. 2.2,б. На оси абсцисс такого графика наносится шкала времени, либо шкала процентов (за 100% принимается длительность рассматриваемого периода), либо шкала месяцев и часов условного года, к которому приравнивают период.

Такие графики можно строить для любых изменяющихся во времени величин (расход, напор, уровень, мощность и т. п.). Продолжительность какого-либо значения рассматриваемой величины определяется как длительность отрезка времени (в единицах времени или в процентах от длительности периода), в течение которого наблюдается превышение этого значения; например, продолжительность среднемесячного расхода $800 m^3/s$ на рис. 2.2,а составляет 7 мес (из 36), или 19%, или 1680 ч условного года.

Для оценки ежегодно повторяющихся величин (годовой сток $W_{год}$, среднегодовой расход $Q_{год}$, максимальный расход половодья $Q_{макс}$ и т. п.) широко применяются кривые обеспеченности, подробно изучаемые в курсе гидрологии. Обеспеченность какого-либо значения — это вероятность превышения этого значения в многолетнем разрезе, выраженная в процентах. По обеспеченности можно судить о повторяемости значения (при $p=1\%$ — повторяемость 1 раз в 100 лет и т. д.). Форма кривой обеспеченности зависит от коэффициента вариации или из-менчивости стока c_v , который можно вычислить по сравнительно небольшому количеству наблюдений или принять по обобщенным данным.

Для выполнения расчетов из имеющегося ряда наблюдений (исходный период) выбирается расчетный ряд, образующий расчетный период. Для ручных расчетов с целью снижения их трудоемкости принимают сокращенный расчетный период (в учебной практике 3—6 лет). Он должен отражать основные особенности исходного периода: у расчетного и исходного периодов должны примерно совпадать значения средних расходов и коэффициента вариации, в расчетный период должны включаться характерные многоводные, средние и маловодные годы. Особое значение имеет правильный выбор расчетного маловодного года, так как по нему подбирают основные параметры ГЭС. Расчетная обеспеченность минимальных расходов такого года нормируется и составляет для крупных ГЭС — 85—90%, для средних — 75—80%, для орошения — 80—85%.

При машинных расчетах с помощью ЭВМ анализируются особенности исходного периода и на основе выявленных закономерностей составляется искусственный удлинненный период длительностью в несколько тысяч лет, что повышает достоверность расчетов.

Интегральные кривые стока. По гидрографу можно построить интегральную кривую стока, более удобную для дальнейших расчетов. Для ее построения рассматриваемый период делят на малые интервалы Δt (обычно на месяцы), для каждого из которых подсчитывают приращение стока $\Delta W = Q \Delta t$. Суммируя эти приращения нарастающим итогом, строят интегральную кривую $W=f(t)$ (рис. 2.2,б). Интегральной она называется потому, что сумма приращений $Q \Delta t$ — это приближенное значение интеграла функции гидрографа $Q=f(t)$:

$$W_{1-2} = \int_{t_1}^{t_2} Q dt. \quad (2.2)$$

Его численное значение соответствует заштрихованной на рис. 2.2,б площади графика гидрографа. Интегральная кривая содержит информацию и о расходах. Действительно, из выражения (2.2) следует, что

$$Q = \frac{dW}{dt}, \quad (2.3)$$

т. е. расход — это производная функции $W=f(t)$.

Используя геометрическую интерпретацию производной, можно измерять по интегральной кривой и расходы, считая их пропорциональными тангенсу угла наклона касательной к кривой (или тангенсу угла наклона участка ломаной линии) в рассматриваемый момент времени (точка 3 на рис. 2.2,б). Функции $W=f(t)$ и $Q=f(t)$ трудно выразить аналитически, поэтому при построении кривых обычно пользуются методом графического интегрирования.

Рассмотрим простейший случай, когда исходный гидрограф дан для трех промежутков времени (рис. 2.3,а).

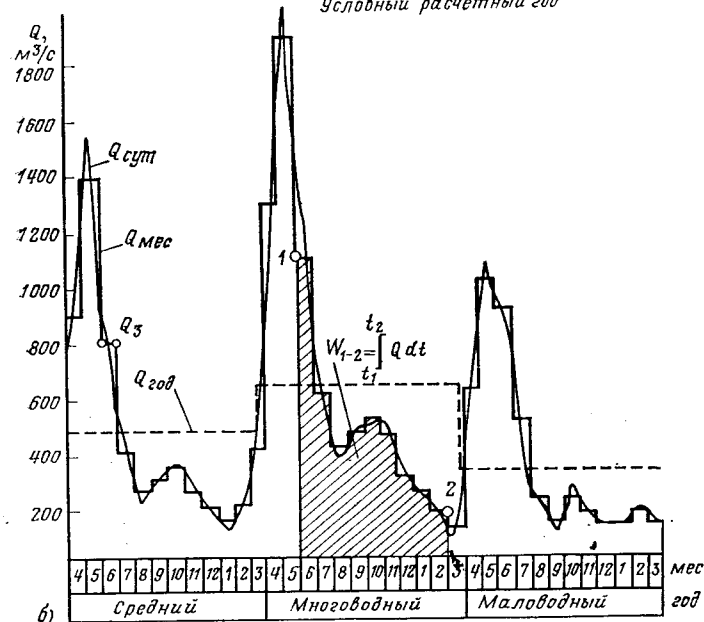
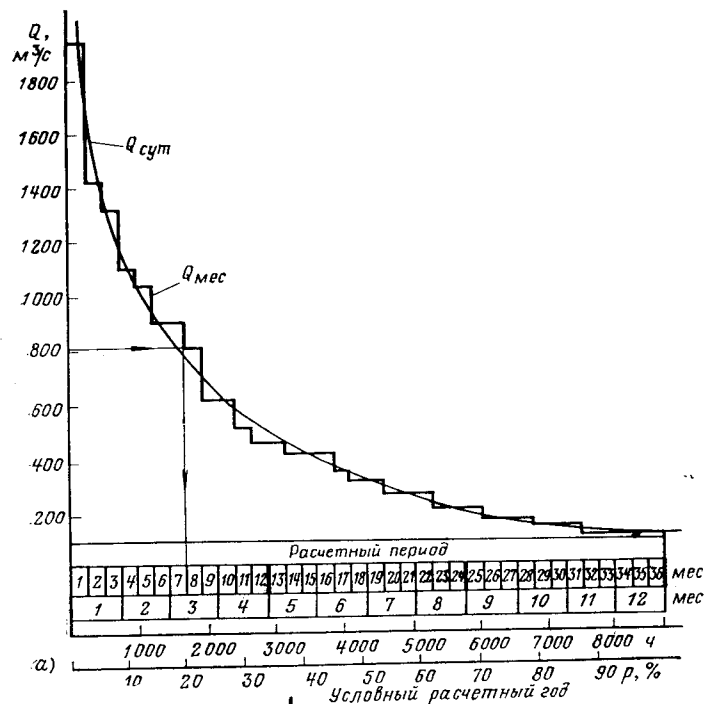


Рис. 2.2. Исходные материалы для водноэнергетических расчетов:

а — кривая продолжительности; б — гидрограф; в — интегральная кривая стока в прямоугольных координатах; г — то же в косоугольных координатах.

На продолжении оси времени t нанесем произвольную точку P на расстоянии $r = PS$ от начала координат S и соединим ее линиями PA , PB и PC с метками Q_1 , Q_2 , Q_3 на шкале расходов. Такое построение называется лучевым масштабом, точка P — полюсом, отрезок PS — полюсным расстоянием p , а линии PA , PB и PC — лучами расходов. Луч определяет значение расхода тангенсом угла своего наклона α к горизонтали, которому расход пропорционален. Действительно, в треугольнике PAS

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \frac{SA}{SP} = \frac{1}{p} Q_1,$$

т. е. $Q_1 = p \operatorname{tg} \alpha_1$.

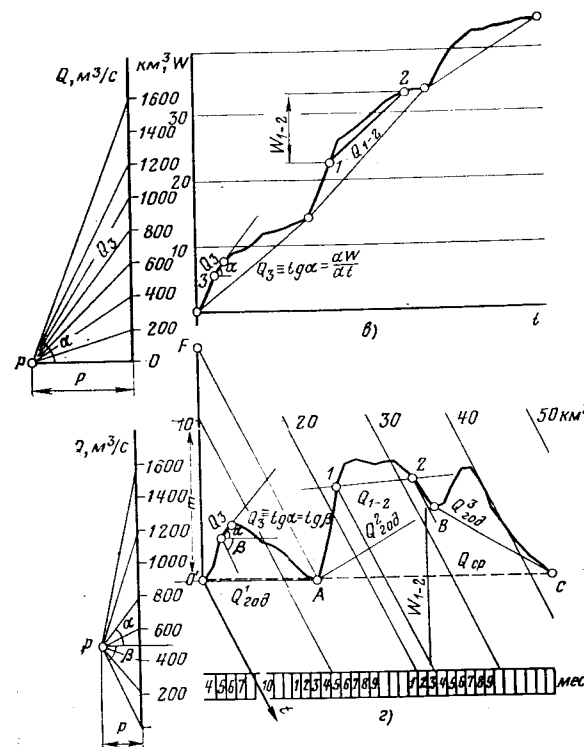
Проведем в пределах полосы Δt (рис. 2.3,б) линию P_1A_1 , параллельную PA , т. е. лучу расхода Q_1 . Длина вертикального отрезка A_1S_1 пропорциональна стоку ΔW_1 за время Δt при расходе Q_1 . Действительно, из треугольника $P_1A_1S_1$

$$A_1S_1 = P_1S_1 \operatorname{tg} \alpha_1 = \frac{1}{p} \Delta t Q_1 = \frac{1}{p} \Delta W_1.$$

Для дальнейшего построения проведем A_1B_1 параллельно PB (луч расхода Q_2), затем B_1C_1 параллельно PC (луч расхода Q_3). Полученная линия $P_1A_1B_1C_1$ является интегральной кривой стока в прямоугольных координатах, где масштаб стока по вертикальной оси графика определяется полярным расстоянием p на лучевом масштабе расхода и может быть легко вычислен.

Интегральная кривая в прямоугольных координатах (рис. 2.2,б) занимает узкую полосу по диагонали графика, что неудобно для пользования. Гораздо удобнее построить интегральную кривую в косоугольных координатах (рис. 2.3,в и г). Для этого необходимо заранее подсчитать средний расход периода

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3}{3}$$



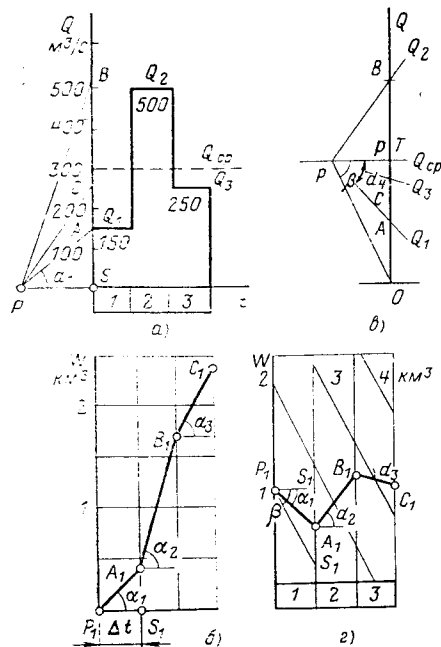


Рис. 2.3. К построению интегральных кривых стока:

а — гидрограф и лучевой масштаб для интегральной кривой в прямоугольных координатах; б — интегральная кривая стока в прямоугольных координатах; в — лучевой масштаб для косоугольных координат; г — интегральная кривая стока в косоугольных координатах.

и при построении лучевого масштаба (рис. 2.3,в) отложить полюсное расстояние не от нулевой метки шкалы расходов, а от метки $Q=Q_{\text{ср}}$. При этом луч расхода $Q=0$ будет не горизонтальным, а наклонным к горизонту под углом β . Дальнейшее построение аналогично построению в прямоугольных координатах и показано на рис. 2.3,г. Он отличается от рис. 2.3,б лишь тем, что начальная линия отсчета стока $W=0$ не горизонтальна, а наклонена под углом β и остальные линии отсчета стока параллельны ей. Из рис. 2.3,в видно, что

$$Q_1 = p \operatorname{tg} \beta - p \operatorname{tg} \alpha_1;$$

$$Q_2 = p \operatorname{tg} \beta + p \operatorname{tg} \alpha_2,$$

а для луча любого расхода Q

$$Q = p \operatorname{tg} \beta \pm p \operatorname{tg} \alpha,$$

где знак «+» соответствует $Q > Q_{\text{ср}}$ (лучи таких расходов — восходящие), а знак «-» соответствует $Q < Q_{\text{ср}}$ (нисходящие лучи).

Таким образом, и в косоугольных координатах значение расхода определяется наклоном соответствующего луча.

Пример построения интегральной кривой стока в косоугольных координатах приведен на рис. 2.2,г. Построение проводится в следующем порядке:

1. Подсчитывают среднегодовые расходы: в данном случае (рис. 2.2,б) $Q^1_{\text{год}} = 480 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q^2_{\text{год}} = 660 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q^3_{\text{год}} = 320 \text{ м}^3/\text{с}$. Затем подсчитывается средний расход расчетного периода

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q^1_{\text{год}} + Q^2_{\text{год}} + Q^3_{\text{год}}}{3} = \frac{480 + 660 + 320}{3} = 487 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. В произвольном масштабе вычерчивают шкалу расходов и на перпендикуляре к ней из метки $Q_{\text{ср}} = 487 \text{ м}^3/\text{год}$ намечают положение полюса P . Полюсное расстояние $p = PS$ определяет масштаб построения, и правильный выбор его очень важен. Можно рекомендовать такое значение p , при котором $\beta = 60-70^\circ$. Лучевой масштаб, полученный таким способом, желательно вычертить на кальке.

3. Кальку с масштабом накладывают на поле графика так, чтобы точка P совпала с началом луча, а шкала Q была строго вертикальна. Накладывают иглой на шкалу Q точку, соответствующую нужному расходу, снимают кальку и проводят луч.

4. Сначала проводятся лучи среднегодовых расходов $Q^1_{\text{год}}$, $Q^2_{\text{год}}$, $Q^3_{\text{год}}$ (линия $O'ABC$ на рис. 2.2,г). При правильном построении точка C должна лечь на горизонтальную линию, проведенную через точку O' , так как луч $O'C$ соответствует $Q_{\text{ср}}$. При наличии небольшой невязки ее можно равномерно распределить по точкам A , B , C , приподняв или опустив их.

5. В пределах каждого года строят тем же способом лучи среднемесячных расходов. Последние лучи должны прийти в точки A , B и C . Небольшие невязки разностя, как это описано выше.

6. Определяют масштаб стока. Для этого можно, например, измерить графически сток за первый год и сопоставить его с вычисленным. Проведем линию AF параллельно лучу $Q=0$. Тогда размер отрезка $O'F$ будет соответствовать стоку за первый год. Учитывая, что $1 \text{ год} = 31,5 \cdot 10^6 \text{ с}$, годового стока

$$W_1 = Q^1_{\text{год}} T = 480 \cdot 31,5 \cdot 10^6 = 15,1 \cdot 10^9 \text{ м}^3 = 15,1 \text{ км}^3.$$

Тогда отрезок m , изображающий, например, сток в 10 км^3 , определится из пропорции $O'F/m = 15,1/10$.

Определение масштаба стока позволяет нанести сетку W линиями, параллельными лучу $Q=0$, и промаркировать ее. Для практических целей эта сетка не обязательна, так же как и истинная ось времени (она может быть заменена горизонтальной шкалой времени).

Интегральные кривые стока обладают следующими свойствами, используемыми для графических расчетов регулирования стока:

1. Линия, соединяющая две точки на кривой (1 и 2 на рис. 2.2,в и г), является лучом среднего расхода Q_{1-2} за соответствующий период. Его значение можно определить по лучевому масштабу.

2. Разность ординат кривой в начале и конце периода определяет сток за этот период.

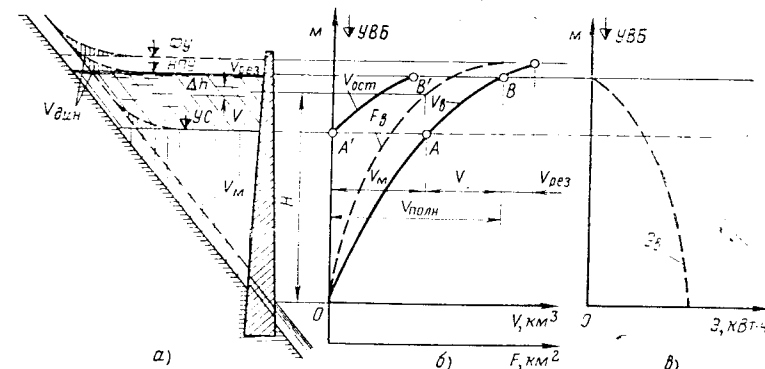


Рис. 2.4. Характеристики водохранилища:

а — уровни и объемы; б — кривые объемов и площадей; в — энергетическая характеристика.

3. Расход для любого момента времени определяется углом наклона линии, касательной к кривой в соответствующей точке (или углом наклона луча ломаной линии, на котором лежит точка).

Характеристики водохранилища. Объем воды, который способно вместить водохранилище, зависит от рельефа речной долины, затопляемой при создании напора, и от значения подпорного уровня. Основной характеристикой водохранилища является кривая объемов $V_v = f(\nabla_{\text{УВВ}})$, а также кривая площадей поверхности (зеркала) $F_v = f(\nabla_{\text{УВВ}})$ (рис. 2.4,б).

Полный объем водохранилища $V_{\text{полн}}$ определяется при нормальном подпорном уровне (НПУ) — наивысшем уровне, поддерживаемом в нормальных условиях эксплуатации. В чрезвычайных условиях, например при пропуске расчетного расхода половодья, в некоторых водохранилищах допускается кратковременное повышение уровня сверх НПУ. Этот уровень называется форсированным (ФУ), а дополнительный объем воды $V_{\text{рез}}$ между НПУ и ФУ — резервным (рис. 2.4,а).

Для регулирования стока используется часть полного объема водохранилища, располагающаяся между НПУ и уровнем сработки (УС) — подпорным уровнем, образующимся при опорожнении водохранилища в установленных для регулирования пределах. Этот объем V называется полезным, а неиспользуемая при регулировании часть полного объема $V_m = V_{\text{полн}} - V$ — мертвым объемом. Определение наивыгоднейшего уровня сработки является задачей водохозяйственных и энергоэкономических расчетов.

При наполнении водохранилища создается запас потенциальной энергии. Ее можно подсчитать, суммируя энергию по глубине водохранилища. Удельная потенциальная энергия воды в слое, находящемся на высоте H над уровнем нижнего бьефа, $e = \rho g H$, полная потенциальная энергия (Дж) $\Delta \mathcal{E} = F \Delta h \rho g H$, где Δh — толщина слоя, F — площадь его поверхности. Учитывая, что $\rho g = 9180 \text{ Н/м}^3$ и $3,6 \cdot 10^6 \text{ Дж} = 1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$, получим:

$$\Delta \mathcal{E} \approx \frac{F \Delta h}{368} H. \quad (2.4)$$

Если сработать этот слой воды через турбины ГЭС, то с учетом среднего КПД будет выработана энергия

$$\Delta \mathcal{E} \approx \frac{F \Delta h}{427} H. \quad (2.5)$$

Суммируя значения $\Delta \mathcal{E}$ для слоев начиная от НПУ, строят энергетическую характеристику водохранилища $\mathcal{E}_h = f(\nabla \text{УВБ})$ (рис. 2.4, в).

При сработке водохранилища постепенно уменьшается напор, и вследствие этого снижается выработка той части энергии, которая получается при пропуске через турбины ГЭС естественного притока, проходящего транзитом через водохранилище. В ходе гидротехнических расчетов определяют оптимальный уровень сработки, при котором сумма энергий, полученных за счет сработки объема воды, запасенного в водохранилище, и естественного расхода, проходящего транзитом, максимальна. Кроме того, на выбор отметки уровня сработки влияют удорожание водозаборных сооружений при низких уровнях сработки, возможность работы турбин при сниженных напорах, степень заиления нижних слоев водохранилища.

При заданной отметке УС для расчетов регулирования стока удобно пользоваться не полной кривой объемов, а кривой остатка полезного объема $V_{\text{ост}} = f(\nabla \text{УВБ})$. Эта кривая, обозначенная на рис. 2.4, б точками $A'B'$, представляет собой участок AB кривой объемов, сдвинутый к оси уровней с учетом того, что $V_{\text{ост}}$ при НПУ равен полезному объему V , а при УС — нулю.

Объемы воды, исчисленные при горизонтальной водной поверхности, т. е. без учета движения воды, называются статическими. При уточненных расчетах необходимо дополнительно учитывать динамические объемы $V_{\text{дин}}$, возникающие за счет искривления поверхности воды. Эти объемы зависят от значений расхода.

Регулирующая способность водохранилища характеризуется относительным объемом, получаемым при сопоставлении полезного объема со значением среднегогодового стока W_0 , называемым коэффициентом емкости водохранилища

$$\beta = V/W_0. \quad (2.6)$$

Так, полезный объем Куйбышевского водохранилища на р. Волге составляет 34 км^3 , а Бухтарминского на р. Иртыше — 31 км^3 (см. табл. 1.2). Однако относительный объем Куйбышевского водохранилища $\beta = 0,14$, а Бухтарминского — $1,65$. Это означает, что менее емкое Бухтарминское водохранилище обладает гораздо большими возможностями для регулирования Иртыша, чем Куйбышевское для регулирования Волги.

При создании водохранилища увеличивается площадь водной поверхности и возрастает испарение. Потери стока на испарение при уточненных расчетах можно ориентировочно оценить по формуле

$$W_{\text{исп}} = F_{\text{в}} \frac{h_{\text{в}} - h_{\text{с}}}{1000}, \quad (2.7)$$

где $W_{\text{исп}}$ — годовая потеря стока, м^3 ; $F_{\text{в}}$ — площадь поверхности водохранилища, м^2 ; $h_{\text{в}}$ и $h_{\text{с}}$ — толщина слоя испарения соответственно с водной поверхности и с суши, мм/год .

Толщина слоя испарения может быть принята следующей:

	$h_{\text{в}}$	$h_{\text{с}}$
Северные районы	260	100
Средние широты	650	250
Юг европейской части СССР	1000	350
Средняя Азия	1300	200

Часть стока теряется на фильтрацию в берегах водохранилища, что можно оценить лишь путем сложных гидрогеологических расчетов и исследований.

Данные об энергосистеме. Для расчетов необходимы суточные графики нагрузок энергосистемы для характерных дней расчетного года, особенно важен график нагрузки зимних суток. Необходимы также сведения о ТЭС, АЭС и других ГЭС энергосистемы. Состав этих данных более подробно изложен в §§ 1.8, 2.4, 2.5.

2.2. ГОДИЧНОЕ И МНОГОЛЕТНЕЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ СТОКА

Речной сток в природе крайне неравномерен. Для рационального его использования необходимо выравнивание стока в течение года и пополнение стока маловодных лет за счет многоводных с помощью водохранилищ, т. е. годовое и многолетнее регулирование, относящиеся к длительному регулированию.

При рассмотрении регулирования будем пользоваться некоторыми специальными терминами и обозначениями:

расход притока Q , или приток — это бытовой (естественный) расход воды в реке, поступающий в водохранилище;

зарегулированный расход $Q_{\text{р}}$, или расход потребления, отдача — расход, поступающий в процессе регулирования из водохранилища в нижний бьеф гидроузла;

попуск — процесс слива воды из водохранилища, сброс — часть попуска, проводимого помимо турбин ГЭС через водосбросные сооружения.

Годичное регулирование может быть полным, т. е. обеспечивающим в течение года постоянный зарегулированный расход $Q_{\text{р}} = Q_{\text{год}}$. Для такого регулирования требуется значительная емкость водохранилища, которой располагают лишь немногие гидроузлы. При ограниченной емкости водохранилища ведется частичное регулирование. В этом случае весь избыток стока половодья задержать не удается и после наполнения водохранилища ведется попуск повышенным расходом, который может превышать пропускную способность турбин. Это приводит к холостым сбросам и потере энергии части стока. В межень период ведется сработка (опорожнение) водохранилища с пополнением бытового стока.

Некоторые ГЭС не имеют водохранилища, способного осуществлять даже частичное годовое регулирование, и они работают на бытовом стоке, вынужденно изменяя свою мощность вслед за его изменением. Такая работа характерна для некоторых низконапорных ГЭС на равнинных реках, а также для деривационных ГЭС, особенно работающих в составе оросительных систем. Требования различных отраслей к внутригодовому распределению стока могут не совпадать, поэтому на практике в условиях изменчивого стока приходится решать сложные задачи по установлению режима регулирования, дающего наибольший эффект для народного хозяйства в целом.

Многолетнее регулирование требует еще больших объемов водохранилища, превышающих объем среднегогодового стока ($\beta > 1$).

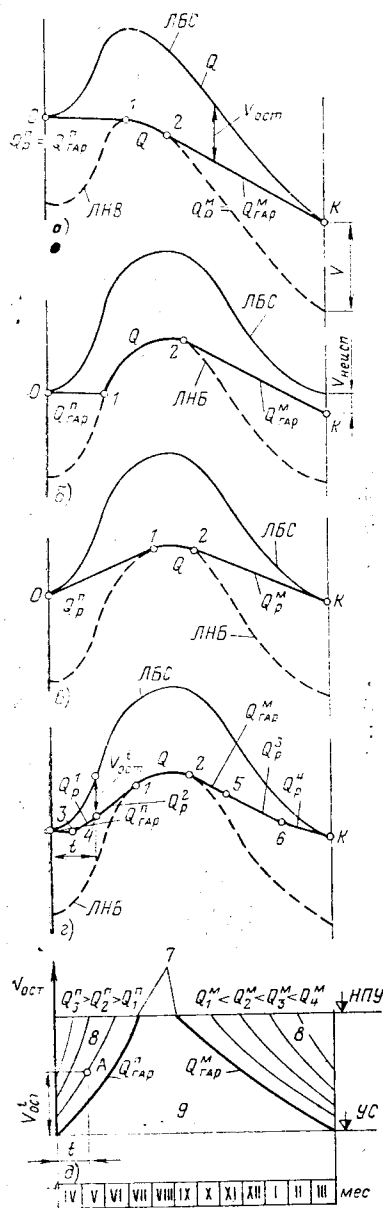


Рис. 2.5. Способы годичного регулирования:
 а — определение гарантированных расходов; б — регулирование по жесткой схеме; в — регулирование по идеальной схеме; г — диспетчерское регулирование; д — диспетчерский график; 1—2 — период работы на бытовом стоке; 3, 4, 5, 6 — моменты корректировки расхода; 7 — линии гарантированной отдачи; 8 — зона повышенной отдачи; 9 — зона перебоев.

Оно также может быть полным, с постоянным расходом Q_p в течение ряда лет, но, как правило, удастся вести лишь частичное многолетнее регулирование.

Целью расчетов является получение гидрографа зарегулированных расходов Q_p , календарного графика остатков (запасов) воды в водохранилище $V_{ост}$ и наименьших значений зарегулированного расхода.

Расчеты регулирования можно вести простейшим аналитическим способом. Этот способ сводится к составлению баланса воды в водохранилище, при котором подсчитываются объем притока за счет бытового расхода Q и объем сработки за счет зарегулированного расхода Q_p . Расчет ведут, подсчитывая в табличной форме приращения стока $Q\Delta t$ и соответствующие им объемы пуск $Q_p\Delta t$ за малые промежутки времени Δt . Несмотря на простоту и высокую точность, этот способ связан с трудоемкими и однообразными вычислениями, лишен наглядности и поэтому удобен лишь для машинного счета. Мы рассмотрим расчеты регулирования с применением графоаналитических методов. Они весьма наглядны, почти не требуют вычислений и позволяют с достаточной точностью решать многочисленные задачи.

Удобно использовать для расчета интегральную кривую стока (рис. 2.5, а). Для подготовки к расчету необходимо ниже интегральной кривой — линии бытового стока (ЛБС), состоящей из лучей быто-

вых расходов Q , вычертить такую же линию, отстоящую во всех точках (эквидистантную) от первой на заданное значение полезного объема водохранилища V . Эту линию мы будем называть линией наполненного водохранилища (ЛНВ). Дальнейший расчет сводится к вычерчиванию по той или иной схеме, в зависимости от целей регулирования, интегральной кривой зарегулированного стока, состоящей из лучей расходов Q_p . Она не может выходить из промежутка между ЛБС и ЛНВ водохранилища. Если луч Q_p встретился с ЛНВ

(точка 1 на рис. 2.5, а), это означает, что наполнение водохранилища закончено и $V_{ост} = V$; если луч встретился с ЛБС (точка К), — закончено опорожнение водохранилища и $V_{ост} = 0$. Для любого другого момента остаток воды в водохранилище определяется (в масштабе стока) длиной вертикального отрезка между лучом Q_p и ЛБС. Совпадение лучей Q_p с ЛНВ (участок 1—2) означает, что при полностью заполненном водохранилище транзитом пропускаются бытовые расходы $Q_p = Q$. Значения полученных Q_p определяются по лучевому масштабу.

Годичное регулирование по идеальной схеме. По интегральной кривой стока легко определить зарегулированные расходы половодья и межени Q_p^p и Q_p^m , обеспечивающие наиболее равномерное наполнение и опорожнение водохранилища. Для этого достаточно из точек О и К, расположенных на линии бытового стока и соответствующих началу или концу водохозяйственного года, провести лучи этих расходов касательно к линии наполненного водохранилища (рис. 2.5, в). Эту схему называют идеальной потому, что осуществить ее можно лишь при заранее известных расходах притока Q , в то время как на практике достоверны лишь краткосрочные прогнозы. Расчет по идеальной схеме дает несколько завышенные значения отдачи, тем не менее для ориентировочных определений он вполне допустим. Ниже, на рис. 2.6 показано регулирование трехлетнего периода по идеальной схеме.

Годичное регулирование по жесткой схеме. Расходы притока расчетного маловодного года можно считать заранее известными, так как они отобраны из наименьших значений расчетного многолетнего периода. Проведя регулирование такого года по идеальной схеме (рис. 2.5, а), найдем зарегулированные расходы Q_p^p и Q_p^m , которые назовем гарантированными при наполнении (в половодье) и опорожнении (в межень) даже в случае крайнего маловодья. зная эти расходы, можно провести регулирование других лет по жесткой схеме, предполагая, что каждый предстоящий год будет маловодным и прогнозы отсутствуют. На рис. 2.5, б показано регулирование года средней водности. В начале года предполагается, что он будет маловодным и для наполнения водохранилища задается расход Q_p^p , заранее определенный для маловодного года, что приводит к преждевременному наполнению водохранилища и повышенным сбросам. Опорожнение начинается только тогда, когда устанавливается $Q < Q_p^m$. В результате в конце года в водохранилище остается неиспользованный объем воды $V_{неисп}$. Эта схема применяется иногда на практике как весьма надежная в смысле обеспечения гарантированной отдачи, но она не позволяет достаточно полно использовать сток.

Диспетчерское регулирование. Наиболее совершенно регулирование по диспетчерскому графику (рис. 2.5, д), заранее обобщающему тщательно проанализированные предварительные расчеты и задающему конкретные правила регулирования. На таком графике в координатах $V_{ост}$ и календарных дат года наносятся линии гарантированной отдачи, построенные по остаткам воды $V_{ост}$, найденным по результатам регулирования расчетного маловодного года. Ниже этих линий располагается зона перебоев, выше — зона повышенной отдачи. Начинают наполнение при расходе Q_p^p (рис. 2.5, г), но через некоторое время анализируют результаты и прогнозы, нанося на график (рис. 2.5, д) точку А, отвечающую фактическому остатку воды. Если она попадает в зону повышенной отдачи, расход Q_p увеличивают, принимая его значение по линиям расходов на графике. Выполняя периодически описанную корректировку, регулирование можно приблизить к идеальному. Аналогич-

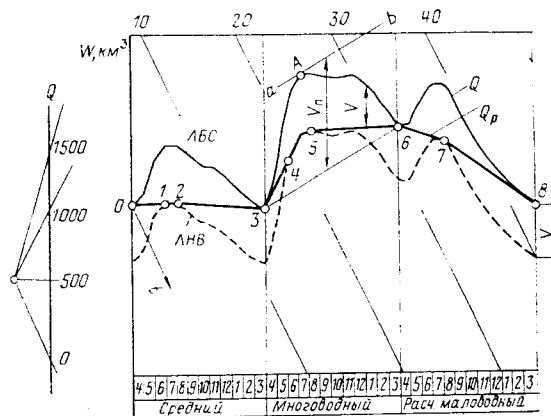


Рис. 2.6. Годичное регулирование трех характерных лет по идеальной схеме.

тового стока точки начала и конца многоводного года (точки 3 и 6 на рис. 2.6) следует соединить прямой и провести параллельную ей прямую ab касательно к интегральной кривой). Расстояние между этими прямыми по вертикали определит необходимый для полного регулирования объем водохранилища V_{Π} (на рис. 2.6 он намного больше наличного объема V).

Многолетнее регулирование по интегральной кривой. Наблюдения за стоком многих рек показывают, что маловодные и многоводные годы обычно группируются в периоды по нескольку лет. Поэтому для определения гарантированного расхода необходимо рассматривать не один

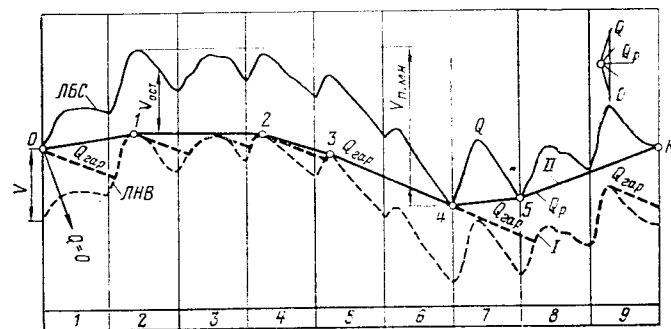


Рис. 2.7. Многолетнее регулирование девятилетнего периода на интегральной кривой стока:

I — жесткая схема; II — идеальная схема.

год, а характерное сочетание маловодных лет, т. е. расчетный период должен быть гораздо длиннее, чем при годичном регулировании. На рис. 2.7 показаны ЛБС и ЛНВ для девятилетнего периода. Рассмотрим маловодную часть периода — 5-й и 6-й годы. Если предположить, что к окончанию половодья первого маловодного года 5 водохранилище будет наполнено, а за период маловодья, т. е. конца года 6 — полностью сработано, то, проводя из точки 4 касательную к ЛНВ 4—3, найдем минимально возможный, а следовательно, гарантированный

но ведется сработка водохранилища. Допускать попадания точки А в зону перебоев нельзя, так как это может привести к срыву регулирования, когда $Q_p < Q_{\text{гар}}$.

Определение необходимых объемов водохранилища. При помощи интегральной кривой стока можно определить объем водохранилища, необходимый для полного годичного регулирования. Для этого на интегральной кривой бы-

расход $Q_{\text{гар}}$. Пользуясь его значением, можно провести регулирование по жесткой схеме аналогично годичному регулированию (линия I на рис. 2.7). Эта схема не обеспечивает рационального использования стока.

Для выполнения расчета по идеальной схеме можно воспользоваться способом «натянутой нити», мысленно натягивая нить от точки О до точки К. Огибая выпуклости ЛБС и ЛНВ, нить образует линию расходов Q_p (линия II на рис. 2.7).

На практике работают по диспетчерским графикам, составление которых гораздо сложнее, чем при годичном регулировании.

Объем водохранилища, который потребовался бы для полного многолетнего регулирования $V_{\text{п.мн}}$, можно определить, проведя две прямые, параллельные лучу среднемноголетнего расхода и касающиеся линии бытового стока сверху и снизу. Расстояние между этими линиями определит $V_{\text{п.мн}}$ (рис. 2.7).

Многолетнее регулирование с использованием методов математической статистики. На основе статистической обработки многочисленных данных о стоке разных рек разработаны номограммы, связывающие значения коэффициента емкости водохранилища $\beta = V/W_0$ и гарантированного зарегулированного расхода $Q_{p,\text{гар}} = \alpha Q_0$ при заданном коэффициенте вариации c_v и расчетной обеспеченности p . Одна из таких номограмм приведена на рис. 2.8.

По этим номограммам можно определить гарантированный расход $Q_{p,\text{гар}}$. Заданную полезную емкость водохранилища V условно разделяют на многолетнюю и годичную:

$$V = V_{\text{мн}} + V_{\text{год}}. \quad (2.8)$$

При этом $V_{\text{год}}$ можно принять равным объему, необходимому для полного выравнивания стока маловодного года, определив его описанным выше способом по интегральной кривой стока. Тогда $V_{\text{мн}} = V - V_{\text{год}}$ и $\beta_{\text{мн}} = V_{\text{мн}}/W_0$. На график (рис. 2.8) для заданной расчетной обеспеченности p наносится точка с координатами заданного коэффициента c_v и найденного $\beta_{\text{мн}}$. По этой точке находят на одной из изолиний значение α и определяют расчетный расход

$$Q_{p,\text{гар}} = \alpha Q_0. \quad (2.9)$$

Нахождение гарантированного расхода достаточно для дальнейших упрощенных энергетических расчетов.

Особые виды регулирования. Если в верховьях реки, обычно в горах, создается крупное водохранилище, выравнивающее сток, а ниже по течению, на равнине — каскад небольших водохранилищ, компенсирующих неравномерную боковую приточность между гидроузлами, то производимое ими регулирование называется компенсирующим.

Особый характер имеет регулирование, ведущееся в половодье для срезки его пика и снижения максимальных сбросных расходов. При наполнении водохранилища часть его объема оставляют свободным вплоть до приближения пика расходов, который и «срезается» при завершении наполнения. При очень высоком половодье дополнительно используется резервный объем за счет повышения уровня верхнего бьефа от НПУ до ФУ. Сразу после спада бытовых расходов резервный объем сбрасывают, восстанавливая НПУ.

2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГЭС

Предположим, что весь зарегулированный расход проходит через турбины ГЭС. В процессе регулирования расход Q_p изменяется в значительных пределах. Изменения расхода вызывают колебания уровня

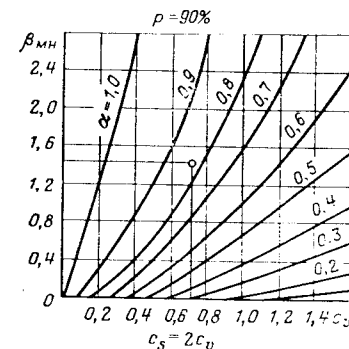


Рис. 2.8. К расчетам многолетнего регулирования с применением статистического метода (график Плешкова).

нижнего бьефа, а изменения объема остатков воды в водохранилище приводят к изменениям уровня верхнего бьефа. Таким образом, в результате регулирования изменяется и напор. Для определения мощности по полученным в результате расчетов регулирования Q_p и $V_{ост}$ необходимо выполнить следующие операции:

1. Определить уровень нижнего бьефа $\nabla УНБ$ в зависимости от Q_p по кривой расходов.
2. Определить уровень верхнего бьефа $\nabla УВБ$ в зависимости от $V_{ост}$ по кривой объемов водохранилища.
3. Напор $H = \nabla УВБ - \nabla УНБ$.
4. Мощность $N = 8,5 Q_p H$.

Специальное регулирование внутри месяца обычно не ведется, поэтому найденные среднемесячные значения можно рассматривать и как среднесуточные.

Конечным результатом расчетов явится календарный график среднесуточных мощностей за расчетный период.

Расположим ординаты этого графика в убывающем порядке и построим, таким образом, график продолжительности среднесуточных мощностей (рис. 2.9).

Среднесуточные мощности $N_{сут.}$ из ординат которых составлен график, называют также располагаемыми $N_{расп.}$, т.е. обеспеченными в какой-либо день года расходом реки при сложившемся напоре.

Минимальная мощность на графике (рис. 2.9) является гарантированной (обеспеченной) среднесуточной мощностью ГЭС $N_{сут.гар.}$. Эта мощность может быть выдана гидроэлектростанцией даже в наихудших условиях, т.е. в межень расчетного маловодного года.

Если каждое значение мощности графика умножить на длительность ее выдачи в часах и просуммировать полученные значения, то получим энергию, которую в среднем ГЭС могла бы выработать за год. Очевидно, что эта энергия численно равна площади графика. Такая энергия будет выработана лишь в случае, если весь годовой сток будет пропущен через турбины.

Сумма номинальных активных мощностей всех генераторов ГЭС называется ее установленной мощностью $N_{уст.}$. Она определяет и максимальную пропускную способность турбин. Для выработки всей возможной энергии необходимо условие $N_{уст.} = N_{сут.макс.}$. Однако такая мощность будет использоваться лишь незначительную часть года, что экономически нецелесообразно, поэтому обычно принимают $N_{уст.} < N_{сут.макс.}$. При этом допускаются кратковременные холостые сбросы воды, и часть энергии (запущенная часть графика выше ординаты $N_{сут.}$) не используется. Нижерасположенная часть площади графика

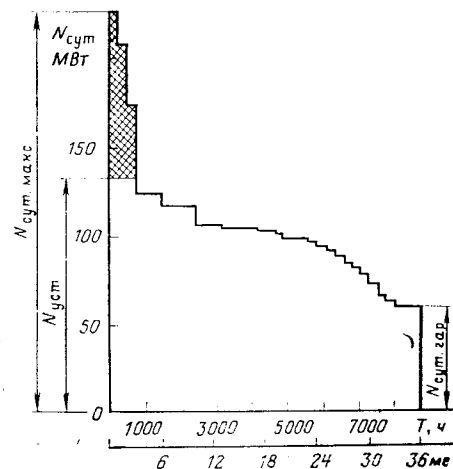


Рис. 2.9. График продолжительности среднесуточной мощности ГЭС (на оси абсцисс: верхняя шкала — условный год; нижняя — расчетный период).

определит фактическую среднюю годовую выработку энергии $\mathcal{E}_{год.}$. Окончательный выбор значения $N_{уст.}$ является важнейшей задачей водноэнергетических и энергоэкономических расчетов и будет рассмотрен ниже.

2.4. СУТОЧНОЕ И НЕДЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЭС И ГАЗС

В § 1.8 было установлено, что для покрытия суточных пиков нагрузок ГЭС должна работать по неравномерному графику. Для такой работы ГЭС воду необходимо перераспределять в течение суток, скапливая ее в водохранилище в часы спада нагрузки и сбрасывая воду в часы пик, при этом среднесуточный расход должен оставаться неизменным. Этот процесс называется суточным регулированием. Оно может осуществляться либо одновременно с длительным, либо быть единственным видом регулирования (на ГЭС, где из-за отсутствия емкого водохранилища длительное регулирование не ведется).

Снижение нагрузок в выходные дни делает целесообразным перераспределение стока в течение недели — недельное регулирование. Суточное и недельное регулирования являются кратковременными.

Анализирующая кривая графика нагрузок энергосистем. Расчеты суточного регулирования ведутся с использованием суточного графика нагрузок энергосистемы. Для выполнения расчетов удобно использовать анализирующую кривую этого графика $\mathcal{E} = f(N)$ (рис. 2.10). Энергия, потребляемая системой по графику нагрузок, определяется площадью этого графика. В базисной (нижней) части графика зависимость $\mathcal{E} = f(N)$ представляет собой прямую линию с наибольшей абсциссой $\mathcal{E}_6 = 24N_6$. Чтобы построить кривую для пиковых (верхней) части графика, следует разбить его на горизонтальные полоски, вычислить (с учетом масштабов N и t) их площади $\Delta\mathcal{E} = \Delta N t_i$ и получить ординаты кривой, последовательно суммируя значения $\Delta\mathcal{E}$.

С помощью анализирующей кривой, зная суточную выработку электростанции, можно «разместить» эту выработку в любой части графика нагрузок, установить график нагрузки этой электростанции и необходимую мощность.

Неограниченное суточное регулирование и выбор энергетических параметров ГЭС. Предположим, что других ГЭС в энергосистеме нет и ограничения неравномерности режима рассматриваемой ГЭС отсутствуют. Пользуясь графиком нагрузок зимних суток, рассмотрим гарантированный режим: участие ГЭС в покрытии графика нагрузок энергосистемы в межень маловодного года, когда возможности ГЭС минимальны (т.е. ГЭС располагает лишь минимальной среднесуточной мощностью $N_{сут.гар.}$), а требования энергосистемы максимальны (ме-

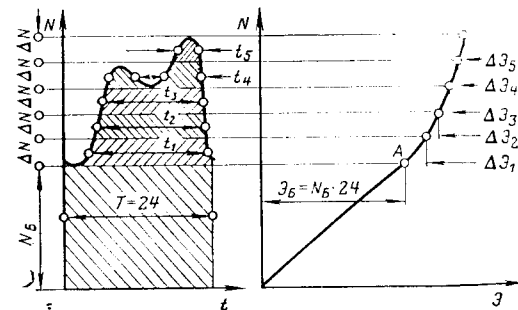


Рис. 2.10. Построение анализирующей кривой суточного графика нагрузок.

жень совпадает с наиболее напряженным графиком нагрузки зимних суток). В этот период для энергосистемы особое значение имеет мощность в часы пик, поэтому энергию, вырабатываемую ГЭС, целесообразно разместить в самой верхней, пиковой части графика. Для этого, задавшись значением $N_{\text{сут.гар}}$ (рис. 2.9), подсчитаем значение гарантированной суточной выработки энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{сут.гар}} = 24N_{\text{сут.гар}}.$$

Отложим от конечной точки B анализирующей кривой (рис. 2.11) отрезок BA , численно равный $\mathcal{E}_{\text{сут.гар}}$, спроектируем точку A на кривую

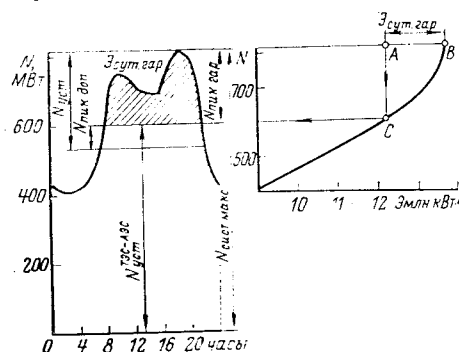


Рис. 2.11. Размещение выработки ГЭС в суточном графике нагрузок.

и через найденную таким образом точку C проведем горизонтальную линию. Она отсекает заштрихованную часть графика нагрузки энергосистемы, которая и является графиком выдачи мощности гидроэлектростанцией. Для него характерна крайняя неравномерность: часть суток ГЭС вообще не работает и лишь накапливает воду для того, чтобы в часы пик развить мощность значительно превосходящую среднесуточную. Максимальная мощность ГЭС при работе в пиковой части графика называется пиковой мощностью $N_{\text{пик}}$, в рассматриваемом случае эта пиковая мощность — гарантированная $N_{\text{пик.гар}}$, т. е. обеспеченная в наихудших для ГЭС условиях.

Следовательно, для покрытия суточного графика нагрузок установленная мощность ГЭС должна быть значительно выше $N_{\text{сут.гар}}$ и, во всяком случае, не должна быть меньше гарантированной пиковой мощности ($N_{\text{уст}} \geq N_{\text{пик.гар}}$).

Мощность $N_{\text{пик.гар}}$ называют также вытесняющей мощностью, так как ее наличие в энергосистеме позволяет отказаться от строительства ТЭС или АЭС соответствующей мощности.

В ряде случаев целесообразно дополнительное увеличение установленной мощности на $N_{\text{доп}}$ сверх $N_{\text{пик.гар}}$. Во-первых, в годы повышенной водности ГЭС с увеличенной мощностью сможет развивать большую пиковую мощность, улучшая режимы работы ТЭС и АЭС. Однако эта дополнительная мощность ГЭС уже не будет вытесняющей, так как мощность ТЭС и АЭС, определенную из условий маловодного года, уменьшить нельзя. Мощность $N_{\text{доп}}$ поэтому называют также дублирующей.

Во-вторых, как видно из рис. 2.9, увеличение $N_{\text{уст}}$ на $N_{\text{доп}}$ увеличивает годовую выработку энергии за счет уменьшения сбросов в половодье, что позволит сберечь в системе топливо. Предел дополнительного увеличения мощности определяется экономическим расчетом путем сопоставления затрат на расширение ГЭС с экономией топлива на ТЭС. Наконец, как было отмечено в § 1.8, на ГЭС выгодно размещать резервы мощности энергосистемы. С учетом сказанного установленная мощность ГЭС будет:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{пик.гар}} + N_{\text{доп}} + N_{\text{рез}}, \quad (2.10)$$

где $N_{\text{уст}}$ — установленная мощность ГЭС; $N_{\text{пик.гар}}$ — гарантированная пиковая мощность, определяемая условиями суточного регулирования; $N_{\text{доп}}$ — дополнительная мощность, используемая в периоды повышенной водности и определяемая экономическим расчетом; $N_{\text{рез}}$ — резервная мощность (ориентировочно 10—15% $N_{\text{пик.гар}}$).

Степень неравномерности работы электростанции оценивают числом часов использования установленной мощности

$$T_{\text{исп}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{N_{\text{уст}}}. \quad (2.11)$$

Для ГЭС, работающих преимущественно в базисе (что характерно для ГЭС, построенных до 50-х годов), $T_{\text{исп}}$ доходит до 5000—6000 ч, в то время как у современных пиковых ГЭС $T_{\text{исп}}$ не превышает 1500—3000 ч. В среднем по СССР $T_{\text{исп}}$ тепловых электростанций в 1975 г. составляло 5740 ч, а ГЭС — 3354 ч. Многие ранее построенные ГЭС, с точки зрения современной экономики, имеют заниженную $N_{\text{уст}}$ и завышенное $T_{\text{исп}}$, что делает целесообразным их расширение. Это уже осуществлено, например, на Днепровской ГЭС имени В. И. Ленина, установленная мощность которой за счет строительства второго здания ГЭС увеличена с 650 до 1500 МВт.

Ограниченное суточное регулирование.

Осуществление суточного регулирования во время половодья привело бы к холостому сбросу воды в часы спада нагрузок и потере дешевой энергии. Поэтому на этот короткий период ГЭС обычно переводится в базисную часть графика нагрузок (рис. 2.12, а).

Очень часто даже в межень часть мощности ГЭС вынужденно размещают в базисной части графика нагрузок для того, чтобы обеспечить круглосуточный попуск воды для нужд судоходства или водоснабжения (рис. 2.12, б). Такой же режим работы ГЭС приходится назначать, если по требованиям рыбного хозяйства или других отраслей, необходимо ограничить в нижнем бьефе колебания уровней. Для построения анализирующей кривой суточного графика нагрузок суточную выработку делят на две части: пиковую $\mathcal{E}'_{\text{сут}}$ и базисную $\mathcal{E}''_{\text{сут}}$ ($\mathcal{E}_{\text{сут}} = \mathcal{E}'_{\text{сут}} + \mathcal{E}''_{\text{сут}}$) и размещают их на графике нагрузок.

Для устранения вредных последствий колебаний уровня в нижнем бьефе в ряде случаев целесообразно ниже по течению от мощной регулирующей ГЭС построить контррегулирующий гидроузел. Водохранилище такого гидроузла обеспечивает попуск в нижнее течение реки равномерного среднесуточного расхода. Такого назначения, например, Майского гидроузла на р. Енисее, который будет выравнивать суточные расходы Саяно-Шушенской ГЭС.

Объем водохранилища для суточного регулирования $V_{\text{сут}}$ намного меньше объемов водохранилищ длительного регулирования и на большинстве современных ГЭС ограничений из-за недостаточного объема $V_{\text{сут}}$ не возникает. Такие ограничения могут возникнуть на ГЭС с безнапорной деривацией, где для суточного регулирования используют объемы воды в канале. Если этого объема недостаточно, устраивают

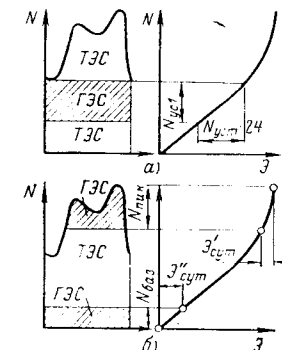


Рис. 2.12. График работы ГЭС в базисной части графика нагрузок:

а — при пропуске половодья; б — при ограничении суточного регулирования.

специальный бассейн суточного регулирования, соединенный с каналом (см. рис. 1.16). Объем водохранилища $V_{\text{сут}}$ приближенно можно определить исходя из количества энергии $\mathcal{E}_{\text{ак}}$, которое необходимо аккумулировать в водохранилище.

Значение $\mathcal{E}_{\text{ак}}$ определяется площадью графика нагрузки ГЭС (см. рис. 2.11), расположенной выше линии, соответствующей среднесуточной мощности $N_{\text{сут}}$. Это значение можно определить по анализирующей кривой. После этого объем водохранилища вычисляется по формуле

$$V_{\text{сут}} = \frac{427 \mathcal{E}_{\text{ак}}}{H_{\text{сут}}}, \quad (2.12)$$

где $V_{\text{сут}}$ — объем водохранилища, необходимый для суточного регулирования; $\mathcal{E}_{\text{ак}}$ — аккумулированная энергия; $H_{\text{сут}}$ — среднесуточный напор.

Колебания напора на ГЭС, расчетный напор. На рис. 2.13,а показана кривая связи $\nabla \text{УНБ} = f(Q)$, а также уровни верхнего бьефа — НПУ и УС. Напор $H = \nabla \text{УВБ} - \nabla \text{УНБ}$ при любом расходе определяется разностью ординат кривой и этих уровней, что позволяет построить диаграмму напоров $H = f(Q)$ отдельно для НПУ и УС (рис. 2.13,б). На этой диаграмме легко выявить $H_{\text{макс}}$ (при НПУ и $Q_{\text{мин}}$) и $H_{\text{мин}}$ (при НПУ и $Q_{\text{макс}}$).

Одним из основных параметров ГЭС является расчетный напор H_p — минимальное значение напора, при котором гидроагрегат может работать с номинальной мощностью, а ГЭС соответственно разви-

вает установленную мощность $N_{\text{уст}}$. Для того чтобы ГЭС могла выполнять свои функции по покрытию пиков нагрузки энергосистемы, необходимо, чтобы в зимнюю межень при сработанном водохранилище и повышенном вследствие попуска суточного регулирования уровне нижнего бьефа фактический напор был бы не ниже расчетного. Для определения такого напора нанесем на диаграмму (рис. 2.13,б) зависимость напора от расхода при постоянной ранее выбранной установленной мощности:

$$H = \frac{N_{\text{уст}}}{8,5Q}.$$

Пересечение этой кривой в точке А с кривой $H = f(Q)$ при УС определит напор $H_{\text{уст}}$, который соответствует длительной работе ГЭС с установленной мощностью в описанных выше условиях. Этот напор в первом приближении можно принять в качестве расчетного $H_p = H_{\text{уст}}$. В половодье на ГЭС допускается снижение напора и мощности ниже H_p и $N_{\text{уст}}$.

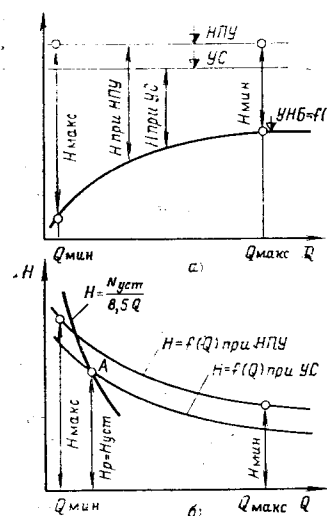


Рис. 2.13. К определению расчетного напора.

Диаграммы на рис. 2.13 построены для низконапорной ГЭС. При высоких напорах $H_{\text{мин}}$ чаще определяется при УС и расходе, отвечающем $N_{\text{уст}}$, т. е. $H_p = H_{\text{мин}} = H_{\text{уст}}$.

На практике H_p принимают несколько больше $H_{\text{уст}}$, так как кратковременные попуски при суточном регулировании создают в нижнем бьефе неустойчивые режимы, при которых напор не успевает достигнуть $H_{\text{уст}}$. Повышение H_p способствует сокращению размеров агрегатов и удешевлению здания ГЭС.

Колебания уровня нижнего бьефа на многих ГЭС достигают 3—5 м, особенно зимой, при стесненном льдом русле. Ниже по течению амплитуда колебаний уровня быстро уменьшается.

Часть суточного стока проходит через ГЭС при напоре, меньшем среднесуточного, что приводит к некоторой потере энергии при суточном регулировании.

Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) в энергосистеме. Особым видом суточного регулирования является работа ГАЭС в энергосистеме. Рассмотрим ее для простейшего случая, когда кроме ГАЭС в энергосистеме отсутствуют другие регулирующие электростанции (рис. 2.14).

Если в энергосистеме имеется ГАЭС с полезным объемом верхнего бассейна V_6 и средним напором H , то для наполнения этого бассейна требуется энергия

$$\mathcal{E}_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}} = \frac{V_6 H}{368 \eta_{\text{нас}}} \approx \frac{V_6 H}{300}, \quad (2.13)$$

где $\eta_{\text{нас}}$ — КПД ГАЭС в насосном режиме, равный в среднем 0,8.

Эту энергию получают от ТЭС и АЭС, дополнительно загружая их в часы спада нагрузок энергосистемы, что увеличивает базисную часть графика. Продлив прямой участок анализирующей кривой за точку С, тогда разность абсцисс между продленным участком и исходной кривой АВ покажет энергию $\mathcal{E}_{\text{нас}}$, которую должны дополнительно вырабатывать ТЭС и АЭС в часы спада нагрузки, чтобы обеспечить дополнительную нагрузку от насосов ГАЭС. Проведем через точку А горизонтальную прямую. Она определит график мощности, потребляемой ГАЭС в насосном режиме, наибольшую мощность $N_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}$ и длительность насосного режима.

В часы пик ГАЭС работает в турбинном режиме, при этом сработка объема воды V_6 из верхнего бассейна в нижний через турбины обеспечивает выработку энергии

$$\mathcal{E}_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}} = \frac{V_6 H}{368 \eta_{\text{турб}}} \approx \frac{V_6 H}{427}, \quad (2.14)$$

где $\eta_{\text{турб}}$ — КПД ГАЭС в турбинном режиме, равный в среднем 0,9. Разместим выработку $\mathcal{E}_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}}$ в пиковой части графика, при этом определяется наибольшая мощность $N_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}}$ и длительность турбинного режима. Мощность $N_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}}$ является вытесняющей, так как на это значение может быть снижена мощность ТЭС и АЭС. На рис. 2.14 наглядно показана эффективность ГАЭС для улучшения режима работы ТЭС и АЭС. ГАЭС не только уменьшает пиковую мощность ТЭС и АЭС, но и увеличивает их мощность в базисе в часы спада нагрузок, выравнивая график нагрузок. Соотношение между длительностью турбинного и насосного режима может быть различным. ГАЭС с увеличенной длительностью турбинного режима, для чего требуется $N_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}} > N_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}}$, называются полупиковыми.

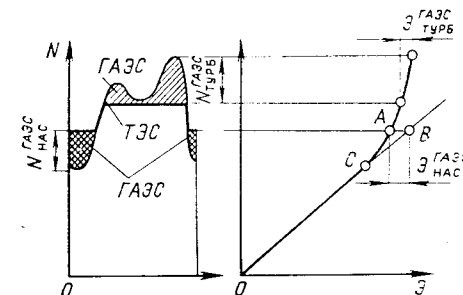


Рис. 2.14. Размещение ГАЭС в суточном графике нагрузок.

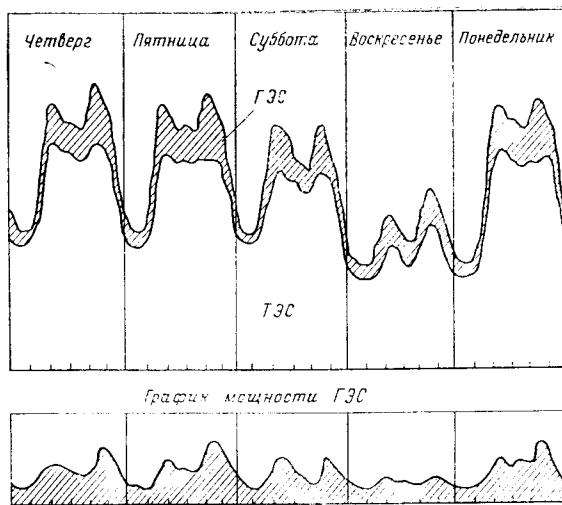


Рис. 2.15. Недельное регулирование.

2.5. ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Для решения одной и той же технической задачи существует обычно несколько инженерных решений. Экономические расчеты по сопоставлению затрат для разных вариантов помогают выбрать наиболее выгодное, экономически эффективное решение.

В гидроэнергетике с помощью таких расчетов оценивают экономическую эффективность проектируемой ГЭС, уточняют основные параметры гидроузла, энергетические параметры ГЭС, размеры водопроводящих сооружений и т. д.

Рассмотрим основные методы расчетов применительно к определению экономической эффективности проектируемой ГЭС.

Метод абсолютной экономической эффективности (рентабельности). Для создания электростанции необходимы одноразовые затраты — капиталовложения K , руб. При эксплуатации действующей электростанции имеются ежегодные издержки I , руб/год.

Действующая электростанция обеспечивает энергосистему мощностью $N_{уст}$ и вырабатывает электроэнергию $\mathcal{E}_{год}$. Электроэнергия и мощность отпускается предприятиям за плату по действующим тарифам, что определяет стоимость $\mathcal{C}$ энергии, выработанной за год. Разница между этой стоимостью и издержками составляет ежегодную прибыль Π :

$$\Pi = \mathcal{C} - I. \quad (2.15)$$

Эта прибыль постепенно окупает капиталовложения в строительство электростанции. Можно определить количество лет, необходимых для того, чтобы капиталовложения K окупались полностью. Эта величина называется абсолютным сроком окупаемости капиталовложений

$$T_{абс} = \frac{K}{\Pi} = \frac{K}{\mathcal{C} - I}. \quad (2.16)$$

Недельное регулирование. В выходные дни потребление энергии заметно сокращается. В эти дни целесообразно сократить выработку энергии на ГЭС и накопить в водохранилище воду, с тем чтобы, работав ее в рабочие дни недели, облегчить покрытие энергосистемой графиков нагрузки. Работа ГЭС при одновременном суточном и недельном регулировании иллюстрируется рис. 2.15. Для работы энергосистемы очень удобно наличие ГАЭС. Недельного регулирования, но они нуждаются в больших объемах бассейнов, что не всегда осуществимо. Наилучшие показатели при работе в энергосистеме могут быть получены на ГАЭС — ГАЭС, которые способны работать и как обычные ГЭС на бытовом стоке, и в режиме аккумуляирования.

Значение $T_{абс}$ сравнивается с плановыми нормативами и с фактическими сроками окупаемости наиболее экономичных электростанций, построенных в прошедший период. Проектируемая электростанция признается экономически рентабельной, если срок ее окупаемости не превосходит фактического по лучшим предприятиям отрасли. Часто используют величину, обратную сроку окупаемости — коэффициент рентабельности

$$r = \frac{1}{T_{абс}} = \frac{\Pi}{K} = \frac{\mathcal{C} - I}{K}. \quad (2.17)$$

Недостаток метода абсолютной экономической эффективности — условность определения прибыли по тарифам, не всегда правильно отражающим затраты на производство энергии, а также невозможность учета условий работы станции в энергосистеме. Поэтому метод используется обычно как вспомогательный, проверочный.

Основным методом энергоэкономических расчетов является **метод сравнительной экономической эффективности**. По этому методу проектируемая ГЭС сравнивается с заменяемой (альтернативной) ТЭС, которая дает тот же энергетический эффект, что и рассматриваемая ГЭС.

В качестве заменяемого варианта рассматривается наиболее экономичная ТЭС, которую можно было бы построить в том же экономическом районе. Тип ТЭС выбирается с учетом роли рассматриваемой ГЭС в энергосистеме: ГЭС с большой базисной составляющей графика выдачи мощности и с большим числом часов использования заменяет базисную КЭС, пиковые ГЭС с малым числом часов использования — пиковую ТЭС или ГТС. Для создания одинакового с ГЭС энергетического эффекта заменяемая ТЭС должна иметь несколько более высокие значения N и $\mathcal{E}$, что связано с повышенными затратами энергии на собственные нужды:

$$\left. \begin{aligned} N_{ТЭС} &= (1,1 \div 1,15) N_{ГЭС}; \\ \mathcal{E}_{ТЭС} &= (1,02 \div 1,07) \mathcal{E}_{ГЭС}. \end{aligned} \right\} \quad (2.18)$$

Далее будет показано, что ежегодные издержки на ГЭС всегда меньше издержек на ТЭС, что создает ежегодную экономию на издержках.

Если и капиталовложения $K_{ГЭС} < K_{ТЭС}$, то ГЭС абсолютно эффективна и дальнейший расчет не имеет смысла. Однако чаще строительство ГЭС обходится дороже, чем ТЭС, т. е. $K_{ГЭС} > K_{ТЭС}$, и в варианте ГЭС требуются дополнительные капиталовложения, равные $K_{ГЭС} - K_{ТЭС}$. Можно определить срок окупаемости этих дополнительных капиталовложений как

$$T = \frac{K_{ГЭС} - K_{ТЭС}}{I_{ТЭС} - I_{ГЭС}} \quad (2.19)$$

или коэффициент экономической эффективности дополнительных капиталовложений

$$\epsilon = \frac{1}{T} = \frac{I_{ТЭС} - I_{ГЭС}}{K_{ГЭС} - K_{ТЭС}}. \quad (2.20)$$

ГЭС экономически эффективна, если

$$\left. \begin{aligned} T &\leq T_n; \\ \epsilon &\geq \epsilon_n. \end{aligned} \right\} \quad (2.21)$$

где T_n и ϵ_n — нормативные значения срока окупаемости и коэффициента эффективности, устанавливаемые директивно.

В настоящее время для энергетики $T_n=8,34$ года; $\epsilon_n=0,12$. Для ГЭС в районах Крайнего Севера, а также для ГЭС, имеющих особое значение для других отраслей народного хозяйства принимается $T_n=12,5$ лет и $\epsilon_n=0,08$. По мере развития экономики нормативные сроки окупаемости могут быть увеличены, а коэффициенты эффективности уменьшены.

Разновидностью этого метода является метод сравнения приведенных ежегодных затрат. Если рассмотреть затраты в течение нормативного срока окупаемости, то на каждый год этого срока можно отнести годовую долю капиталовложений K/T_n или $\epsilon_n K$. Суммируя эту долю с годовыми издержками, получим приведенные годовые затраты Z :

$$Z=H+\epsilon_n K=H+K/T_n. \quad (2.22)$$

Этот метод удобен для сравнения нескольких вариантов, из которых наиболее эффективным признается вариант с наименьшими приведенными затратами.

Рассмотрим экономические показатели ГЭС и заменяемых ТЭС, значения которых необходимы для расчетов.

Капиталовложения в строительство ГЭС определяются сметой (на ранних стадиях проектирования смета составляется по укрупненным показателям). При расчетах энергетических гидроузлов из стоимости строительства исключаются затраты, не связанные с энергетикой.

Для сравнения различных электростанций пользуются понятиями удельных капиталовложений на киловатт установленной мощности

$$\kappa_{уд}^N = K/N \quad (2.23)$$

и на 1 кВт·ч выработанной за год энергии

$$\kappa_{уд}^Э = K/\mathcal{E}. \quad (2.24)$$

Для ГЭС $\kappa_{уд}^Э$ колеблется в широких пределах: от 90 до 800 руб/кВт (см. табл. 2.1), составляя в среднем около 300 руб/кВт. Соответствуют

Таблица 2.1

Экономические показатели некоторых гидроэлектростанций

Гидроэлектростанция, река	Установленная мощность, МВт	Удельные капиталовложения		Себестоимость электроэнергии коп/(кВт·ч)
		на 1 кВт установленной мощности, руб.	на 1 кВт·ч среднегодовой выработки, коп	
Плавинская имени В. И. Ленина, р. Даугава	825	93	5,0	0,12
Чебоксарская, р. Волга	1400	274	11,8	0,28
Волжская имени XXII съезда КПСС, р. Волга	2530	220	5,3	0,08
Воткинская, р. Кама	1000	184	7,9	0,12
Новосибирская, р. Обь	400	234	5,6	0,1
Бухтарминская, р. Иртыш	675	121	3,5	0,08
Саяно-Шушенская, р. Енисей	6400	161	4,4	0,07
Красноярская имени 50-летия СССР, р. Енисей	6000	94,2	2,8	0,09
Братская имени 50-летия Великого Октября, р. Ангара	4500	144	2,62	0,06
Чиркейская, р. Сулак	1000	233	9,6	0,16
Мингечаурская, р. Кура	371	168,5	1,3	0,16
Капчагайская, р. Или	434	131	4,9	0,2
Кайшадорская ГАЭС	1600	241	10,0	—
Загорская ГАЭС	1200	163	16,3	0,19

щие удельные капиталовложения для ТЭС составляют 90—180 руб/кВт, для АЭС — 250—280 руб/кВт (см. табл. 2.2).

При сравнении электростанций с разным числом часов использования удобно применять $\kappa_{уд}^Э$. Для ГЭС значение $\kappa_{уд}^Э$ находится в пределах 4—20 коп/(кВт·ч) (табл. 2.1).

Капиталовложения в ТЭС должны включать в себя дополнительные затраты на развитие топливной базы, принимаемые пропорционально годовой выработке в размере 0,4—0,6 коп/(кВт·ч).

Не меняя основных технических решений, можно в определенных пределах увеличить на ΔN установленную мощность, что потребует дополнительных капиталовложений ΔK . В этом случае определяют стоимость дополнительного киловатта установленной мощности

$$a=\Delta K/\Delta N. \quad (2.25)$$

Значение этой величины для ГЭС не превосходит обычно 15—20 руб/кВт, так как приращение мощности требует затрат только на здание ГЭС и оборудование, но не влияет на стоимость основных гидротехнических сооружений и водохранилища. Для ТЭС приращение мощности связано с сооружением дополнительного блока и практически

$$a_{ТЭС}=\kappa_{уд}^N.$$

Ежегодные издержки электростанции складываются из трех частей: эксплуатационные расходы $I_э$, амортизационные отчисления I_a , расходы на топливо $I_{топл}$:

$$H=I_э+I_a+I_{топл}. \quad (2.26)$$

Эксплуатационные расходы включают в основном заработную плату персонала, затраты на приобретение материалов и на текущий ремонт. Они пропорциональны установленной мощности электростанции.

Амортизационные отчисления делятся на реновационные, перечисляемые в госбюджет для финансирования и полной замены устаревшего оборудования и сооружений и отчисления на капитальный ремонт, используемые по мере необходимости дирекцией электростанции. Размер амортизационных отчислений пропорционален стоимости сооружений и оборудования, т. е. капиталовложениям.

Сумма $I_э+I_a=I_{пост}$ называется постоянными издержками. Эксплуатационные издержки ГЭС

$$I_э=u_э N_{уст}, \quad (2.27)$$

где $u_э$ — удельные эксплуатационные издержки, которые можно определить по графику на рис. 2.16 в зависимости от мощности. Удельные эксплуатационные издержки уменьшаются с возрастанием мощности ГЭС.

Эксплуатационные издержки ГЭС в несколько раз меньше, чем на ТЭС. Это объясняется прежде всего тем, что для обслуживания ГЭС требуется намного меньше персонала. Количество работающих на электростанции может быть оценено штатным показателем, МВт/чел (рис. 2.16). Для ГЭС этот показатель достигает 10—11 МВт/чел, в то время как на ТЭС он не превосходит 1,3—2,8, а на АЭС 1,1—1,9 МВт/чел.

Амортизационные отчисления определяют процентом амортизации p , кото-

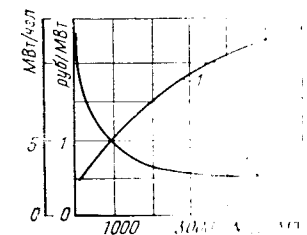


Рис. 2.16. Эксплуатационные показатели гидроэлектростанций:
1 — штатный показатель, МВт/чел; 2 — удельные эксплуатационные издержки, руб/МВт

рый зависит от срока службы сооружений и оборудования и составляет для ГЭС около 1,5%, а для ТЭС — 6—7%:

$$I_a = \frac{p}{100} K. \quad (2.28)$$

Постоянные издержки $I_{\text{пост}} = I_z + I_a$ для ТЭС в сумме можно принимать по данным табл. 2.2.

Затраты на топливо $I_{\text{топл}}$ на ГЭС отсутствуют. Для ТЭС они пропорциональны выработанной энергии и зависят от удельного расхода топлива, стоимости его добычи и транспортировки.

Удельный расход топлива принято исчислять для условного топлива с теплотворной способностью 23,3 мДж/кг (расход фактически применяемого топлива определяется пропорционально отношению его теплотворной способности к приведенному выше значению). В среднем по стране удельный расход топлива составляет 0,33 кг/(кВт·ч), на лучших ТЭС — 0,27 кг/(кВт·ч). Для различных типов ТЭС, рекон-

Таблица 2.2

Экономические показатели тепловых и атомных электростанций

Тип и мощность электростанций	Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности, руб	Постоянные годовые издержки, руб/кВт	Удельный расход топлива, кг/(кВт·ч)
КЭС на буром угле, 6400 МВт	173	17,3	0,33
КЭС на каменном угле, 4000 МВт	163	16,3	0,33
КЭС на газе, 3200 МВт	116	11,3	0,33
Газотурбинная установка, 200 МВт	98	9,8	0,47
КЭС с полудиковыми блоками, 600 МВт	156	15,6	0,39
АЭС с реакторами РБМК-1000 МВт	270	—	—

дуемых в качестве заменяемых, удельный расход топлива приведен в табл. 2.2.

Стоимость топлива c , пересчитанная на условное топливо, различна в разных районах страны, зависит от сложившегося топливно-энергетического баланса и ориентировочно может быть принята следующей, руб/кг:

Уголь в европейской части СССР	0,025—0,038
Газ в европейской части СССР	0,028—0,043
Уголь в Казахстане	0,016—0,020
Канско-ачинский уголь	0,006—0,008
Газ в Средней Азии	0,028—0,035
Нефтепродукты	0,063—0,066

Окончательно издержки на топливо определяются по формуле

$$I_{\text{топл}} = \nu c \mathcal{E}_{\text{ТЭС}}, \quad (2.29)$$

где ν — удельный расход условного топлива, кг/(кВт·ч); c — стоимость условного топлива, руб/кг; $\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}$ — годовая выработка электроэнергии.

В расчетах эффективности ГЭС $I_{\text{топл}}$ называется также топливным эффектом ГЭС, так как она показывает экономию топлива при принятии варианта со строительством ГЭС.

В целом ежегодные издержки на ГЭС в несколько раз меньше, чем на ТЭС. Различна и их структура: на ГЭС до 85% затрат составляют амортизационные отчисления, на ТЭС до 60% издержек — это плата за топливо.

Размер ежегодных издержек определяет один из основных экономических показателей — себестоимость электроэнергии

$$s = \frac{I}{\mathcal{E}}, \quad (2.30)$$

которая на ГЭС в 6—7 раз ниже, чем на ТЭС и АЭС.

Данные себестоимости энергии на некоторых ГЭС приведены в табл. 2.1. Средняя себестоимость производства электроэнергии на ТЭС в 1979 г. составляла 0,752 коп/(кВт·ч), а на ГЭС — 0,149 коп/(кВт·ч), т. е. в 5 раз ниже.

Эффективность комплексных гидроузлов оценивается с учетом заменяемых (альтернативных) вариантов не только для энергетики, но и для других отраслей, нужды которых обеспечивает гидроузел. Например вместо увеличения судоходных глубин за счет подпора в качестве альтернативы может рассматриваться ежегодное землечерпание, вместо орошения — улучшение неплодородных земель, вместо самотечного орошения — подача воды насосами и т. д. Для каждой отрасли подсчитываются капиталовложения и издержки варианта с гидроузлом и заменяемого варианта. Их значения учитываются при исчислении T или ϵ .

Экономическая эффективность ГАЭС определяется с учетом ее топливного эффекта в энергосистеме. Несмотря на то, что ГАЭС не только перераспределяет энергию во времени, но и потребляет ее, она экономит в системе топливо. Этот кажущийся парадокс легко раскрывается при сопоставлении ГАЭС с заменяемой ею газотурбинной электростанцией (ГТС). ГАЭС, работая в насосном режиме, потребляет твердое топливо, расходуемое на КЭС, работающей в оптимальном режиме с удельным расходом около 0,27—0,3 кг/кВт·ч. Заменяемая ГТС расходовала бы нефтяное топливо с удельным расходом 0,47—0,5 кг/кВт·ч. С учетом КПД ГАЭС, составляющим около 0,7, это дает экономию топлива в размере 0,1 кг/кВт·ч. Так, ГАЭС мощностью 1200 МВт экономит в год около 450 тыс. т мазута.

При расчете эффективности ГАЭС по топливному эффекту ее ежегодные издержки составят:

$$I_{\text{ГАЭС}} = I_{\text{с}}^{\text{ГАЭС}} + I_{\text{а}}^{\text{ГАЭС}} + \frac{\nu c \mathcal{E}_{\text{турб}}}{\eta_{\text{ГАЭС}}}, \quad (2.31)$$

где $I_{\text{с}}^{\text{ГАЭС}}$ и $I_{\text{а}}^{\text{ГАЭС}}$ — эксплуатационные издержки и амортизационные отчисления ГАЭС, определяемые так же, как для обычной ГЭС; ν — расход условного топлива на ТЭС, равный 0,27—0,3 кг/кВт·ч; c — стоимость условного топлива, руб/кг; $\mathcal{E}_{\text{турб}}$ — энергия, вырабатываемая ГАЭС в турбинном режиме, кВт·ч; $\eta_{\text{ГАЭС}}$ — общий КПД ГАЭС, равный 0,7.

Такой расчет не учитывает режимных преимуществ ГАЭС, которые ориентировочно можно учесть снижением значения $I_{\text{а}}^{\text{ГАЭС}}$ на 6—8%.

В более подробных энергоэкономических расчетах учитывается фактор времени, связанный с разной продолжительностью строительства ГЭС и ТЭС. Более длинные сроки строительства, характерные для ГЭС, приводят к «замораживанию» капиталовложений, что наносит ущерб народному хозяйству. Для учета этого ущерба анализируется график строительства и ввода ГЭС и ТЭС, капиталовложения каждого года приводятся к единому расчетному году по формуле

$$K_{\text{прив}} = K(1+\rho)^t, \quad (2.32)$$

где $K_{\text{прив}}$ — капиталовложения, приведенные к расчетному году; K — капиталовложения рассматриваемого года; t — количество лет, отделяющих рассматриваемый год от расчетного; ρ — норма учета фактора времени, $\rho=0,08$.

Энергоэкономические расчеты при решении отдельных вопросов. Изложенная выше методика позволяет сопоставлять различные варианты инженерных решений, различающихся по стоимости и по энергетическому эффекту.

Например, увеличение установленной мощности ГЭС приводит к возрастанию ее стоимости, но одновременно за счет увеличения выработки ГЭС в многоводные месяцы обеспечивает экономию топлива на ТЭС.

Увеличение размеров водовода удорожает его, но уменьшает потери энергии, которую пришлось бы выработать на заменяемой ТЭС.

Выбор оптимального варианта в этих случаях производится с использованием формул (2.21) и (2.22). Увеличение капиталовложений в ГЭС исчисляется в таких случаях по стоимости дополнительного киловатта.

При всей важности экономических расчетов нельзя переоценивать их результаты, так как в них трудно учесть такие факторы, как возобновляемость энергетических ресурсов, влияние электростанции на окружающую среду, условия труда, изменения экономической конъюнктуры в будущем, надежность энергоснабжения и решение других проблем в составе комплекса. Все эти факторы следует иметь в виду, принимая решения при сравнении объектов, имеющих небольшую разницу в показателях экономической эффективности. Необходимо также считаться с некоторой условностью ряда экономических показателей и относительно невысокой точностью расчетов.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

3.1. СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

Оборудование гидроэлектростанций по функциональному назначению делится на несколько групп.

Гидросиловое оборудование — это гидротурбины и механическая часть гидрогенераторов. На ГАЭС к гидросиловому оборудованию относятся также обратимые гидромашинны и двигатель-генераторы.

Вспомогательное оборудование необходимо для обеспечения работы гидросилового оборудования. К нему относятся системы технического водоснабжения, воздушного хозяйства, масляного хозяйства, осушения и т. п.

Механическое оборудование включает в себя затворы, решетки, механизмы, а также краны для обслуживания гидротурбин и гидрогенераторов.

Электротехническое оборудование — электрическая часть генераторов, повышающие трансформаторы, коммутационная аппаратура: шинные, воздушные и кабельные токопроводы, системы релейной защиты, автоматики, телеуправления, связи.

Кроме этих главных видов оборудования для нормального функционирования ГЭС необходимо сантехническое оборудование, обеспечивающее отопление, вентиляцию, пожаротушение, водоснабжение и канализацию.

3.2. ОСНОВНЫЕ СИСТЕМЫ ГИДРОТУРБИН И ИХ ЧАСТИ

Гидравлическая турбина (гидротурбина) — это двигатель, преобразующий энергию движущейся воды в механическую энергию вращения. Турбина служит приводом для электрического генератора (гидрогенератора). Роторы гидротурбины и гидрогенератора, как правило, посажены на единый вал, имеющий общую систему опор вращающихся частей. Такое объединение образует сложную машину, называемую гидроагрегатом.

В гидроэнергетике используется энергия воды, сконцентрированная при напорах от нескольких метров до 1500—2000 м. Для работы в таком широком диапазоне применяются различные системы турбин, отличающиеся формой рабочих органов. Каждая из систем имеет свою область применения по напору. Эти системы входят в два класса, различающиеся по использованию тех или иных компонентов гидравлической энергии: реактивные турбины используют энергию давления и

скоростную энергию, активные — только скоростную энергию (табл. 3.1).

Турбины могут иметь вертикальную, горизонтальную или наклонную ось вращения. Преобладающее распространение получили реактивные турбины с вертикальной осью вращения.

Таблица 3.1

Системы гидротурбин и область их применения

Название системы гидротурбин	Сокращенное обозначение	Класс	Диапазон напоров, м
Осевые:			
пропеллерные	Пр	Реактивные	2—80
поворотнлопастные	ПЛ	"	2—80
Диагональные	Д	"	40—220
Радиально-осевые	РО	"	30—600
Ковшовые	К	Активные	400—1500

Каждая турбина — это гидравлическое устройство с проточной частью, которая включает в себя подводящие органы (турбинную камеру, колонны статора, лопатки направляющего аппарата), рабочие органы (лопастную систему рабочего колеса) и отводящие органы (отсасывающую трубу). Турбина имеет невращающиеся и вращающиеся части. К невращающимся относятся закладные части (статор, облицовки камер) и часть рабочих механизмов (направляющий аппарат, крышка, подшипник). Вращающиеся части — это основной орган турбины (рабочее колесо с валом).

На ГАЭС в ряде случаев применяются обычные гидротурбины и мощные насосы. Для отечественных условий наиболее перспективны обратимые гидромашинны с вертикальным валом, которые по конструкции близки к обычным турбинам.

3.3. СХЕМЫ УСТАНОВКИ ТУРБИН, НАПОР И МОЩНОСТЬ

На рис. 3.1,а показана схема установки реактивной турбины. Началом реактивной турбины считается сечение 1—1, соответствующее входу в турбинную камеру. Выходное сечение отсасывающей трубы 3—3 является концом турбины. Напором турбины H_T называется разность удельных энергий воды между входом в турбину и выходом из нее. Пренебрегая скоростной энергией, разность которой в верхнем и нижнем бьефе невелика, и отсчитывая потенциальную энергию от $\nabla_{УВБ}$, запишем удельные энергии в трех сечениях 0—0, 1—1, 3—3:

$$e_0 = \nabla_{УВБ} - \nabla_{УНБ} = H_{ст};$$

$$e_1 = e_0 - h_{п} = H_{ст} - h_{п};$$

$$e_3 = 0,$$

где $H_{ст}$ — статический напор; $h_{п}$ — потери напора в водоприемнике и турбинном водоводе.

Тогда, согласно определению

$$H_T = e_1 - e_3 = H_{ст} - h_{п}. \quad (3.1)$$

Если рассматривается обратимая гидромашинна, то в турбинном режиме ее напор также определяется по формуле (3.1). В насосном режиме гидромашинна преодо-

левает статический напор и потери в водоводах $h_{\text{п}}$, поэтому напор в насосном режиме

$$H_{\text{н}} = H_{\text{ст}} + h_{\text{п}}, \quad (3.2)$$

а следовательно,

$$H_{\text{п}} - H_{\text{т}} = 2h_{\text{п}}. \quad (3.3)$$

Напор активной ковшовой турбины (рис. 3.1,б) определяется как разность удельных энергий воды перед соплом и на сходе с рабочего колеса (сечения 1—1 и 3—3). Согласно рис. 3.1,б

$$e_1 = H_{\text{ст}} - h_{\text{п}};$$

$$e_3 = h_{\text{к}}.$$

Тогда

$$H_{\text{т}} = e_1 - e_3 = H_{\text{ст}} - h_{\text{п}} - h_{\text{к}}, \quad (3.4)$$

где $h_{\text{к}}$ — высота ковшей над УНБ в месте действия на них струи.

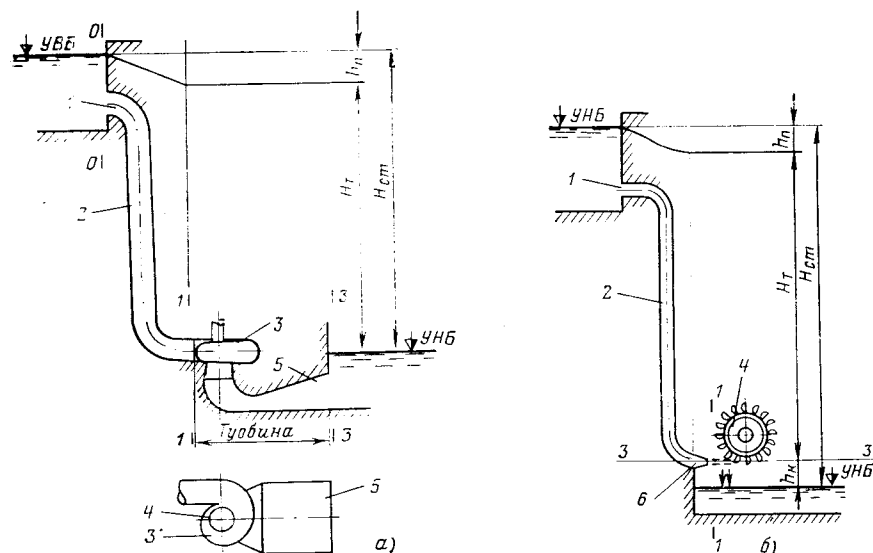


Рис. 3.1. Схема установки турбин:

а — установка реактивной турбины; б — установка активной турбины; 1 — водоприемное отверстие; 2 — турбинный водовод; 3 — спиральная камера; 4 — рабочее колесо; 5 — отсасывающая труба; 6 — сопло.

Мощность турбины определяется по формуле, аналогичной (1.12):

$$N_{\text{т}} = 9,81 Q H_{\text{т}} \eta_{\text{т}}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{\text{т}}$ — КПД турбины; Q — расход воды, проходящей через турбину.

Полный напор ГЭС (разность полных энергий верхнего и нижнего бьефа) называется напором-брутто, а за вычетом гидравлических потерь в подводящем водоводе — напором-нетто. Кинетическую энергию воды на подходе к водоприемнику $\alpha_0 v_0^2 / 2g$ и в нижнем бьефе $\alpha_3 v_3^2 / 2g$ учитывают только при точных расчетах.

3.4. НЕВРАЩАЮЩИЕСЯ ЧАСТИ РЕАКТИВНЫХ ТУРБИН

Детали турбины, оформляющие выход из турбинной камеры и вход в отсасывающую трубу, непосредственно связанные с монолитным бетоном, входят составными элементами в строительную часть здания

ГЭС и называются закладными частями. К ним относятся: статор, облицовка камеры рабочего колеса турбины ПЛ или фундаментное кольцо турбин РО, облицовки конуса отсасывающей трубы и шахты турбины.

Статор турбины (рис. 3.2,б) образует выход из турбинной камеры. Он воспринимает значительные нагрузки от бетона и оборудования. Статор состоит из верхнего и нижнего колец и 10—16 колонн обтекаемой формы. Нижнее кольцо в ряде случаев может отсутствовать.

Камера рабочего колеса турбины ПЛ представляет собой бочкообразную полость, внутри которой вращается рабочее колесо. Она образуется стальной облицовкой, заделанной в бетон. У турбин РО вместо камеры рабочего колеса имеется фундаментное кольцо, внутри которого вращается нижняя часть рабочего колеса.

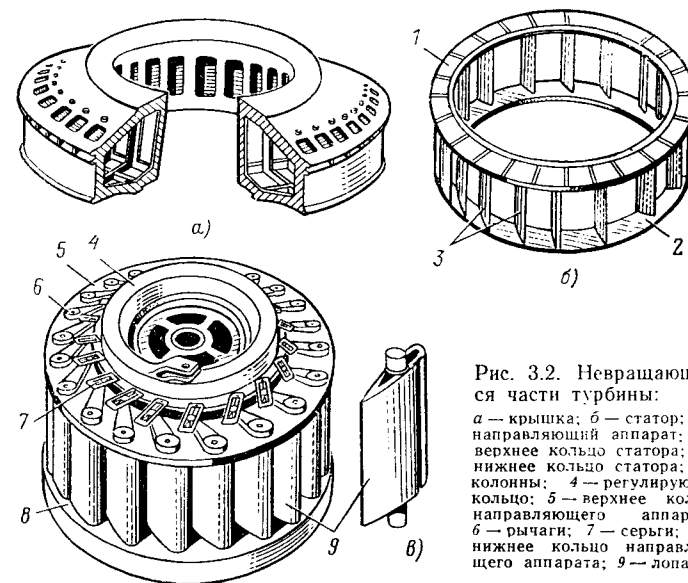


Рис. 3.2. Невращающиеся части турбины:

а — крышка; б — статор; в — направляющий аппарат; 1 — верхнее кольцо статора; 2 — нижнее кольцо статора; 3 — колонны; 4 — регулирующее кольцо; 5 — верхнее кольцо направляющего аппарата; 6 — рычаги; 7 — серьги; 8 — нижнее кольцо направляющего аппарата; 9 — лопатки.

Внутри статора располагается направляющий аппарат, регулирующий расход воды и придающий потоку воды необходимое направление. С его помощью производятся пуск и остановка турбины, регулирование мощности и частоты вращения. Направляющий аппарат (рис. 3.2,в) имеет верхнее и нижнее кольца, вставляемые в расточки колец статора. Между ними размещаются от 20 до 32 лопаток сбтекаемой формы. С помощью рычагов, жестко закрепленных на верхних цапфах лопаток и соединительных серег, все лопатки соединены с регулирующим кольцом.

При повороте кольца одновременно поворачиваются лопатки вокруг своих осей, образуя различные открытия α_0 (см. рис. 3.5,б) — от максимального до нулевого, при котором лопатки сомкнуты. Регулирующее кольцо располагается в расточке крышки турбины (рис. 3.2,а), которая в свою очередь вкладывается в расточку верхнего кольца направляющего аппарата. Крышка турбины служит опорой для подшипника турбины и отделяет заполненную водой проточную часть от сухой шахты турбины. У турбин ПЛ к нижней части крышки крепится непо-

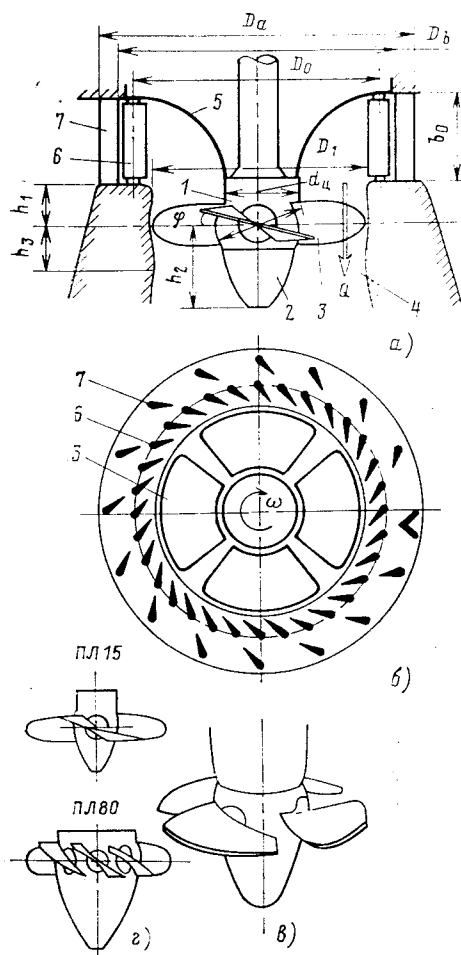


Рис. 3.3. Осевая поворотнлопастная турбина:
а — поперечный разрез; б — план-разрез;
в — внешний вид рабочего колеса; г — рабо-
чие колеса для разных напоров; 1 — втул-
ка; 2 — обтекатель; 3 — лопасти; 4 — ка-
мера рабочего колеса; 5 — неподвижный
обтекатель; 6 — лопатки направляющего аппа-
рата; 7 — колонны статора.

движный обтекатель, вместе с которым нижняя часть крышки, омываемая водой, образует тороидальную поверхность.

3.5. РАБОЧИЕ КОЛЕСА РЕАКТИВНЫХ ТУРБИН

Рабочее колесо осевой турбины (рис. 3.3) имеет от 3 до 8 консольных лопастей сложной изогнутой формы, прикрепленных к сферической или цилиндрической втулке, снабженной обтекателем. У пропеллерных турбин лопасти закреплены жестко, с постоянным углом наклона к горизонтальной плоскости. У поворотнлопастных турбин этот угол может меняться с помощью механизма, расположенного во втулке (рис.3.4). Разворот лопастей происходит при перемещении поршня, связанного штоком с крестовиной. Каждая лопасть

укреплена в двух подшипниках и имеет эксцентрик, шарнирно соединенный при помощи серьги с одним из концов крестовины. Перемещение крестовины вызывает одновременный разворот всех лопастей.

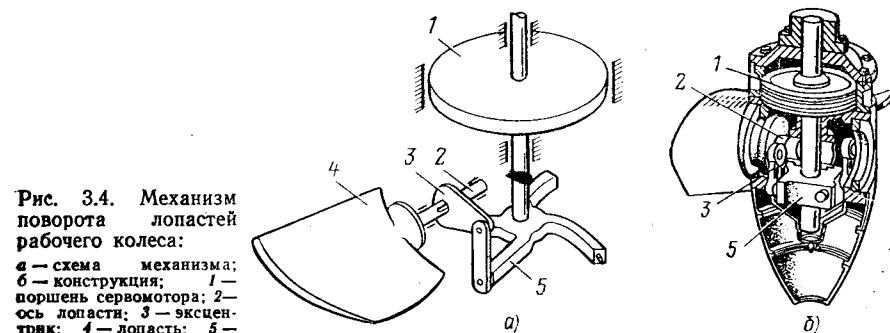


Рис. 3.4. Механизм поворота лопастей рабочего колеса:

а — схема механизма; б — конструкция; 1 — поршень сервомотора; 2 — ось лопастей; 3 — эксцентрик; 4 — лопасть; 5 — крестовина.

Рис. 3.5. Радиально-осевая турбина:
а — поперечный разрез; б — план-разрез;
в — внешний вид рабочего колеса; г — рабо-
чие колеса для разных напоров; 1 — втул-
ка; 2 — обтекатель; 3 — лопасти; 4 — ка-
мера рабочего колеса; 5 — неподвижный
обтекатель; 6 — лопатки направляющего аппа-
рата; 7 — колонны статора.

Очертания колес осевых турбин зависят от напора; с увеличением его возрастает диаметр втулки и уменьшается длина лопастей при увеличении их количества (см. рис. 3.3,г).

У радиально-осевой турбины рабочее колесо состоит из конусообразного верхнего обода и нижнего кольца, соединенных жестко закрепленными лопастями (рис. 3.5). Лопасти отклонены на некоторый угол от радиальных плоскостей и отогнуты в нижней части. Количество лопастей — от 14 до 19. Внешний вид колес меняется в зависимости от напора: высоконапорные колеса — низкие, диаметр нижнего кольца в них меньше диаметра верхнего обода (рис. 3.5,г).

Диагональные турбины являются как бы переходными от осевых к радиально-осевым. Рабочее колесо такой турбины (рис. 3.6) состоит из конусообразной втулки с консольно прикрепленными к ней поворотными лопастями. Угол наклона оси поворота лопастей к вертикали θ уменьшается с увеличением напора и находится в пределах от

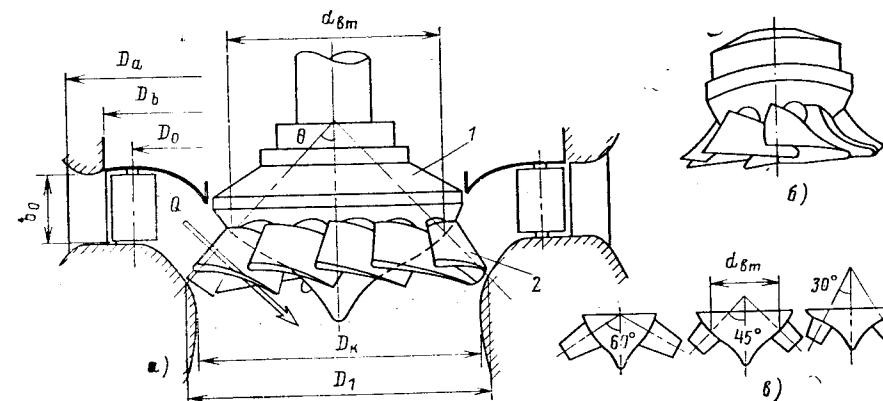


Рис. 3.6. Диагональная турбина:

а — поперечный разрез; б — внешний вид рабочего колеса; в — рабочие колеса для разных напоров; 1 — втулка рабочего колеса; 2 — лопасти.

30 до 60° (рис. 3.6, в). Внутри втулки располагается механизм разворота лопастей.

Все рассмотренные детали турбин ПЛ и РО показаны на рис. 3.25 и 3.26.

3.6. МАСЛОНАПОРНЫЕ УСТАНОВКИ И РЕГУЛЯТОРЫ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ

Изменения открытия направляющего аппарата и угла разворота лопастей производятся сервомоторами, т. е. цилиндрами с поршнями, действующими под высоким давлением турбинного масла. Для получения такого давления применяются маслonaпорные установки (МНУ).

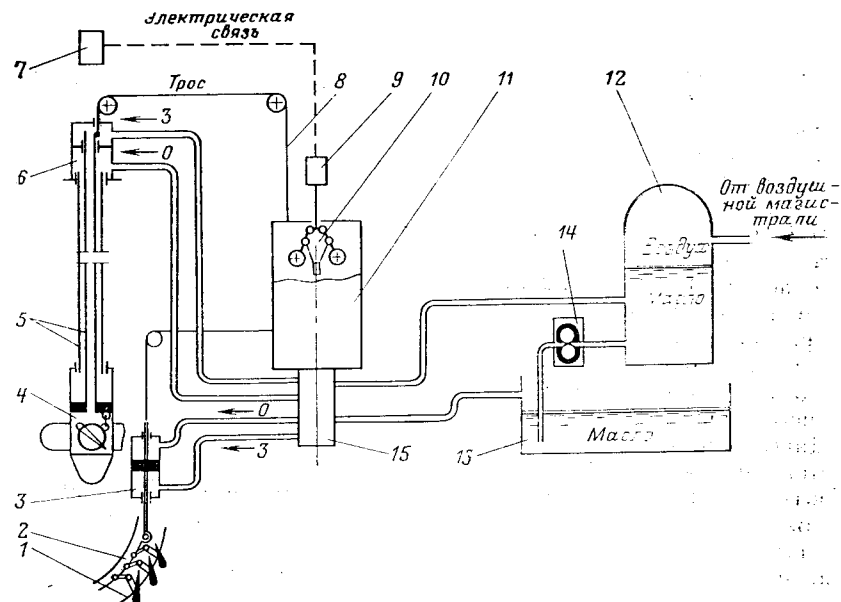


Рис. 3.7. Система регулирования поворотлопастной турбины.

Для управления процессом регулирования турбина оснащается автоматическим регулятором частоты вращения (скорости), обеспечивающим работу гидроагрегата с постоянной, синхронной частотой вращения, не зависящей от его нагрузки. С помощью регулятора также производится пуск, остановка и изменение нагрузки агрегата.

На рис. 3.7 показана принципиальная схема двойного регулирования (т. е. одновременного управления направляющим аппаратом и лопастями рабочего колеса) поворотлопастной турбины. МНУ состоит из котла 12, бака 13 и маслonaсосов 14. Котел (масло-воздушный аккумулятор давления) в верхней части заполнен воздухом, сжатым до давления 2, 4 или 6,4 МПа, а в нижней части — турбинным маслом. Воздух, запас которого изредка пополняется от компрессоров, играет роль упругой подушки, создающей рабочее давление в масляной среде. Из котла, по мере необходимости, масло подается в сервомоторы, а отработанное масло сливается в бак. При расходовании масла

в котле снижается давление, что вызывает автоматическое включение маслonaсосов, подкачивающих масло из бака до восстановления давления. Масло, таким образом, выполняет только роль энергоносителя, и его общее количество в системе не изменяется. Находящееся под давлением масло постоянно находится в полостях главного золотника 15.

Основным органом регулятора 11 является центробежный маятник 10, вращающийся с частотой, строго пропорциональной частоте вращения агрегата, с помощью двигателя 9. Двигатель электрически связан с вспомогательным регуляторным генератором 7, работающим на валу гидроагрегата. Получив импульс об изменении (например, уменьшении) частоты вращения, маятник приводит в действие сложную систему регулятора, многократно усиливающую этот импульс. Это приводит к перемещению рабочего тела главного золотника, который подает масло в сервомоторы направляющего аппарата 3, а они, поворачивая регулирующее кольцо 2, увеличивают открытие лопаток 1, увеличивая расход воды и частоту вращения агрегата. Прекращение регулирования наступает от действия обратной связи 8, которая как бы сообщает регулятору об исполнении его команды.

Угол разворота лопастей φ связан определенной зависимостью $\varphi = f(a_0)$ с открытием направляющего аппарата. Эта зависимость запрограммирована в регуляторе особым устройством — комбинатором

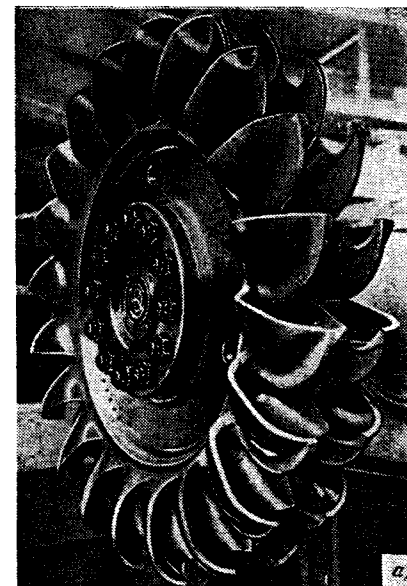
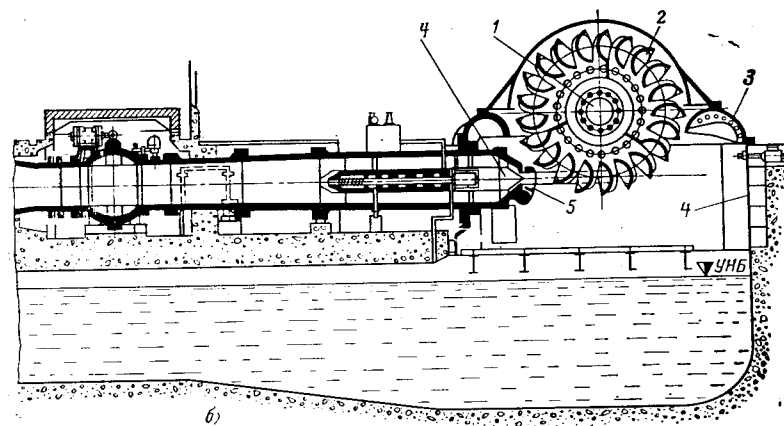


Рис. 3.8. Ковшовой турбина:

а — вид рабочего колеса; б — разрез по турбине.



При изменении a_0 комбинатор подает импульс на перемещение второго рабочего тела главного золотника, который, смещаясь, подает масло в маслоприемник 6, находящийся в верхней части агрегата. В маслоприемнике имеются две неподвижные полости, в отверстия которых с малым зазором входят концентрические расположенные внутри полого вала и вращающиеся вместе с ним трубчатые штанги 5. Штанги связаны с полостями сервомотора рабочего колеса 4. По внутренней штанге масло подается для смещения поршня сервомотора вверх, по кольцевому зазору между штангами — для смещения вниз. Вертикальное смещение штанг вместе с поршнем приводит в действие обратную связь.

Применяются два типа регуляторов: гидромеханические (РМ) и электрогидравлические (ЭГР). В последних вместо центробежного маятника и гидравлической системы усиления импульсов применена электрическая схема с логическими элементами.

3.7. КОВШОВЫЕ ТУРБИНЫ

Рабочее колесо ковшовой турбины (рис. 3.8) состоит из обода 1, снабженного по периферии ковшами 2, отлитыми совместно с ободом либо прикрепленными к нему сваркой или болтами. Ковш состоит из двух симметрично расположенных полушарических чаш, разделенных ножом. Колесо заключено в кожух 3 и вращается на одном валу с ротором генератора, имея либо вертикальную, либо, чаще, горизонтальную ось. Вода к турбине подводится из верхнего бьефа турбинными водоводами, заканчивающимися одним или несколькими соплами — сужающимися насадками. Струя, выходящая из сопла, ударяет в нож ковша, разделяется на две части и отбрасывается в противоположном направлении, передавая свою энергию ковшу, который движется, вращая колесо. Отработанная вода стекает в лоток и уходит в нижний бьеф.

Регулирование турбины выполняется с помощью игольчатого затвора 4 сопла, снабженного гидроприводом. При перемещении иглы изменяется площадь выходного отверстия; для остановки турбины игла закрывает отверстие полностью. Для быстрого снижения расхода воды, поступающей на колесо, служит дефлектор 5 — заслонка, отводящая струю от колеса.

Более подробные сведения о конструкциях турбин см. в [8].

3.8. РАБОЧИЙ ПРОЦЕСС ТУРБИН И ОСНОВЫ ТЕОРИИ

Рабочее колесо реактивной турбины вместе с камерой, в которой оно вращается, можно представить в виде сосуда, имеющего ряд каналов, образованных лопастями. Вытекая из этих каналов, вода отталкивает лопасти (реактивное воздействие) и приводит рабочее колесо во вращение. Отдавая энергию, вода теряет давление, которым она располагала при входе на колесо. В меньшей степени изменяются скорости. Таким образом, из полной энергии воды реактивная турбина использует преимущественно компонент потенциальной энергии давления и лишь частично — компонент скоростной кинетической энергии.

Иначе проходит рабочий процесс активной турбины. Струя воды, выбрасываясь из сопла в атмосферу, сразу теряет давление, энергия которого преобразуется в скоростную. Ударяясь в ковши, струя теряет скорость, отдавая

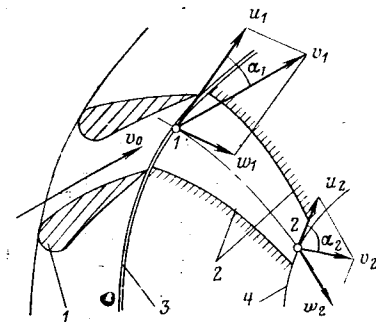


Рис. 3.9. Схема движения воды на рабочем колесе радиально-осевой турбины:

1 — лопасти направляющего аппарата; 2 — канал между лопастями; 3 — входная кромка; 4 — выходная кромка.

колесу свою энергию. Таким образом, активная турбина использует основную, кинетическую энергию воды.

Основное уравнение реактивной турбины. На рис. 3.9 показана схема лопастной системы реактивной радиально-осевой турбины. Из направляющего аппарата вода поступает на входную кромку рабочего колеса (точка 1) и движется между лопастями с относительной (к лопастям) скоростью w_1 . Одновременно вода движется с окружной скоростью u_1 , возникающей при вращении рабочего колеса с угловой частотой вращения ω . Абсолютная скорость v_1 (относительно неподвижных частей здания ГЭС) равна геометрической сумме w_1 и u_1 и может быть найдена построением параллелограмма скоростей. Аналогичное построение

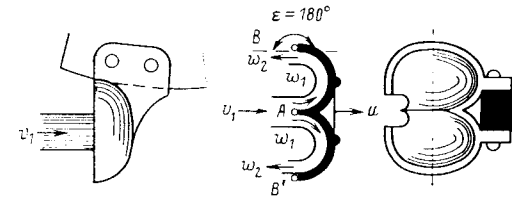


Рис. 3.10. Схема движения воды на ковше.

выполнено для точки В на выходной кромке колеса. Рассмотрев момент количества движения и импульс момента сил в струйке между лопастями, можно вывести уравнение

$$H\eta = \frac{v_1 u_1 \cos \alpha_1 - v_2 u_2 \cos \alpha_2}{g} \quad (3.6)$$

Подробно этот вывод рассмотрен в [8]. Уравнение (3.6) — основное энергетическое уравнение турбины (уравнение Эйлера). Связывая энергетические показатели с геометрическими параметрами колеса, это уравнение позволяет подбирать форму лопастей.

Основные уравнения активной турбины. Энергия давления перед соплом Н полностью преобразуется в кинетическую энергию струи, имеющей скорость $v_1 = \sqrt{2gH}$. Струя из сопла поступает на ковш и в момент соприкосновения в точке А (рис. 3.10) имеет относительную (к ковшу) скорость w_1 . Затем струя раздваивается, изменяет свое направление на 180° и покидает ковш в точках В и В' с относительной скоростью w_2 . При движении по ковшу на относительные скорости w_1 и w_2 накладывается окружная скорость u от вращения колеса. Абсолютная скорость v_2 при полном использовании энергии должна равняться нулю. Составим уравнения сложения скоростей для точек А и В, В', учитывая, что при повороте на 180° $w_2 = -w_1$ и $v_2 = 0$:

$$v_1 = u + w_1;$$

$$0 = u - w_2.$$

Решив эти уравнения, получим:

$$u = v_1/2, \quad (3.7)$$

где u — окружная скорость; v_1 — скорость в струе.

При диаметре рабочего колеса D_1 частота вращения

$$n = \frac{60u}{\pi D_1}. \quad (3.8)$$

Подобие гидротурбин. При конструировании турбин для определения их характеристик в специальных лабораториях исследуют умень-

шенные модели. Турбины, размеры которых соответственно пропорциональны, называются геометрически подобными.

Для геометрически подобных турбин можно подобрать режимы работы, при которых в соответственных точках потока будут подобны треугольники скоростей, что называется кинематическим подобием. Сравнить показатели турбин, подобных геометрически и кинематически, например модели и натурной турбины, можно по формулам подобия, выведенным на основе формулы (3.6)

$$\left. \begin{aligned} n &= n_m \frac{D_{1m}}{D_1} \sqrt{\frac{H}{H_m}}; \\ Q &= Q_m \frac{D_{1m}^2}{D_1^2} \sqrt{\frac{H}{H_m}}; \\ N &= N_m \frac{D_{1m}^2}{D_1^2} \frac{H}{H_m} \sqrt{\frac{H}{H_m}}. \end{aligned} \right\} \quad (3.9)$$

где H_m, n_m, Q_m, N_m — соответственно напор модели, м, частота вращения, об/мин, расход, м³/с, мощность, кВт, модельной турбины с диаметром рабочего колеса D_{1m} , м; H, n, Q, N — те же параметры натурной турбины с диаметром рабочего колеса D_1 .

Обычно показатели модели пересчитывают по этим формулам на условную турбину, имеющую $D_{1m}=1$ м и работающую при $H_m=1$ м. Показатели такой турбины называют приведенными и обозначают по типу Q'_1 . Пересчет от приведенной турбины к другой, геометрически подобной ведется по формулам

$$\left. \begin{aligned} n &= n'_1 \sqrt{\frac{H}{H_m}}; \\ Q &= Q'_1 D^2 \sqrt{H}; \\ N &= N'_1 D^2 H \sqrt{H} = 9,81 \eta Q'_1 D^2 H \sqrt{H}. \end{aligned} \right\} \quad (3.10)$$

Формулы (3.9) и (3.10) называются формулами приведения.

Быстроходность турбин. Частота вращения турбины, у которой диаметр рабочего колеса таков, что при напоре 1 м обеспечивается выдача мощности ~ 736 Вт (1 л. с.), называется коэффициентом быстроходности. Этот коэффициент определяется по следующей формуле (здесь мощность N измеряется в киловаттах):

$$n_s = 1,167 \frac{n \sqrt{N}}{H \sqrt{H}} \quad (3.11)$$

или по формуле

$$n_s = 3,65 n'_1 \sqrt{Q'_1 \eta}. \quad (3.12)$$

Ниже приведены коэффициенты быстроходности n_s турбин различных систем, об/мин:

Осевые	1000—400
Диагональные	500—250
Радиально-осевые	300—80
Ковшовые	50—10

Термин «быстроходность» не следует смешивать с частотой вращения, которая у «тихоходных» высоконапорных турбин намного выше, чем у «быстроходных» низконапорных.

При одинаковом напоре повышение быстроходности сконструированной турбины по сравнению с аналогичными означает техническую прогрессивность решения, так как с увеличением быстроходности уменьшаются размеры турбины.

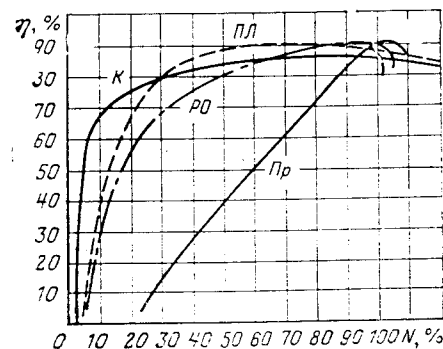


Рис. 3.11. Рабочие характеристики турбин различных систем.

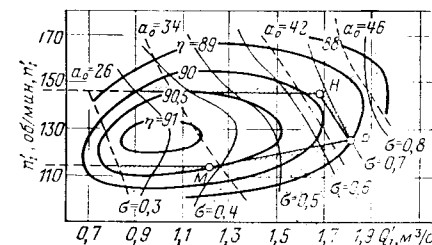


Рис. 3.12. Главная универсальная характеристика турбины ПЛ30 (на характеристику нанесена рабочая зона турбины $N=105$ МВт; $n=75$ об/мин, $H_p=22$ м; $H_{\max}=28$ м; $H_{\min}=17$ м; $D_1=8$ м).

Характеристики турбин используются для выбора оптимального режима работы. Рабочие характеристики (рис. 3.11) $\eta=f(N)$ показывают эффективность работы турбины при переменной нагрузке. Турбины Пр и Ро имеют наиболее высокий КПД лишь в одном режиме при $N \approx 0,75 N_{\max}$. В этом режиме скорости v_0 в направляющем аппарате и v_1 на входной кромке колеса совпадают по направлению, чем обеспечиваются наименьшие потери на входе. Но при изменении мощности и открытия направляющего аппарата это совпадение нарушается и КПД падает. У турбин Пл и Д это совпадение частично восстанавливается изменением геометрической формы колеса при развороте лопастей, и КПД остается высоким в широком диапазоне режимов.

Наибольшее распространение получили характеристики — топограммы, на которые наносятся изолинии, т. е. линии равных значений необходимых параметров. Самую полную информацию о свойствах всех геометрически подобных турбин какого-либо типа содержит главная универсальная характеристика (рис. 3.12), представ-

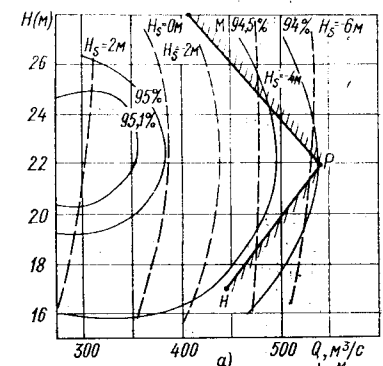


Рис. 3.13. Эксплуатационные характеристики турбины ПЛ30 при $N_T=105$ МВт; $n=75$ об/мин:
а — расходная характеристика; б — мощностная характеристика.

Основные показатели осевых поворотнлопастных турбин

Показатель	Тип		
	ПЛ15	ПЛ20	ПЛ30
Диапазон напоров, м	5—15	10—20	15—30
Приведенная частота вращения, об/мин:			
$n'_{I \text{ опт}}$	160	140	125
$n'_{I \text{ расч}}$	180	160	150
Приведенный расход Q'_I , м³/с	2,3—1,9	2,2—1,75	2,0—1,5
Наибольший диаметр D_1 , м	10,6	10,0	9,5
Коэффициент кавитации σ	1,3—0,9	1,2—0,8	1,1—0,65
Количество лопастей z_1	4	4	6
Диаметр втулки рабочего колеса $\bar{d}_{вт}$	0,35	0,37	0,41
Высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$	0,42	0,4	0,4

Примечание. Для всех типов турбин $\bar{D}_0=1,2$; $\bar{D}_a=1,63$; $\bar{D}_b=1,38$; $\bar{n}_1=\bar{n}_2=0,21$; $\bar{d}_n=\bar{d}_{вт}-0,05$ D_1 ;

Основные показатели радиально-осевых турбин

Показатель	Тип		
	РО45	РО75	РО115
Диапазон напоров, м	30—49	40—75	70—115
Приведенная частота вращения $n'_{I \text{ опт}}$, об/мин	85	80	75
Приведенный расход Q'_{Im} , м³/с	1,4—1,37	1,37—1,25	1,25—1,03
Наибольший диаметр D_1 , м	8,5	8,5	8,5
Коэффициент кавитации σ_1	0,22	0,18	0,15
Высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$	0,35	0,30	0,25
Выходной диаметр $\bar{D}_2$	1,15	1,1	1,0
Высота фундаментного кольца $\bar{h}_1$	0,22	0,25	0,25

Примечание. Для всех видов турбин $\bar{D}_0=1,2$; $\bar{D}_a=1,63$; $\bar{D}_b=1,38$.

ляющая собой график, где в координатах Q'_I , n'_I даны изолинии η , a_0 и др. Такая характеристика выпускается для одного типа турбины (например ПЛ40, РО115 и т. п.) и содержит данные о параметрах турбин любых мощностей и размеров в диапазоне, допускаемом для этого типа. Пользуясь ею, можно для турбины с конкретными значениями D_1 и n построить эксплуатационные характеристики, на которых значения параметров η и других даются в виде изолиний в координатах Q , H (расходная характеристика, рис. 3.13,а) или N , H (мощностная характеристика, рис. 3.13,б). Построение сводится к пересчету координат ряда точек изолиний из системы Q'_I , n'_I в систему Q , H или N , H по формулам, выводимым из формул 3.10:

$$H = \left(\frac{nD_1}{n'_I} \right)^2; Q = \frac{Q'_I}{n'_I} nD^3; N = 9,81Q'_I \left(\frac{n}{n'_I} \right)^3 D^5 \eta.$$

При этом значения КПД η , надписываемые на изолиниях характеристик и вводимые в формулу мощности, пересчитываются из значений η универсальной характеристики по приводимой ниже формуле (3.17).

Таблица 3.2

турбины				
ПЛ40	ПЛ50	ПЛ60	ПЛ70	ПЛ80
20—40	30—50	40—60	45—70	50—80
120	115	110	105	100
140	135	130	125	110
1,8—1,3	1,5—1,2	1,35—1,1	1,25—1,0	1,1—0,85
9,5	9,0	8,5	8,5	8,5
0,75—0,45	0,55—0,35	0,45—0,3	0,43—0,23	0,33—0,20
7	8	8	8	8
0,43	0,47	0,51	0,57	0,6
0,375	0,375	0,35	0,35	0,35

$\bar{n}_2=1,1$ $\bar{d}_{вт}$.

Таблица 3.3

турбины				
РО170	РО230	РО310	РО400	РО500
110—170	160—230	220—310	290—400	380—500
70	67	65	60	60
1,03—0,65	0,65—0,42	0,42—0,28	0,28—0,2	0,2—0,15
8,5	8,5	6,7	5,0	4,0
0,09	0,01	0,05	0,045	0,04
0,20	0,16	0,12	0,10	0,08
0,95	0,9	0,78	0,7	0,65
0,25	0,15	0,14	0,12	0,11

3.9. НОМЕНКЛАТУРА И ТИПЫ ГИДРОТУРБИН

Наиболее распространенные турбины ПЛ и РО в СССР стандартизированы. Разработана номенклатура турбин, охватывающая диапазон напоров от 5 до 500 м при мощности турбины до 800 МВт. Эта номенклатура содержит по восемь типов турбин системы ПЛ и системы РО. Основные показатели этих типов приводятся в табл. 3.2 и 3.3.

Тип турбины объединяет семейство самых разнообразных по размерам и мощности, но геометрически подобных турбин. Это означает, что все размеры турбин пропорциональны основному размеру — диаметру рабочего колеса D_1 и в таблицах даются относительные размеры в долях D_1 (например, $\bar{b}_0=b_0/D_1$). Обозначения размеров, приведенных в табл. 3.2 и 3.3, показаны на рис. 3.3 и 3.5. Цифра в написании типа турбины означает максимальный напор, м, при котором турбина может работать. Так, тип турбины РО230 означает: радиально-осевая турбина, рассчитанная на работу при напоре до 230 м.

Для каждого типа турбины в справочных материалах номенклатуры приводится главная универсальная характеристика.

Диагональные турбины Д и горизонтальные поворотнолопастные турбины ПЛК для капсульных агрегатов пока не стандартизированы и не входят в номенклатуру. Их показатели приведены в табл. 3.4 и 3.5, а размеры диагональных турбин указаны на рис. 3.6.

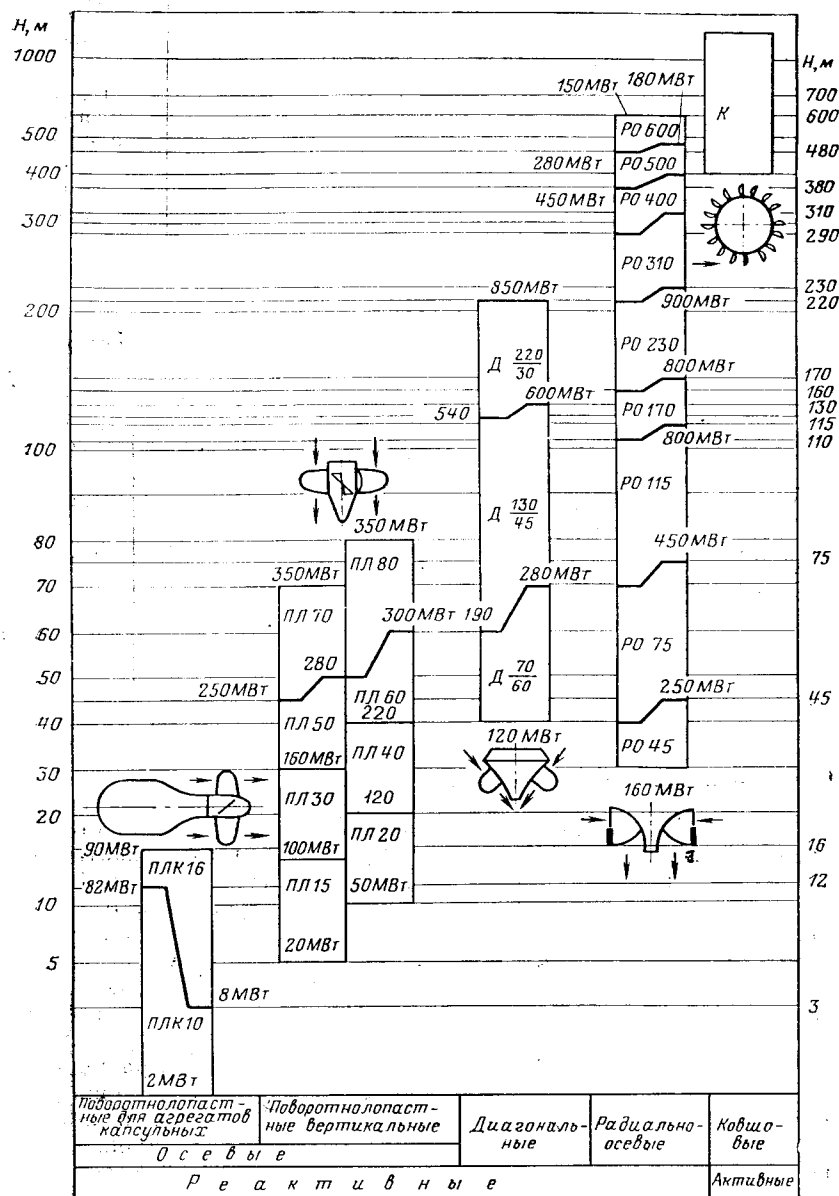


Рис. 3.14. Сводный график применения гидротурбин.

Таблица

Основные показатели диагональных турбин

Показатель	Тип турбины		
	Д70/60	Д130/45	Д220/30
Угол наклона оси поворота лопастей θ , град	60	45	30
Диапазон напоров, м	40—70	60—130	120—220
Приведенная частота вращения, об/мин:			
$n'_{I \text{ опт}}$	110	90	80
$n'_{I \text{ расч}}$	120	100	90
Максимальный приведенный расход $Q'_{I \text{ макс}}$, м³/с	1,6—1,3	1,4—1,1	1,0—0,7
Коэффициент кавитации σ	0,5—0,38	0,32—0,2	0,18—0,1
Количество лопастей рабочего колеса z_1	8—9	9—10	10—12
Диаметр втулки рабочего колеса $\bar{d}_{\text{вт}}$	0,5—0,55	0,6—0,65	0,7—0,8
Диаметр горловины камеры рабочего колеса $\bar{D}_K$	1,0	0,98	0,97
Высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$	0,375	0,25	0,2

Примечание. Размеры D_0 , D_A , D_B допускается принимать по аналогии с турбинами РО.

В обозначении типа диагональной турбины в числителе указывается максимальный напор H , м, а в знаменателе — угол наклона оси поворота лопастей θ , град.

Таблица 3.5

Основные показатели поворотнолопастных турбин для капсульных агрегатов

Показатель	Тип турбины	
	ПЛК10	ПЛК16
Диапазон напоров, м	1—12	3—16
Приведенная частота вращения, об/мин:		
$n'_{I \text{ опт}}$	170	155
$n'_{I \text{ расч}}$	210	175
Коэффициент кавитации σ	2,8—2,2	2,0—1,6
Максимальный приведенный расход $Q'_{I \text{ макс}}$, м³/с	4,2—3,8	2,0—1,6
Относительный диаметр капсулы $\bar{D}_{\text{капс}}$	0,8—0,85	1,0—1,25

На рис. 3.14 приведен сводный график применения всех систем турбин с выделением зон рабочих напоров и ориентировочного значения предельных мощностей агрегатов (МВт).

3.10. ПОДБОР ГИДРОТУРБИН

Выбор типа турбины и количества агрегатов. Диапазон напоров, в котором должна работать турбина, определяется в ходе водноэнергетических расчетов. Для выбора типа турбины необходимо знать значения напоров $H_{\text{макс}}$, H_p , $H_{\text{мин}}$ и установленную мощность ГЭС $N_{\text{уст}}$.

В результате подбора устанавливаются система и тип турбины, определяется количество агрегатов $z_{\text{агр}}$, диаметр рабочего колеса турбины D_i , частота вращения n , а также отметка оси рабочего колеса.

Выбор системы и типа турбины производится по напору с использованием табл. 3.2—3.4 или сводного графика на рис. 3.14. В первом приближении указанный в таблицах и графике диапазон напоров должен охватывать заданный от $H_{\text{макс}}$ до $H_{\text{мин}}$. В некоторых диапазонах возможно применение разных систем турбин, тогда выбор наиболее выгодного варианта основывается на технико-экономическом сравнении,

охватывающем не только сами турбины, но и здание ГЭС. На стадии предварительных расчетов учитываются особенности той или иной системы.

Турбины ПЛ и Д хорошо работают при значительных колебаниях напора и нагрузки, но они дороже и, как показано ниже, требуют более глубокого заложения подошвы здания ГЭС, что увеличивает его стоимость. При небольших колебаниях напора достаточно высокий КПД можно обеспечить и с турбинами типа РО или Пр, особенно на многоагрегатных мощных ГЭС. При выборе типа турбин необходимо учитывать режим работы ГЭС в пусковой период при пониженных напорах.

По экономическим соображениям на крупных ГЭС всегда выгоднее применить наименьшее количество агрегатов при наивысшей единичной их мощности. Значения предельной мощности для каждого типа турбины и в зависимости от напора приведены на рис. 3.14. Однако по эксплуатационным соображениям $z_{\text{агр}}$ следует принимать не менее двух при турбинах типов ПЛ и Д и не менее четырех при турбинах типов РО и Пр. Мощность одной турбины (единичная мощность)

$$N_T = N_{\text{уст}} / z_{\text{агр}} \eta, \quad (3.13)$$

где η — КПД гидрогенератора, примерно равный 0,95.

Подбор турбин по табличным данным номенклатуры. Основными параметрами каждого типа турбины, не зависящими от ее размеров, являются приведенные величины Q'_1 и n'_1 , значения которых имеются в табл. 3.2—3.4. Задав эти значения, можно подобрать турбину, пользуясь преобразованными формулами приведения.

Сначала определяется диаметр рабочего колеса

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_T}{9,81 \eta_t Q'_1 H_p V H_p}}, \quad (3.14)$$

где D_1 — диаметр рабочего колеса, м; N_T — мощность турбины, кВт; η_t — КПД турбины ($\eta_t \approx 0,9$); Q'_1 — расчетный приведенный расход, принятый по табл. 3.2—3.4, м³/с; H_p — расчетный напор, м.

Найденное значение D_1 должно быть округлено до ближайшего стандартного, которое выбирается из следующего ряда диаметров, см:

турбины ПЛ — 180, 190, 200, 212, 224, 236, 250, 265, 280, 300, 315, 335, 355, 375, 400, 425, 450, 475, 500, 530, 560, 600, 630, 670, 710, 750, 800, 850, 900, 1000, 1060;

турбины РО — 125, 140, 160, 180, 190, 200, 212, 224, 236, 250, 265, 280, 300, 315, 335, 355, 375, 400, 425, 450, 475, 500, 530, 560, 600, 630, 670, 710, 750, 800, 850.

Затем определяется частота вращения

$$n = \frac{n'_1 V H_p}{D_1}, \quad (3.15)$$

где n — частота вращения турбины, об/мин; n'_1 — расчетная приведенная частота вращения, принятая по табл. 3.2—3.4, об/мин; D_1 — диаметр рабочего колеса, м.

Как будет показано ниже, гидроагрегат должен вращаться с синхронной частотой, зависящей от количества полюсов генератора. Поэтому значение n следует округлить до ближайшего синхронного (табл. 3.6).

Подбор гидротурбин с использованием главной универсальной характеристики позволяет рассмотреть работу турбины во всем заданном диапазоне напоров и уточнить найденные значения D_1 и n . Для этого на характеристику (рис. 3.12) необходимо нанести координаты трех режимных точек, соответствующих H_p , $H_{\text{макс}}$, $H_{\text{мин}}$. При этом следует учитывать особенности работы турбины с напорами, отличающимися от H_p . При $H_{\text{макс}}$ турбина развивается, так же как и при H_p , номинальную мощность N_T , при этом мощность турбины ограничена мощностью ге-

Таблица 3.6

Ряд синхронных частот вращения гидроагрегатов n , об/мин ($2p$ — количество полюсов)

$2p$	n	$2p$	n	$2p$	n
180	33,3	120	50	56	107,1
176	34,1	116	51,7	52	115,4
172	34,9	112	53,6	48	125
168	35,7	102	57,7	44	136,4
164	36,6	100	60	40	150
160	37,5	96	62,5	36	166,7
156	38,5	92	65,2	32	187,5
152	39,5	88	68,2	28	214,3
148	40,5	84	71,4	24	250
144	41,7	80	75	20	300
140	42,9	76	78,9	18	333,3
136	44,1	72	83,3	16	375
132	45,5	68	88,2	14	428,6
128	46,9	64	93,7	12	500
124	48,4	60	100	10	600

нератора $N_T = N_T \eta_t$. Направляющий аппарат открыт не полностью. При $H_{\text{мин}}$ сохраняется полное открытие a_0 направляющего аппарата, такое же, как при H_p , но мощность уменьшается из-за недостатка напора. Координаты режимных точек определяются по формулам приведения:

$$\left. \begin{aligned} n'_{1p} &= \frac{n D_1}{V H_p}; \quad n'_{1\text{макс}} = \frac{n D_1}{V H_{\text{макс}}}; \quad n'_{1\text{мин}} = \frac{n D_1}{V H_{\text{мин}}}; \\ Q'_{1p} &= \frac{N_T}{9,81 \eta_t D_1^2 H_p V H_p}; \quad Q'_{1\text{макс}} = \frac{N_T}{9,81 \eta_t D_1^2 H_{\text{макс}} V H_{\text{макс}}}. \end{aligned} \right\} \quad (3.16)$$

Координату $Q'_{1\text{мин}}$ по формулам определить нельзя, так как пока неизвестна сниженная мощность. Она определяется графически на пересечении изолинии a_0 , идущей от расчетной точки P , с ординатой $n'_{1\text{мин}}$.

Найденные режимные точки H , P , M соединяют прямыми линиями, выделяя режимную зону. При удачном подборе n и D_1 эта зона полностью помещается в поле характеристики, значения Q'_{1p} не превышают допустимых, но близки к ним (для турбин РО расчетная точка P не выходит за линию ограничения), зона наиболее высоких КПД («яблоко» характеристики) полностью находится в рабочей зоне (см. рис. 3.12). Если эти условия не выполняются, уточняют значения n и D_1 и повторяют построения.

На главных универсальных характеристиках нанесены изолинии КПД модели η_m , в пояснениях к ней приводятся значения D_{1m} и испи-

тательного напора H_m . В большинстве случаев $H_m=4$ м; $D_{1m}=0,46$ м. Это позволяет вычислить КПД турбины η_T при $H < 150$ м

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}}; \quad (3.17)$$

при $H > 150$ м

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \sqrt[20]{\frac{H_m}{H}}.$$

В предварительных расчетах можно принять:

$$\eta_T = \eta_m + \Delta\eta,$$

где $\Delta\eta$ принимается в зависимости от D_1 :

D_1 , м	2	4	6	8	10
$\Delta\eta$, %	2,5	2,8	3,2	3,5	4,0

Подбор ковшовых турбин можно произвести, используя значения коэффициента быстроходности n_s , определенные по опыту конструирования и зависящие от количества сопл:

Количество сопл z_c	1	2	3	4	6
n_s , об/мин	15	27	33	40	48

Из формулы (3.11) получаем:

$$n = \frac{n_s H \sqrt{H}}{1,167 \sqrt{N}}. \quad (3.18)$$

При отсутствии потерь $v_1 = \sqrt{2gH}$. Учитывая потери коэффициентом 0,9, получим: $v_1 = 0,9 \sqrt{2gH} \approx 4 \sqrt{H}$; при этом

$$u = v_1/2 \approx 2 \sqrt{H}.$$

Подставив полученное значение в формулу (3.8), найдем:

$$n = \frac{60u}{\pi D_1} = \frac{60 \cdot 2 \sqrt{H}}{3,14 D_1} \approx 38 \frac{\sqrt{H}}{D_1},$$

откуда диаметр рабочего колеса

$$D_1 \approx 38 \frac{\sqrt{H}}{n}. \quad (3.19)$$

Диаметр струи принимается в пределах

$$d_c = (0,06 \pm 0,1) D_1. \quad (3.20)$$

Подбор обратимых радиально-осевых гидромашин также можно выполнить с использованием статистических данных о коэффициенте быстроходности n_s , определяя его в зависимости от напора в турбинном режиме по эмпирической формуле

$$n_s \approx \frac{1400}{H_T^{0,4}}. \quad (3.21)$$

По эмпирической формуле определяется приведенная частота вращения

$$n'_1 \approx 53 n_s^{0,1}, \quad (3.22)$$

а также приведенный расход

$$Q'_1 \approx 0,03 n_s^{1,8}. \quad (3.23)$$

Диаметр рабочего колеса

$$D_1 = \frac{1,167 n'_1 \sqrt{N}}{n_s H_T^{3/4}}. \quad (3.24)$$

По формуле приведения (3.10) находим:

$$n = n'_1 \sqrt{H_T/D_1}.$$

Для упрощения расчета при подборе обратимых гидромашин рекомендуется пользоваться номограммой (рис. 3.15), на которой даны также основные размеры рабочего колеса.

При подобных расчетах проводят анализ работы турбин во всех возможных сочетаниях напора и мощности ГЭС с учетом суточного регулирования и уточняют параметры агрегатов из условия получения наибольшей выработки энергии за счет работы в зоне наиболее высоких КПД.

Далее рассмотрим примеры подбора турбин.

Пример 1. Подбор реактивной турбины.

Задано: $N_{уст}=1000$ МВт, $H_p=22$ м, $H_{макс}=28$ м, $H_{мин}=17$ м. Согласно графику (см. рис. 3.14) принимаем турбину ПЛ30. Ее предельная мощность при $H_T=22$ м примерно 110 МВт.

Определяем количество агрегатов при предельной мощности турбин по формуле (3.13):

$$z_{agr} = \frac{N_{уст}}{N_{пред} \eta_T} = \frac{1000}{110 \cdot 0,95} = 9,56.$$

Принимаем $z_{agr}=10$.

Определяем единичную мощность турбины

$$N_T = \frac{N_{уст}}{z_{agr} \eta_T} = \frac{1000}{10 \cdot 0,95} = 105 \text{ МВт}.$$

По табл. 3.2 принимаем $Q'_1=1,8$ м³/с. $n'_1=130$ об/мин.

Определяем диаметр рабочего колеса по формуле (3.14):

$$D_1 = \sqrt{\frac{N}{Q'_1 9,81 \eta_T H_p \sqrt{H_p}}} = \sqrt{\frac{105000}{1,8 \cdot 9,81 \cdot 0,9 \cdot 22 \sqrt{22}}} = 8 \text{ м}.$$

Определяем частоту вращения по формуле (3.15):

$$n = \frac{n'_1 \sqrt{H_p}}{D_1} = \frac{130 \cdot \sqrt{22}}{8} = 76,2 \text{ об/мин}.$$

Согласно табл. 3.6 принимаем $n=75$ об/мин.

Производим проверку выбора по главной универсальной характеристике турбины ПЛ30 (рис. 3.15), построенной для $D_{1m}=0,46$ м. Координаты режимных точек

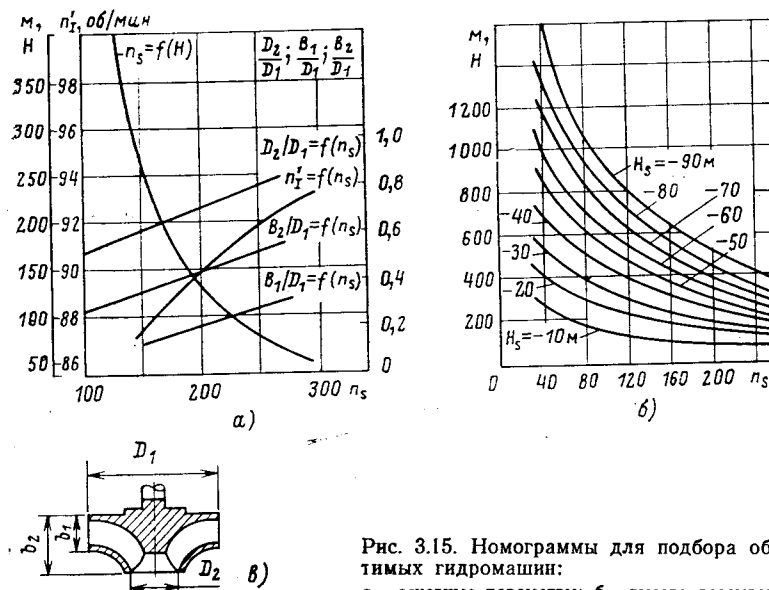


Рис. 3.15. Номограммы для подбора обратимых гидромашин:
а — основные параметры; б — высота всасывания;
в — схема рабочего колеса.

определим по формулам (3.16):

$$Q'_1 = \frac{N_T}{D^2 \cdot 9,81 \eta_T H \sqrt{H}} = \frac{105000}{64 \cdot 9,81 \cdot 0,9 H \sqrt{H}} = \frac{185,8}{H \sqrt{H}};$$

$$n'_1 = \frac{n D_1}{\sqrt{H}} = \frac{75 \cdot 8}{\sqrt{H}} = \frac{600}{\sqrt{H}}.$$

Расчет ведем в табличной форме (табл. 3.7).

Таблица 3.7

Величина	$H_{\max}=28$ м	$H_p=22$ м	$H_{\min}=17$ м
$Q'_1 = \frac{185,8}{H \sqrt{H}}$	1,26	1,8	—
$n'_1 = \frac{600}{\sqrt{H}}$	113,4	127,9	145

Наносим на характеристику точку P для $H=22$ м, точку M для $H=28$ м и линию $n'_1=145$ об/мин для $H=17$ м. Точку H находим на пересечении с линией $n'_1=145$ об/мин изолинии a_0 , проходящей через точку P . Очерчиваем рабочую зону турбины. Она располагается достаточно благоприятно, и выбор можно считать правильным. Определяем КПД турбины в расчетной точке: по характеристикам $\eta_m=0,89$; $D_{1m}=0,46$ м, по формуле (3.17):

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} = 1 - (1 - 0,89) \sqrt[5]{\frac{0,46}{8}} = 0,94.$$

Пример 2. Подбор ковшовой турбины.

Задано: $N_T=60$ МВт, $H_p=800$ м. Количество сопл примем $Z_c=2$, чему соответствует $n_s=27$ об/мин.

Определяем частоту вращения по формуле (3.18):

$$n = \frac{n_s H \sqrt{H}}{1,167 \sqrt{N}} = \frac{27 \cdot 800 \cdot \sqrt{800}}{1,167 \sqrt{60000}} = 401,9 \text{ об/мин.}$$

Принимаем согласно табл. 3.6 $n=428,6$ об/мин.

Определяем диаметр рабочего колеса по формуле (3.19):

$$D_1 = 38 \frac{\sqrt{H}}{n} = \frac{38 \sqrt{800}}{428,6} = 2,5 \text{ м.}$$

Диаметр струи

$$d_c = 0,1 D_1 = 0,1 \cdot 2,5 = 0,25 \text{ м.}$$

Пример 3. Подбор обратимой гидромашины.

Задано: $N_T=200$ МВт, $H_T=300$ м.

Определяем коэффициент быстроходности по формуле (3.21), либо по рис. 3.15,а:

$$n_s = \frac{1400}{H_T^{0,4}} = \frac{1400}{300^{0,4}} = 143.$$

Находим приведенную частоту вращения по формуле (3.22)

$$n'_1 = 53 n_s^{0,1} = 53 \cdot 143^{0,1} = 87 \text{ об/мин}$$

и по формуле (3.24) — диаметр рабочего колеса

$$D_1 = \frac{1,167 n'_1 \sqrt{N}}{n_s H_T^{3/4}} = \frac{1,167 \cdot 87 \cdot \sqrt{200000}}{143 \cdot 300^{3/4}} = 4,4 \text{ м.}$$

3.11. ТУРБИННЫЕ КАМЕРЫ

Турбинная камера обеспечивает равномерную подачу воды по периметру статора и направляющего аппарата. К вертикальным турбинам вода подводится с одной стороны и для них применяется турбинная

камера с очертанием наружной стенки по спиральной линии, полностью или частично охватывающей статор. Такие турбинные камеры называются спиральными. Угол $\phi_{охв}$, измеряемый между радиальными плоскостями, проведенными через конечное и входное сечения спиральной камеры, называется углом охвата и является основным параметром камеры.

Существуют два основных типа спиральных камер: бетонные с углом охвата $180-270^\circ$ и металлические с углом охвата $345-360^\circ$. Бетонные

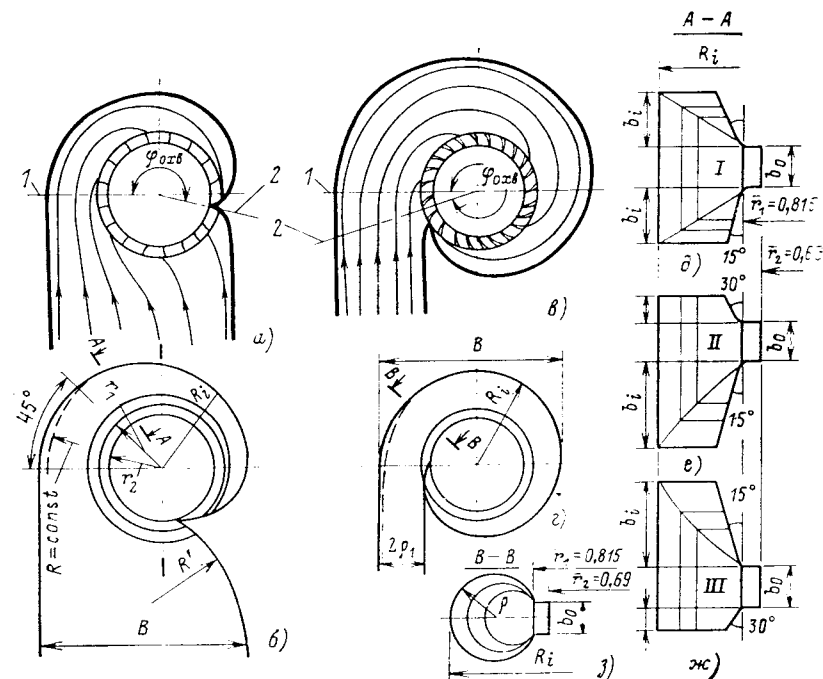


Рис. 3.16. Спиральные камеры:

а, б — бетонные камеры; в, г — металлические камеры; д, е, ж — сечения бетонных камер; з — сечения металлических камер.

камеры (рис. 3.16,а, б) применяются при напорах до 80 м. Они могут иметь радиальные поперечные сечения трех типов: симметричные (рис. 3.16,а), развитые вниз (рис. 3.16,е), развитые вверх (рис. 3.16,ж). При напорах более 50 м камеры облицовывают металлом. Бетонные камеры обычно применяются для турбин ПЛ (значительно реже — для низконапорных турбин РО).

Металлические камеры применяют при напорах 40—500 м для турбин РО и высоконапорных турбин ПЛ, все их сечения — круглые (рис. 3.16,в, г, з). Конструктивно их выполняют сварными, а при особо высоких напорах — литыми.

На рис. 3.16,а, в показаны линии тока воды при поступлении ее в статор турбины. Участки окружности статора, лежащие вне угла $\phi_{охв}$, получают воду непосредственно из турбинного водовода, что особенно характерно для бетонных камер с малыми углами охвата. Лишь часть общего расхода турбины Q_p попадает во входное сечение камеры I. По

мере движения воды по длине спиральной камеры к ее последнему сечению 2 часть расхода уходит в турбину, а оставшая часть продолжает свой путь по камере. Из условия равномерности распределения расхода очевидно, что на дугу, соответствующую одному градусу, должен приходиться расход $Q_p/360$. Тогда через любое сечение должен пройти расход Q_φ , достаточный для питания оставшейся части окружности, определяемой углом φ :

$$Q_\varphi = \frac{Q_p}{360} \varphi. \quad (3.25)$$

В частности, через входное сечение 1 должен проходить расход

$$Q_{вх} = \frac{Q_p}{360} \varphi_{окв}. \quad (3.26)$$

Расчет размеров сечения спиральной камеры проводится в предположении, что равномерное распределение расхода по окружности статора происходит при постоянстве средних скоростей течения воды по длине камеры, начиная от входного сечения, т. е.

$$v_{вх} = v_\varphi = \text{const}, \quad (3.27)$$

где $v_{вх}$ — скорость во входном сечении; v_φ — скорость в сечении, определяемом углом φ .

Из выражений (3.26) и (3.27) получим формулу для определения площади любого сечения спиральной камеры:

$$F_\varphi = \frac{Q_p \varphi}{360 v_{вх}}. \quad (3.28)$$

Значения $v_{вх}$ нормируются и зависят от напора (рис. 3.17).

Для обратной гидромашинны входные скорости принимаются более высокими, чем для турбин:

$$v_{вх} = 2,65 H_T^{0,3}, \quad (3.29)$$

где H_T — напор в турбинном режиме.

Радиус круглого сечения спиральной камеры

$$r_\varphi = \sqrt{\frac{F_\varphi}{\pi}}. \quad (3.30)$$

Подбор размеров сечений бетонных камер сложен и его обычно выполняют графоаналитическим способом.

Подбор сечений спиральных камер может быть значительно упрощен, если применять стандартные спиральные камеры, разработанные для всех типов турбин ПЛ и РО. На рис. 3.16, б и г обозначены основные размеры этих камер, а в табл. 3.8 даны их значения. Для турбин ПЛ15, ПЛ20, ПЛ30 применяются только бетонные камеры, для турбин РО115, РО170, РО230, РО310, РО400 — только металлические. Для турбин ПЛ40, ПЛ50, ПЛ60, ПЛ70, ПЛ80, РО45, РО75 могут быть применены как бетонные, так и металлические камеры.

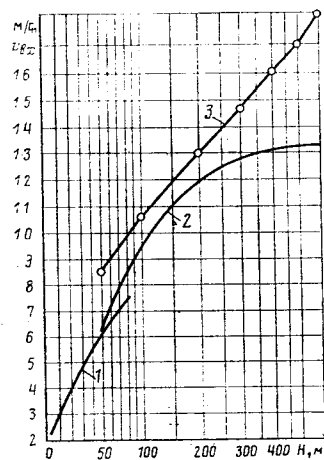


Рис. 3.17. Зависимость скорости воды в спиральной камере от напора:

1 — бетонные камеры; 2 — металлические камеры; 3 — металлические камеры обратимых гидромашин.

Таблица 3.8

Размеры стандартных спиральных камер (в долях диаметра рабочего колеса)

Размеры элементов сечения															
Тип турбины	Тип камеры	Тип сечения А—А (рис. 3.16)	$\varphi_{\text{окв}}$	b_0	B	$B_{\text{обуж}}$	R'	1		2		3		4	
								R_1	b_1, ρ_1	R_2	b_2, ρ_2	R_3	b_3, ρ_3	R_4	b_4, ρ_4
ПЛ15	Б	I	180	0,42	2,6	—	0,22	1,66	0,57	1,37	0,25	—	—	—	—
	Б	II	180	0,42	2,6	—	0,22	1,66	0,92	1,33	0,34	—	—	—	—
	Б	III	180	0,42	2,6	—	0,22	1,66	0,92	1,33	0,34	—	—	—	—
ПЛ15	Б	I	210	0,40	2,66	—	0,97	1,66	0,59	1,36	0,38	1,03	0,16	—	—
	Б	II	210	0,40	2,69	—	0,97	1,65	0,97	1,38	0,45	0,95	0,11	—	—
	Б	III	210	0,40	2,69	—	0,97	1,65	0,97	1,38	0,45	0,95	0,11	—	—
ПЛ40	Б	I	240	0,375	2,69	—	1,73	1,61	0,58	1,37	0,40	1,06	0,18	—	—
	Б	II	240	0,375	2,72	—	1,73	1,61	0,93	1,40	0,49	1,08	0,12	—	—
	Б	III	240	0,375	2,72	—	1,73	1,61	0,93	1,40	0,49	1,08	0,12	—	—
ПЛ60	Б	II	270	0,35	2,75	—	2,74	1,60	0,62	1,41	0,35	1,13	0,12	—	—
	Б	I	270	0,35	2,75	—	2,5	1,62	0,43	1,39	0,31	1,13	0,17	—	—
	Б	I	240	0,35	2,78	—	1,73	1,67	0,63	1,41	0,44	1,08	0,20	—	—
РО45	Б	II	240	0,35	2,81	—	1,73	1,67	0,97	1,44	0,53	1,11	0,14	—	—
	Б	I	270	0,30	2,83	—	2,5	1,66	0,63	1,43	0,47	1,18	0,27	—	—
	Б	II	270	0,30	2,90	—	3,34	1,65	1,0	1,42	0,60	1,21	0,22	—	—
ПЛ40	М	—	345	0,375	4,07	3,88	—	2,35	0,8	2,05	0,65	1,72	0,49	1,3	0,31
	М	—	345	0,35	3,8	3,62	—	2,18	0,71	1,91	0,58	1,61	0,44	1,24	0,28
	М	—	345	0,35	3,61	3,45	—	2,06	0,65	1,82	0,54	1,54	0,41	1,20	0,26
РО45	М	—	345	0,35	4,19	3,99	—	2,42	0,82	2,11	0,68	1,77	0,51	1,33	0,32
	М	—	345	0,30	3,93	3,75	—	2,25	0,74	1,98	0,61	1,67	0,46	1,29	0,29
	М	—	345	0,25	3,65	3,50	—	2,08	0,65	1,84	0,54	1,57	0,41	1,29	0,25
РО115	М	—	350	0,20	3,37	3,24	—	1,89	0,56	1,70	0,46	1,47	0,36	1,19	0,23
	М	—	350	0,16	3,10	2,99	—	1,72	0,47	1,56	0,39	1,37	0,30	1,13	0,19
	М	—	350	0,12	2,80	2,72	—	1,54	0,38	1,41	0,31	1,26	0,24	1,06	0,16
РО230	М	—	360	0,10	2,64	2,54	—	1,43	0,32	1,33	0,27	1,20	0,21	1,04	0,14
	М	—	360	0,10	2,64	2,54	—	1,43	0,32	1,33	0,27	1,20	0,21	1,04	0,14
	М	—	360	0,10	2,64	2,54	—	1,43	0,32	1,33	0,27	1,20	0,21	1,04	0,14

Примечание. Размеры b_1, b_2, b_3, b_4 — относятся к бетонным спиральным камерам; r_1, r_2, r_3, r_4 — к металлическим.

Принятая маркировка турбин обозначает следующее: РО115/810-ВМ-750, где РО — радиально-осевая система; 115 — максимальный напор, м; 810 — заводской номер главной универсальной характеристики; В — вертикальная ось вращения (Г — горизонтальная); М — металлическая спиральная камера (Б — бетонная); 750 — диаметр рабочего колеса D_1 , см.

3.12. ОТСАСЫВАЮЩИЕ ТРУБЫ. КАВИТАЦИЯ В ТУРБИНАХ И ВЫБОР ОТМЕТКИ РАБОЧЕГО КОЛЕСА

Принцип работы отсасывающей трубы. Отсасывающие трубы применяются для более полного использования реактивной турбиной энергии водного потока. При отсутствии отсасывающей трубы (рис. 3.18, а) энергия на выходе из турбины в сечении 2—2 составит (при отсчете от уровня нижнего бьефа):

$$e_2 = H_s + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} \quad (3.31)$$

Эта энергия не используется турбиной и является потерей, причем весьма значительной, особенно в низконапорных турбинах, где кинетическая энергия $\alpha_2 v_2^2/2g$ составляет от 50 до 90% полной энергии. При

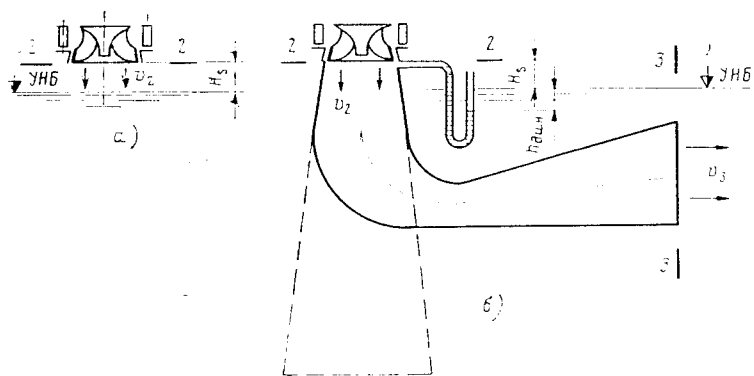


Рис. 3.18. Принцип работы отсасывающей трубы: а — рабочее колесо без отсасывающей трубы; б — то же при наличии отсасывающей трубы.

наличии отсасывающей трубы потери, или энергия на выходе из турбины, т. е. в выходном сечении 3—3 отсасывающей трубы (рис. 3.18, б), будет:

$$e_3 = \frac{\alpha_3 v_3^2}{2g} \quad (3.32)$$

Если допустить, что скорость v_2 одинакова в обеих схемах, то разность этих энергий определит энергетический эффект отсасывающей трубы или восстановленную ею энергию:

$$e_2 - e_3 = H_s + \left(\frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} - \frac{\alpha_3 v_3^2}{2g} \right) = e_{\text{восст.}} \quad (3.33)$$

Из выражения (3.33) видно, что отсасывающая труба, во-первых, позволяет полностью использовать энергию, соответствующую высоте H_s установки рабочего колеса над уровнем нижнего бьефа, и, во-вторых, обеспечивает использование значительной части кинетической

энергии выходящей из турбины воды, так как за счет увеличения площадей скорость v_3 значительно меньше, чем v_2 .

Реактивная турбина, работающая в основном на энергии давления, использует дополнительную кинетическую энергию, которая предварительно преобразуется в энергию давления. Чтобы убедиться в этом, составим уравнение Бернулли для сечений 2—2 и 3—3 (рис. 3.18, б), пренебрегая потерями в трубе:

$$H_s + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} = \frac{\alpha_3 v_3^2}{2g} \quad (3.34)$$

Давление под рабочим колесом

$$\frac{p_2}{\rho g} = - \left(H_s + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} - \frac{\alpha_3 v_3^2}{2g} \right) \quad (3.35)$$

отрицательно, т. е. под ним образуется вакуум, что иллюстрируется уровнем воды в мерной трубке (рис. 3.18, б).

Вакуум складывается из двух величин: статического вакуума $h_{\text{ст}} = H_s$, создающегося за счет неразрывности жидкости приподнятого в трубе столба воды, и динамического $h_{\text{дин}} = \alpha_2 v_2^2/2g - \alpha_3 v_3^2/2g$, образующегося за счет гидродинамического преобразования энергии в трубе.

Вакуум под рабочим колесом создает «подсос» и увеличивает напор, действующий на рабочее колесо.

Конструкция отсасывающих труб. Наилучшей формой отсасывающей трубы является вертикальный конус, показанный пунктиром на рис. 3.18, б. Но такая труба потребовала бы большого заглубления здания ГЭС, поэтому для вертикальных турбин, как правило, применяют изогнутые трубы (рис. 3.19). Изогнутая отсасывающая труба состоит из трех элементов: конуса, колена и диффузора. Колено имеет сложную форму, образованную несколькими геометрическими поверхностями и обеспечивающую постепенный переход от круглых сечений конуса к прямоугольным сечениям диффузора. Главным размером трубы является ее высота h — чем выше труба, тем лучше ее энергетические качества. Однако с увеличением высоты возрастают объемы бетона и стоимость здания ГЭС. В настоящее время для турбин ПЛ применяют трубы с относительной высотой $\bar{h} \geq 2,0$. Применявшиеся ранее более низкие трубы не показали хороших результатов. С учетом более нестабильного, закрученного потока, сходящего с колес турбин РО, трубы для них делают еще выше: $\bar{h} \geq 2,3$. В табл. 3.9 приведены

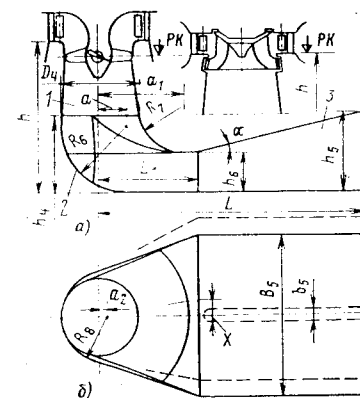


Рис. 3.19. Стандартная отсасывающая труба: а — разрез; б — план; 1 — конус; 2 — колено; 3 — диффузор.

Таблица 3.9

Относительные размеры отсасывающих труб (рис. 3.19)

Высота трубы, $\bar{h}$	$\bar{L}$	$\bar{D}_1$	$\bar{R}_1$	$\bar{R}_2$	$\bar{R}_3$	$\bar{h}_4$	$\bar{h}_5$	$\bar{a}$	$\bar{a}_1$	$\bar{v}$	$\bar{B}_5$	$\bar{L}_1$
2,3	4,5	1,17	1,0	0,7	0,68	0,58	1,2	0,42	1,28	0,09	2,38	1,5
2,5	4,5	1,35	1,16	0,82	0,78	0,67	1,31	0,49	1,48	0,11	2,47	1,75
2,7	4,5	1,35	1,16	0,82	0,78	0,67	1,31	0,49	1,48	0,11	2,47	1,75

размеры трех типов отсасывающих труб, имевших широкое распространение. В настоящее время применяются трубы с улучшенной формой колена. Для турбин подземных ГЭС и гидромашин ГАЭС разработана специальная отсасывающая труба уменьшенной ширины, увеличенной высоты, с круглыми сечениями колена (см. рис. 6.29). Для горизонтальных турбин применяется горизонтальная прямоосная отсасывающая труба.

Отсасывающие трубы, как правило, выполняются в бетоне. Металлом облицовывается конус, иногда — торовая часть колена и лишь изредка (на высоконапорных турбинах) — все колено.

Кавитация и допускаемая высота отсасывания. Пониженное давление под лопастями рабочего колеса может способствовать возникновению опасного для турбины явления — кавитации.

Кавитация связана в основном со способностью холодной воды закипать при пониженном давлении: если при нормальном атмосферном давлении 1010 ГПа вода кипит при 100°C, то при снижении давления до 33 ГПа закипание происходит уже при 25°C, т. е. при возможной температуре речной воды. Давление $p_{кр} = 33$ ГПа назовем критическим.

Если давление под рабочим колесом приблизится к $p_{кр}$, то в результате закипания воды в потоке образуются полости, заполненные водяным паром. Граница между областью низкого давления под лопастями и высокого над ними в потоке неустойчива, и полости периодически попадают в область высокого давления. При этом пар мгновенно конденсируется и полость исчезает («захлопывается») с образованием в ее центре огромного давления, которое столь же мгновенно рассеивается, что подобно взрыву. Серия таких микровзрывов, повторяющихся с большой частотой, вызывает шум и вибрацию в турбине, а металлические поверхности в очагах кавитации быстро разрушаются. Для того чтобы кавитации не было, при всех режимах работы турбины должно соблюдаться условие:

$$p_2 \geq p_{кр}. \quad (3.36)$$

Вернемся к уравнению (3.35) и перепишем его для абсолютных значений давления, прибавив к обеим его частям величину атмосферного давления $p_{атм}/\rho g$ и обозначив $p_2 + p_{атм} = p_{2абс}$:

$$\frac{p_{2абс}}{\rho g} = \frac{p_{атм}}{\rho g} - H_s - \left(\frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} - \frac{\alpha_3 v_3^2}{2g} \right). \quad (3.37)$$

Учитывая, что квадрат скорости истечения из трубы пропорционален напору, введем некоторый коэффициент пропорциональности σ , называемый коэффициентом кавитации, и обозначим:

$$\frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} - \frac{\alpha_3 v_3^2}{2g} = \sigma H. \quad (3.38)$$

Тогда

$$\frac{p_{2абс}}{\rho g} = \frac{p_{атм}}{\rho g} - H_s - \sigma H. \quad (3.39)$$

Значение $p_{2абс}$ при проектировании ГЭС можно регулировать, изменяя отметку оси рабочего колеса $\nabla РК$ и соответственно H_s . Можно подобрать такое значение $H_{с доп}$, при котором $p_{2абс} \geq p_{кр}$. При этом выражение (3.39) примет вид:

$$\frac{p_{кр}}{\rho g} \leq \frac{p_{атм}}{\rho g} - H_{с доп} - \sigma H, \quad (3.40)$$

где $H_{с доп}$ — допустимое по условиям безкавитационной работы значение H_s .

Если пренебречь изменениями давления от высоты над уровнем моря и колебаниями, связанными с погодой, то можно принять: $p_{атм} = 1010$ ГПа = 101 000 Н/м²; $p_{кр} = 33$ ГПа = 3300 Н/м²; $\rho g = 9810$ Н/м³:

$$\frac{p_{атм}}{\rho g} = \frac{101000}{9810} = 10,3 \text{ м}; \quad \frac{p_{кр}}{\rho g} = \frac{3300}{9810} = 0,3 \text{ м}.$$

Подставив эти числовые значения в (3.40), получим:

$$H_{с доп} \leq 10 - \sigma H. \quad (3.41)$$

Эта формула широко используется для выбора допустимого значения высоты отсасывания. Для высокогорных ГЭС в формулу (3.41) необходимо вводить барометрическую поправку, учитывающую абсолютную отметку нижнего бьефа:

$$H_{с доп} \leq 10 - \frac{\nabla УНБ}{900} - \sigma H. \quad (3.42)$$

Вычисленная таким образом высота отсасывания может оказаться отрицательной, что означает расположение рабочего колеса ниже уровня нижнего бьефа.

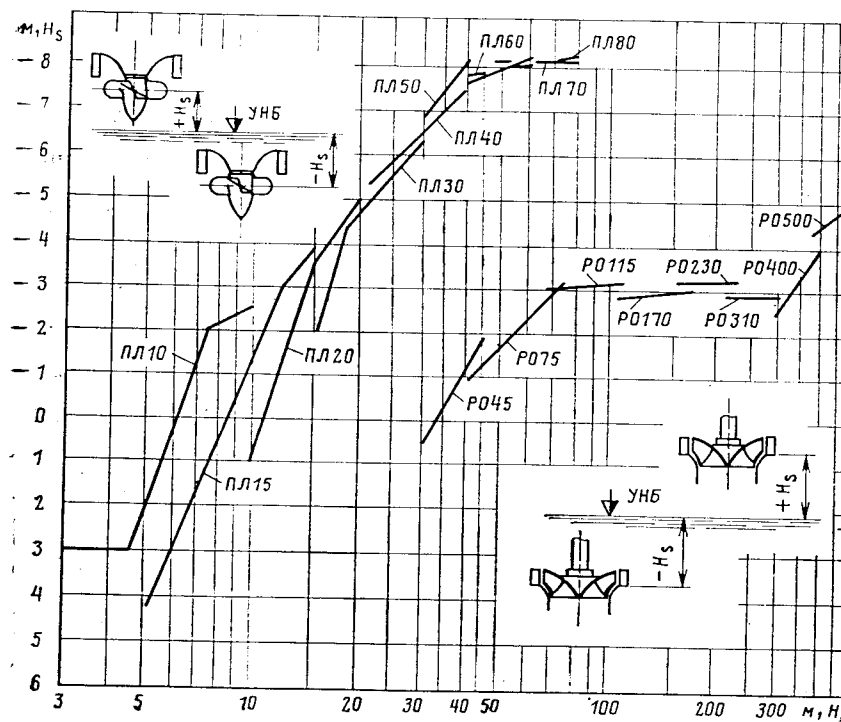


Рис. 3.20. Номограмма для определения высот отсасывания.

Коэффициент кавитации определяется экспериментально при испытаниях моделей турбин, и его значения наносятся в виде изолиний на главные универсальные характеристики. Значения σ , снятые с этих характеристик, при подстановке в формулы (3.41) и (3.42) следует для надежности увеличивать на 10—20%. У быстроходных турбин значение σ выше, чем у тихоходных. Этим объясняется большее заглубление оси рабочего колеса турбин ПЛ по сравнению с турбинами РО при одинаковом напоре.

Допускаемые значения H_s наносятся в виде изолиний на эксплуатационные характеристики турбин (см. рис. 3.13).

Для приближенных расчетов можно пользоваться сводной номограммой допустимой высоты отсасывания в зависимости от напора и типа турбины (рис. 3.20). На номограмме показано, как отсчитываются положительное и отрицательное значения H_s для турбин ПЛ и РО.

Для обратимых гидромашин определяющей является допустимая высота всасывания в насосном режиме H_s , которую можно определить в зависимости от n и H_T по номограмме рис. 3.15.б. Эта величина всегда отрицательна и может достигать нескольких десятков метров.

Выбор отметки оси рабочего колеса во всех случаях производится по формуле

$$\nabla PK = \nabla U_{НБ} + H_{слон} \quad (3.43)$$

Уровень нижнего бьефа колеблется в больших пределах, поэтому ∇PK должна выбираться на основе анализа всех возможных режимов ГЭС. В приближенных расчетах ограничиваются определением ∇PK для трех режимных точек при H_p , $H_{макс}$, $H_{мин}$ и из всех значений ∇PK выбирается наименьшее.

3.13. ПРИНЦИП РАБОТЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРА И ЕГО ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Гидрогенератор — это электрическая машина, преобразующая механическую энергию вращения в электрическую энергию.

На ГЭС применяются в качестве генераторов синхронные машины трехфазного переменного тока.

Вращающаяся часть простейшего генератора (рис. 3.21,а) — ротор 1 — представляет собой двухполюсный электромагнит, магнитное поле которого создается при протекании по обмотке возбуждения 2 постоянного тока от независимого источника. Этот ток подается на ротор через неподвижные щетки 3, прижатые

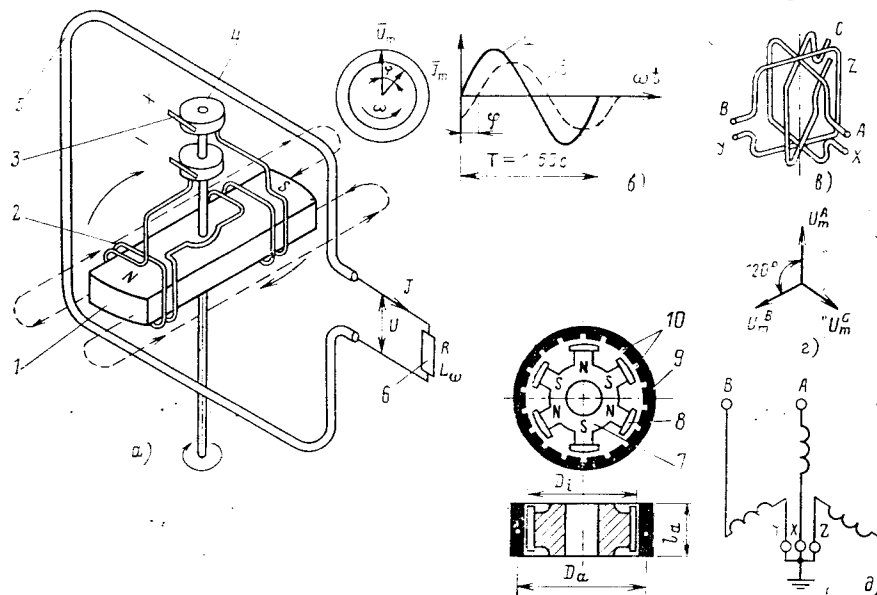


Рис. 3.21. Принципиальная схема гидрогенератора:

а — электрическая схема; б — график переменного тока и напряжения; в — схема обмоток трехфазного тока; г — трехфазная система напряжений; д — схема соединения обмоток; е — основные размеры генератора.

к вращающимся вместе с ротором контактными кольцам 4. На статоре размещена силовая обмотка 5, которая в простейшем случае состоит из одного витка.

Ротор, жестко связанный с валом турбины, вращается с постоянной частотой ω . За счет магнитного потока ротора в витке обмотки наводится переменная электродвижущая сила. Если к выводам обмотки статора подключить нагрузку 6, то по обмотке потечет ток i , а на выводах появится напряжение u , которые также будут переменными, изменяющимися по синусоиде с амплитудными значениями I_m и U_m (рис. 3.21,б). Полный цикл изменения этих величин произойдет за время T , соответствующее одному обороту ротора. Ток и напряжение в электротехнике изображаются вращающимися векторами I и U , при этом за счет реактивных сопротивлений в нагрузке вектор тока будет смещен от вектора напряжения на угол φ .

В СССР применяется переменный ток с частотой 50 Гц, т. е. 50 периодов в 1 с. Для получения такого тока простейший двухполюсный ротор должен вращаться с частотой 50·60=3000 об/мин. Гидротурбины вращаются гораздо медленнее, и чтобы получить стандартную частоту тока нужно установить на роторе не одну, а много пар полюсов. Частота вращения n и количество пар полюсов p (или полюсов $2p$) связаны зависимостью

$$n = \frac{3000}{p} = \frac{6000}{2p} \quad (3.44)$$

По формуле (3.44) вычислен ряд синхронных частот вращения, приведенный в табл. 3.6 (§ 3.10).

Для получения трехфазного тока на статоре необходимо установить три независимых обмотки, смещенные на 120° (рис. 3.21,в). Трехфазная система (рис. 3.27,г) образуется при соответствующем соединении этих обмоток (обычно типа «звезда»).

При определении мощности пользуются не амплитудными значениями тока и напряжения I_m и U_m , а их эффективными значениями $I = I_m/\sqrt{2}$; $U = U_m/\sqrt{2}$.

Полная мощность генератора S пропорциональна произведению тока на напряжение и измеряется в киловольт-амперах (кВ·А):

$$S = \sqrt{3} UI \quad (3.45)$$

При определении установленной мощности ГЭС как суммы мощностей всех гидроагрегатов пользуются понятием действительной или активной мощности

$$N_T = \sqrt{3} UI \cos \varphi = S \cos \varphi \quad (3.46)$$

где φ — угол между векторами тока и напряжения; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности, равный 0,8—0,85.

В процессе преобразования энергии в генераторе происходят потери, поэтому между мощностью турбины N_T и мощностью генератора N_G существует соотношение

$$N_G = N_T \eta_T \quad (3.47)$$

где η_T — КПД генератора (0,9—0,95).

Основные конструктивные части гидрогенератора — ротор и статор (рис. 3.21,а). Обод ротора выполняется в виде металлического кольца 7 с прикрепленными к нему полюсами 8. В гидрогенераторах полюсы стоят вплотную друг к другу, образуя сплошную наружную цилиндрическую поверхность диаметром D_i (диаметр ротора). Статор 9 также имеет основную металлическую часть со средним диаметром D_a и длиной l_a . Эти величины называются соответственно диаметром и длиной активной стали и являются основными размерами генератора. Они входят в паспортное обозначение генератора, которое поясняется следующим примером: СВ 1160/180—72, где СВ — синхронный; В — вертикальный (Г — горизонтальный); 1160 — диаметр активной стали, см; 180 — длина активной стали, см; 72 — количество полюсов ($2p=72$).

Пропорции ротора и статора, определяемые отношением D_a/l_a , различны при разных частотах вращения. При низких n генератор имеет большой диаметр при небольшой высоте, которая у вертикального генератора определяется величиной l_a . По мере увеличения n отношение D_a/l_a уменьшается, генератор имеет меньший диаметр при большей высоте. В приближенных расчетах можно принимать $D_a \approx D_i$.

Для устойчивой работы гидроагрегата ротор генератора должен обладать массой, которая определяется маховым моментом GD^2 или динамическим моментом инерции I , измеряемыми в т/м². Эти величины связаны зависимостью

$$GD^2 = 4I \quad (3.48)$$

Маховой момент (в т·м²) приближенно можно определить по формуле

$$GD^2 = (4,5 + 5,5) \cdot 10^9 D_i^{3,5} l_a \quad (3.49)$$

Напряжение генератора измеряется между любой парой его главных выводов и составляет 6,3 и 10,5 кВ для небольших генераторов, 13,8 и 15,7 кВ — для крупных генераторов. Обмотки полюсов соединяются последовательно и образуют обмотку возбуждения, которая питается постоянным током при напряжении 220—300 В. В старых конструкциях для получения такого тока часто применялись специальные генераторы — возбуждители, возбуждаемые в свою очередь подвозбудителями, причем эти дополнительные машины работали на валу гидроагрегата. Для современных генераторов чаще применяется независимое возбуждение, источником которого служит выпрямитель (чаще всего — тиристорный), питаемый от трансформатора, подключенного к сети.

Основная силовая обмотка реального генератора для каждой фазы состоит из большого количества витков. Они образуются стержнями, выполненными из меди, хорошо изолированными и вложенными в пазы 10 (рис. 3.21,е), имеющиеся на внутренней поверхности железа статора. В торцевой части стержни соединяются между собой по принятой схеме перемычками — лобовыми частями и образуют обмотку.

Обмотка возбуждения каждого полюса — это многослойная катушка, надеваемая на металлическую часть полюса.

Синхронные электрические машины обладают свойством обратимости, т. е. могут работать в качестве двигателей, если из сети подводить к ним мощность. При этом можно сохранить либо переменить направление вращения, как это делается у обратимых двигателей-генераторов ГАЭС, для чего достаточно поменять местами подключения любых двух фаз. Двигатели-генераторы с электрической точки зрения мало отличаются от обычных генераторов, но в конструкции их механической части имеются особенности, связанные с необходимостью вращения в двух направлениях.

Наличие в электрических цепях реактивной составляющей тока, не дающей полезной мощности и необходимой лишь для намагничивания сердечников машин, вызывает дополнительные электрические потери в линиях передач, поэтому стремятся понизить индуктивную составляющую, повысить $\cos \phi$. Радиальным средством для этого служат синхронные компенсаторы — двигатели, работающие холостую и возбужденные таким образом, что они становятся потребителями реактивного тока. Генераторы ГАЭС и двигатели-генераторы ГАЭС в часы минимума нагрузок могут работать в режиме синхронного компенсатора (режим СК). Для того чтобы при этом не происходило заметных потерь энергии, воду из камеры рабочего колеса турбины отжимают сжатым воздухом и оно вращается в воздухе. Режим СК предусматривается на всех современных ГАЭС и ГАЭС.

3.14. КОНСТРУКЦИЯ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Наиболее типичные конструкции генераторов с обозначением их основных узлов показаны в составе гидрогенераторов на рис. 3.25 и 3.26.

Статор гидрогенератора состоит из сердечника и корпуса. Сердечник является магнитопроводом и представляет собой массивное стальное кольцо, собранное из тонких (до 0,5 мм) листов электротехнической стали. На внутренней поверхности кольца устроены пазы, в которых размещаются стержни силовой обмотки. Сердечник заключен в сварной металлический корпус, крепящийся к строительным конструкциям здания ГАЭС. Для возможности перевозки статор расчленен на несколько (обычно — шесть) сегментов, которые соединяются при монтаже.

Ротор — это самый крупный и тяжелый узел генератора, его диаметр у крупных машин достигает 15 м, а масса — 1000 т и более. Ротор состоит из обода, полюсов, спиц и втулки. Обод представляет собой массивное кольцо, собранное из большого количества стальных сегментов толщиной 3—5 мм. На внешней поверхности обода устраиваются пазы, в которые вставляются и расклиниваются хвостовики металлических сердечников полюсов с надетыми на них катушками обмотки возбуждения. Внутренняя сторона обода соединяется сварными спиками с втулкой, представляющей собой крупную деталь, соединяющую ротор с валом. Ротор собирается на монтажной площадке ГАЭС из отдельных деталей.

Подпятник — наиболее сложный и ответственный узел механической части генератора. Он воспринимает и передает на конструкции здания ГАЭС огромные усилия (достигающие нескольких тысяч тонн) от всех вращающихся частей агрегата и давления воды на рабочее колесо турбины; при этом подпятник должен обеспечивать беспрепятственное вращение. Подпятник состоит из вращающегося стального диска (пяты), закрепленного на втулке ротора или вала и опирающегося на неподвижные сегменты. Между диском и сегментами происходит трение в условиях удельных нагрузок, достигающих 5 МПа. Для уменьшения потерь опорная поверхность стального диска тщательно полируется, рабочая поверхность сегментов заливается баббитом и тщательно приабрашивается к диску. Сегменты опираются на сферические шарниры, установленные на дне масляной ванны, заполненной турбинным маслом. В процессе работы масло охлаждается холодной водой, протекающей через трубки масло-

охлаждателей. При вращении диска происходит самоустановка сегментов под некоторым углом к поверхности трения (рис. 3.22), образуется масляный клин и развивается подъемная сила, облегчающая сохранение масляной пленки, через которую передается вся нагрузка.

Для улучшения работы подпятника иногда прибегают к автоматическому выравниванию нагрузок между сегментами, устанавливая их на гидравлических опорах. С успехом применяют подпятники, рабочая поверхность сегментов которых покрыта фторопластом, армированным металлической путаной нитью.

Подшипники передают на фундамент радиальные нагрузки от вала. Подшипник состоит из полированной стальной втулки и прижатых к ней сегментов, которые так же, как у подпятника, залиты баббитом и помещены в охлаждаемую масляную ванну.

Тормоза необходимы для быстрой остановки агрегата, вращающегося по инерции после отключения генератора и закрытия направляющего аппарата турбины. Это особенно важно для подпятника, плохо переносящего пониженные скорости. Система тормозов состоит из диска, укрепленного на роторе, и неподвижных тормозных цилиндров, работающих от сжатого до давления 0,8 МПа воздуха. При подаче воздуха в систему цилиндры прижимают к диску тормозные колодки. У тормозов есть и вторая функция: подъем ротора при ремонтах, для чего в цилиндры вместо воздуха подается масло под давлением до 15 МПа.

Охлаждение генераторов. При работе генератора происходит его нагрев, ограничивающий развитие его мощности, поэтому для генератора предусматривается искусственное охлаждение. Существует два вида охлаждения: воздушное (вентиляция) и непосредственное водяное. При воздушном охлаждении на роторе устанавливаются лопатки вентилятора, которые при вращении создают воздушный поток, циркулирующий вокруг активных частей генератора. Этот поток частично проходит сквозь сердечники статора и ротора, имеющие вентиляционные щели. Поток прогоняется через воздухоохладители-радиаторы, охлаждаемые холодной водой. Система обычно делается замкнутой, но допускается отбор части горячего воздуха для отопления машинного зала.

На особо мощных генераторах применяется непосредственное водяное охлаждение, при котором стержни обмоток статора, а иногда и ротора, делаются полыми и через них пропускается охлаждаемая в теплообменниках дистиллированная вода.

3.15. ПОДБОР ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИХ ОСНОВНЫХ РАЗМЕРОВ

Исходными данными для подбора генератора служат мощность N_T и частота вращения n турбины, в блоке с которой он должен работать. Активная N_T и кажущаяся S мощности генератора определяются по формулам (3.45) и (3.46).

Отсутствие стандартной номенклатуры генераторов затрудняет их подбор, поэтому для начальных стадий проектирования используют аналоги — данные по уже построенным генераторам либо прибегают к приближенному определению основных размеров генератора D_a и l_a , например по формулам:

$$\left. \begin{aligned} D_a &= \frac{13,9 \sqrt{S}}{\sqrt[3]{n}}; \\ l_a &= \frac{160S}{D_a^2 n} \end{aligned} \right\} \quad (3.50)$$

где S — полная мощность, кВа; n — частота вращения, об/мин; D_a и l_a — размеры генератора, м.

Можно воспользоваться разработанной для учебных целей номограммой (рис. 3.23). Для этого на горизонтальной шкале намечается заданное значение S и от него проводится вертикальная линия до пересечения в точке A с изолинией заданной n . Значение D_a определяется как

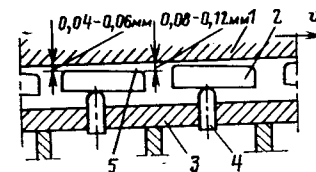


Рис. 3.22. Схема работы подпятника:

1 — вращающийся диск; 2 — сегмент; 3 — опорное кольцо; 4 — установочный винт; 5 — масляный клин.

ордината точки A по вертикальной шкале; значение l_a — по изолинии, проходящей через точку A (значения D_a и l_a даны в метрах).

В справочной литературе имеются таблицы основных параметров осуществленных генераторов, которые используются при подборе новых машин. Вспомогательные размеры генераторов можно определять по аналогам, пересчитывая размеры пропорционально D_a .

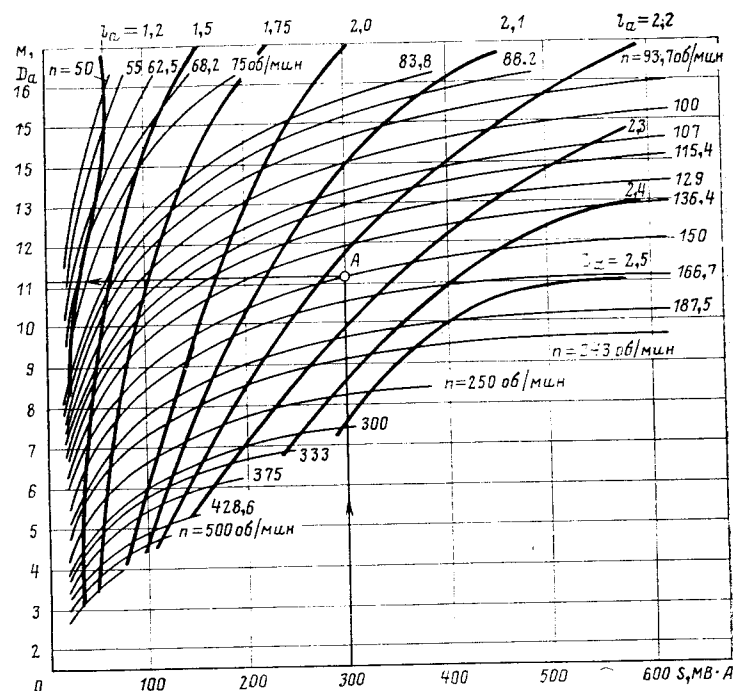


Рис. 3.23. Номограмма для предварительного определения основных размеров генератора.

Размеры двигателей-генераторов ГАЭС в первом приближении можно принимать одинаковыми с генераторами соответствующей мощности.

3.16. КОМПОНОВКА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ И ГИДРОАГРЕГАТОВ

Наибольшее распространение получили вертикальные гидроагрегаты, у которых по сравнению с горизонтальными проще решаются проблемы механической прочности при значительных нагрузках. Гидроагрегат — это устройство, объединяющее турбину и генератор и имеющее единую систему вращающихся частей и их опор. Для обеспечения устойчивого положения при вращении гидроагрегат должен иметь подпятник, воспринимающий вертикальные нагрузки, и не менее двух подшипников для восприятия радиальных нагрузок. Определяющей для конструкции гидроагрегата является компоновка генератора, которая бывает зонтичной и подвесной (рис. 3.24).

Основное различие компоновок заключается в расположении подпятника генератора. У зонтичного генератора (рис. 3.30, а) он расположен под ротором и опирается через специальную опору на крышку турбины

(в других конструкциях — на нижнюю крестовину). У подвесного генератора подпятник размещен над ротором и опирается на мощную верхнюю крестовину, стоящую на корпусе статора (рис. 3.24, б).

Зонтичный генератор имеет один подшипник, вмонтированный в верхнюю крестовину. Второй подшипник гидроагрегата — это подшипник турбины, расположенный на ее крышке. У подвесного генератора, кроме верхнего подшипника, вмонтированного в верхнюю крестовину, обычно имеется нижний подшипник, установленный на нижней крестовине.

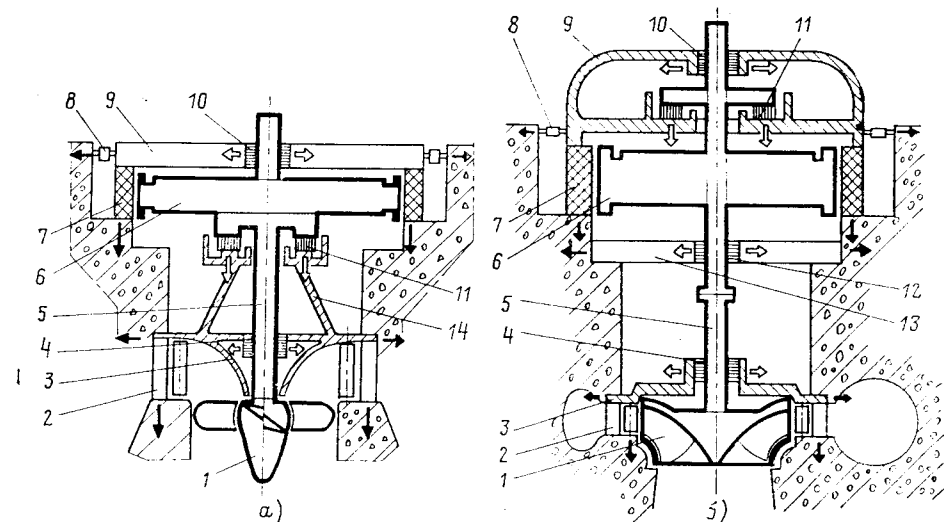


Рис. 3.24. Принципиальные схемы гидроагрегатов:

а — с зонтичным генератором и подпятником на крышке турбины; б — с подвесным генератором; 1 — рабочее колесо турбины; 2 — статор турбины; 3 — крышка турбины; 4 — подшипник турбины; 5 — вал; 6 — ротор генератора; 7 — статор генератора; 8 — растяжки верхней крестовины; 9 — верхняя крестовина; 10 — верхний подшипник генератора; 11 — подпятник генератора; 12 — нижний подшипник генератора; 13 — нижняя крестовина; 14 — опора пяты. Светлыми стрелками показана передача усилий от вращающихся частей на неподвижные, а темными — от неподвижных частей на вращающиеся.

Зонтичные генераторы чаще применяют в комплекте с турбинами ПЛ при частотах вращения до 125 об/мин (рис. 3.25). По сравнению с подвесными зонтичные генераторы, особенно с опиранием подпятника на крышку турбины, более компактны. Благодаря этому снижается стоимость как самих машин, так и зданий ГЭС, что обусловило целесообразность применения этой компоновки в мощных гидроагрегатах с турбинами РО (Красноярская, Асуанская, Саяно-Шушенская ГЭС).

При высоких частотах вращения зонтичные агрегаты более подвержены вибрации, поэтому при $n > 125$ об/мин чаще применяют подвесные генераторы, обычно в сочетании с турбинами РО (рис. 3.26).

Валы гидроагрегатов могут быть отдельными для турбины и генератора, в этом случае они соединяются фланцевой муфтой. Но часто делают и единый вал. К рабочему колесу вал присоединяется с помощью фланца, к ротору генератора — фланцем либо с помощью горячей запрессовки в расточку ступицы.

При вертикальном расположении вала агрегата поток воды в проточной части турбины дважды меняет направление на 90° , что сопро-

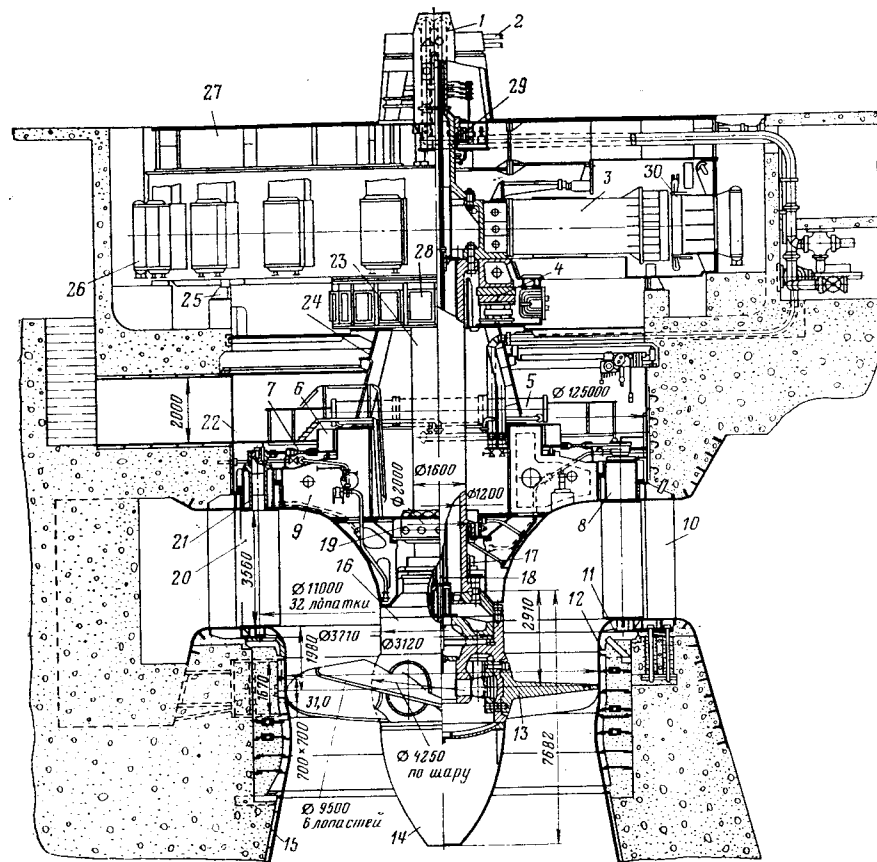


Рис. 3.25. Гидроагрегат с поворотнолопастной турбиной (ГЭС Джердап на р. Дунае, $N=178$ МВт; $D_1=9,5$ м; $H_p=34,6$ м; $n=71,5$ об/мин):

1 — маслоприемник; 2 — подвод масла к маслоприемнику; 3 — ротор генератора; 4 — подпятник; 5 — сервомотор направляющего аппарата; 6 — регулирующее кольцо направляющего аппарата; 7 — серья; 8 — верхнее кольцо направляющего аппарата; 9 — крышка турбины; 10 — статор турбины; 11 — нижнее кольцо направляющего аппарата; 12 — облицовка камеры рабочего колеса; 13 — лопасть; 14 — обтекатель; 15 — облицовка конуса отсасывающей трубы; 16 — втулка рабочего колеса; 17 — уплотнение вала; 18 — штанги; 19 — подшипник турбины; 20 — лопасть направляющего аппарата; 21 — стакан; 22 — шахта турбины; 23 — вал; 24 — опора подпятника; 25 — тормоз генератора; 26 — воздухоохладитель; 27 — верхняя крестовина; 28 — маслоохладитель; 29 — подшипник генератора; 30 — статор генератора.

возбуждается потерями энергии. Кроме того, высокие вертикальные агрегаты плохо komponуются в распластанной конструкции низконапорных зданий ГЭС. Поэтому для низких напоров стремятся применять горизонтальные агрегаты. Имеются конструкции прямоточных, полупрямоточных и капсульных агрегатов. Последние получили значительное распространение в зарубежной и отечественной практике (Саратовская — рис. 3.27, Каневская, Череповецкая и другие ГЭС). Генератор капсульного агрегата предельно обжат по диаметру и заключен в капсулу, обтекаемую со всех сторон водой.

Схемы агрегатов ГАЭС подразделяются на четырехмашинную схему (рис. 3.28,а), в которой применены отдельные турбинные и насосные агрегаты; трехмашинную схему (рис. 3.28,б), в которой на одном валу

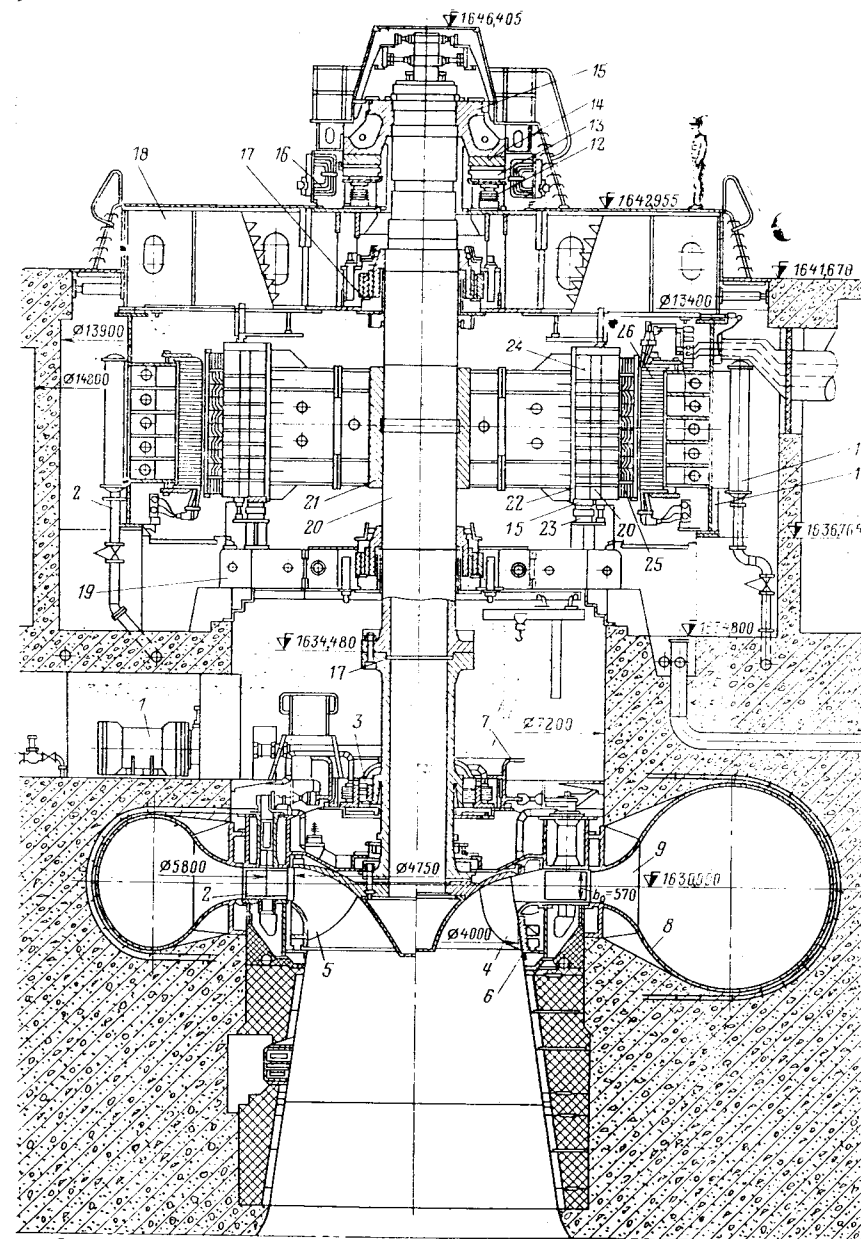


Рис. 3.26. Гидроагрегат Нурекской ГЭС с радиально-осевой турбиной и подвесным генератором ($N_r=300$ МВт, $N_g=310$ МВт при $H_p=230$ м; $n=200$ об/мин; $D_1=4$ м):

1 — сервомотор направляющего аппарата; 2 — лопасти направляющего аппарата; 3 — подшипник турбины; 4 — рабочее колесо для пускового периода; 5 — постоянное рабочее колесо (поз. 4 и 5 условно совмещены в одном чертеже); 6 — фундаментальное кольцо; 7 — регулирующее кольцо направляющего аппарата; 8 — металлическая спиральная камера; 9 — статор турбины; 10 — металлоконструкция статора генератора; 11 — воздухоохладитель; 12 — диффузоры подпятника генератора; 13 — сегменты подпятника; 14 — диск подпятника; 15 — втулка подпятника; 16 — маслоохладитель подпятника; 17 — верхний подшипник генератора; 18 — верхняя крестовина; 19 — нижняя крестовина; 20 — вал; 21 — втулка ротора генератора; 22 — металлоконструкция ротора; 23 — тормоза; 24 — обод ротора; 25 — полюсы ротора; 26 — магнитопровод статора.

с двигателем-генератором помещены турбина и насос; двухмашинную схему, состоящую из двигателя-генератора и обратной гидромашины (рис. 3.28,в). В СССР разрабатываются в основном ГАЭС с двухмашинными агрегатами.

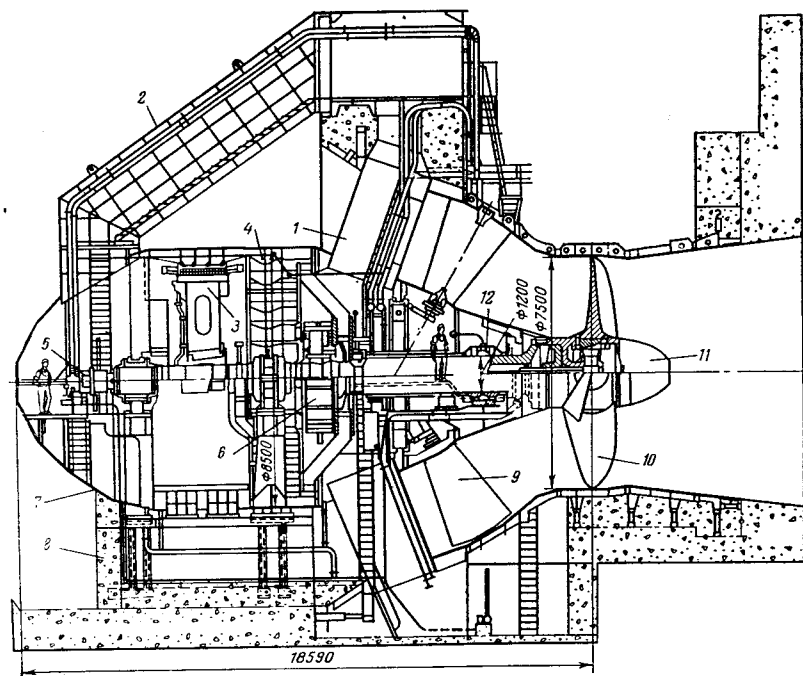


Рис. 3.27. Капсульный гидроагрегат Саратовской ГЭС:

1 — статорная колонна; 2 — вход в капсулу; 3 — ротор генератора; 4 — опора подшипника генератора; 5 — маслосборник; 6 — подпятник; 7 — капсула; 8 — бачок капсулы; 9 — направляющий аппарат; 10 — рабочее колесо; 11 — обтекатель; 12 — турбинный подшипник.

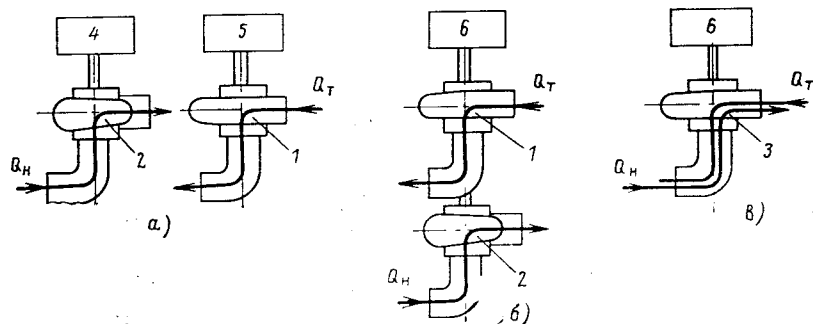


Рис. 3.28. Схемы агрегатов гидроаккумулирующих электростанций:

а — четырехмашинная; б — трехмашинная; в — двухмашинная; 1 — турбина; 2 — насос; 3 — обратная гидромашина; 4 — двигатель; 5 — генератор; 6 — двигатель-генератор.

3.17. ЗАТВОРЫ ГЭС

В зданиях ГЭС и водоприемниках затворы применяются для перекрытия водопропускных отверстий и регулирования пропускаемого расхода воды.

По функциональному назначению можно выделить несколько видов затворов.

Основные (рабочие) затворы предназначены для регулирования расходов. Они должны открываться и закрываться под напором, в потоке воды. Такие затворы устанавливаются на водосбросах совмещенных зданий ГЭС и водоприемниках головных узлов некоторых деривационных ГЭС.

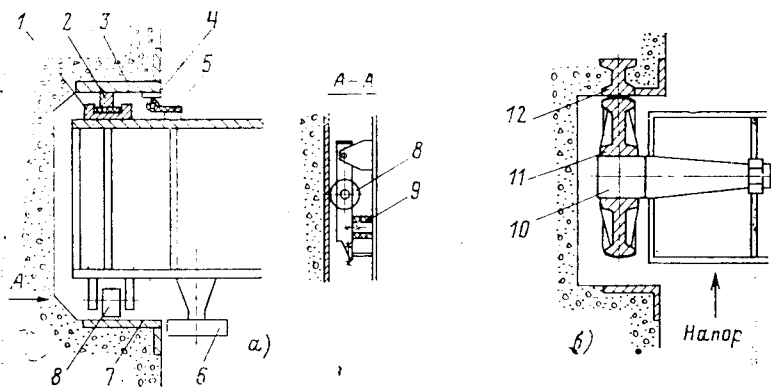


Рис. 3.29. Опорно-ходовые части плоских затворов:

а — скользящие; б — колесные; 1 — опорно-скользящий полз; 2 — рельс для скольжения; 3 — закладная часть рабочего пути; 4 — опорная полоса уплотнения; 5 — уплотнение; 6 — боковое колесо; 7 — закладная часть обратного пути; 8 — обратное колесо; 9 — резиновый буфер; 10 — консольная ось; 11 — рабочее колесо; 12 — рельс для качения.

Аварийные затворы применяются в случае аварии с основным затвором, при потере регулирования или повреждении турбины, разрыве трубопровода. Такие затворы закрываются в потоке, под напором, а открываются — без напора, с предварительным выравниванием уровней перед затвором и за ним после устранения последствий аварии. Аварийный затвор обычно позволяет осушить перекрытый им водовод для ремонта.

Ремонтные затворы устанавливают при выравненных уровнях воды перед затвором и за ним для перекрытия отверстий с последующим осушением водоводов при плановых ремонтах. Открытие затворов также производится при выравненных уровнях, без напора.

Наибольшее распространение на ГЭС получили плоские затворы со скользящими опорами (рис. 3.29,а).

На опорно-концевых стойках таких затворов размещены скользящие ползья с запрессованными в них вкладышами из антифрикционного материала (древесно-слоистый пластик ДСП-Б, маслянит, фторопласт Ф4К). Ползья опираются на специальный рельс, заделанный в бетонную стенку паз. Головка рельса наплавлена нержавеющей сталью и отполирована. Опорно-ходовые части включают также обратные и боковые колеса, опирающиеся на закладные части паз. Зазор между затвором и пазом перекрывается уплотнением.

В некоторых случаях применяют колесные опорно-ходовые части с жестким закреплением колес (рис. 3.29,б). Это решение в отличие от конструкции с колесами на балансирных тележках, применяемой обычно на затворах плотин, не требует расширения пазов по сравнению со скользящими опорами. По условиям равномерного распределения на-

грузок на один затвор ставят не более четырех колес. Это ограничивает применение таких опорно-ходовых частей, так как максимальная нагрузка на одно колесо не может превышать 3 МН.

Суммарная длина пазов на многих ГЭС достигает нескольких тысяч метров. Являясь составной частью бетонного массива, конструкция пазов и их закладных частей заметно влияет на ход строительства. На небольших ГЭС закладные части устанавливают во временно незабетонированные небольшие полости — штрабы, крепят к выпускам арматуры из основного бетона с тщательной выверкой, после чего штрабы бетонируют отдельно. Это задерживает общий ход работ, в связи с чем:

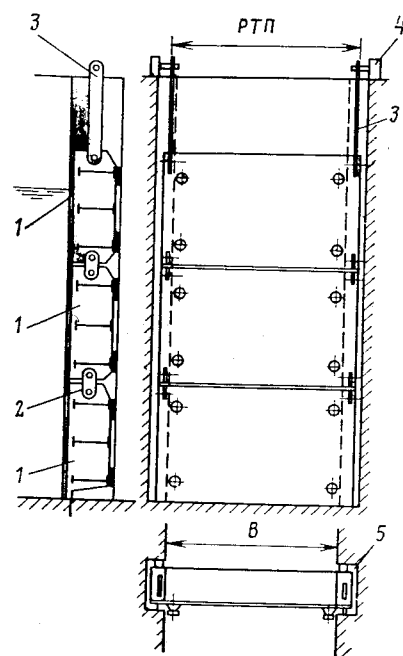


Рис. 3.30. Плоский секционный затвор:
1 — секция затвора; 2 — сцепы; 3 — штанги;
4 — подхваты; 5 — пазы.

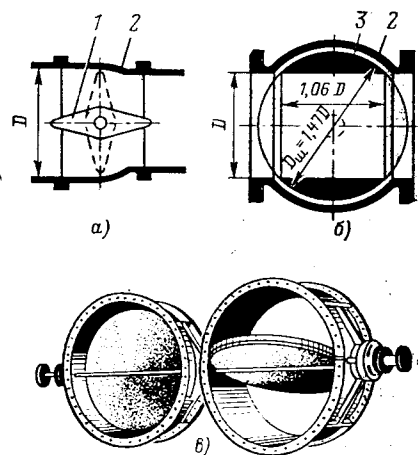


Рис. 3.31. Затворы на трубопроводах:
а — дисковый затвор; б — шаровой затвор; а — дисковый затвор в закрытом (слева) и открытом положении; 1 — диск; 2 — корпус; 3 — сферическая поворотная часть.

широко применяются закладные части, приспособленные для бесштрабного монтажа. Для этого рабочие и обратные пути затворов соединяют связями и облицовками в жесткие металлоконструкции, устанавливаемые вместе с арматурой в основные блоки бетонирования. Применяются также предварительно обетонированные закладные части (см. гл. 7). Ширина пазов составляет $(0,1 \div 0,15) B$; глубина — $(0,05 \div 0,08) B$, где B — ширина перекрываемого отверстия.

Для перекрытия высоких отверстий используют секционные затворы (рис. 3.30), состоящие из отдельных секций, соединяемых сцепами при опускании затвора. В промежуточных положениях на время присоединения очередной секции затвор подвешивается на подхватах.

Затвор, верхняя часть которого после опускания затвора на порог возвышается над уровнем воды, называется поверхностным. Если затвор перекрывает полностью затопленное отверстие, его называют глубинным.

Некоторое распространение на ГЭС имеют глубинные сегментные затворы, устанавливаемые на водосбросах высоконапорных ГЭС и в водоприемниках.

Различают стационарные затворы, постоянно находящиеся на отверстиях, и инвентарные, хранящиеся в затворохранилище. Каждый инвентарный затвор обслуживает несколько отверстий и устанавливается, при необходимости, в любое из них передвижным краном.

Стационарные затворы могут иметь индивидуальный электрический или гидравлический привод, однако чаще они обслуживаются передвижными кранами.

Особая группа затворов — затворы на трубопроводах (рис. 3.31). Наиболее распространены дисковые и шаровые затворы. Они могут устанавливаться, в частности, непосредственно перед турбинами (предтурбинные затворы). Такие затворы, как правило, снабжаются индивидуальным гидроприводом.

Расчет условий посадки и подъемных усилий плоских затворов необходим на самых ранних стадиях проектирования ГЭС для правильного определения их массы и подбора грузоподъемных средств. Рассмотрим упрощенные методы такого расчета. Все расчеты ведутся для положения затвора вблизи порога, т. е. в начале открытия или в конце закрытия отверстия.

Главная нагрузка, действующая на затвор, — нагрузка от гидростатического давления. Для плоской поверхности площадью F она равна $P = \rho_0 F = h_0 \rho g F$, где ρ_0 и h_0 — давление в центре тяжести поверхности и глубина его погружения. Пользуясь этой формулой, легко подсчитать суммарные усилия со стороны верхнего и нижнего бьефов, уровни которых выбираются в самом невыгодном для затвора сочетании. Для условий чистой пресной воды P (МН) составит:

$$P = 0,01 h_0 F. \quad (3.51)$$

На затвор может действовать и вертикальное гидростатическое давление p_v , причем площадь давления определяется в зависимости от конструкции затвора.

Массу затвора M в предварительных расчетах можно принять в зависимости от значения pB , где p — горизонтальная нагрузка от гидростатического давления, МН; B — ширина пролета, м:

pB , МН·м	5	10	50	100	200	500	1000
M , т	8	12	40	60	100	200	320

Вес затвора $G = Mg$ (МН) составит:

$$G = 0,01 M. \quad (3.52)$$

Между опорно-ходовыми и закладными частями под действием нагрузки P развивается сила трения

$$T = P \kappa_{тр},$$

где $\kappa_{тр}$ — коэффициент трения, значение которого принимается следующим в зависимости от удельной нагрузки на полз:

Скользящие опоры:	в покое	0,17—0,30
	в движении	0,13—0,04
Колесные опоры:	в покое	0,02
	в движении	0,01

В предварительных расчетах можно принять средние значения $\kappa_{тр}$. На рис. 3.32 представлены расчетные схемы четырех режимов маневрирования затвором. Посадка или опускание затвора под

напором (рис. 3.32,а) должны происходить под действием собственного веса и вертикального гидростатического давления P_B . Если этот вес оказывается недостаточным, в конструкцию затвора вводят бетонный балласт, вес которого и определяется расчетом. Для подъема под напором (рис. 3.32,б) расчетом определяют обычно тяговое

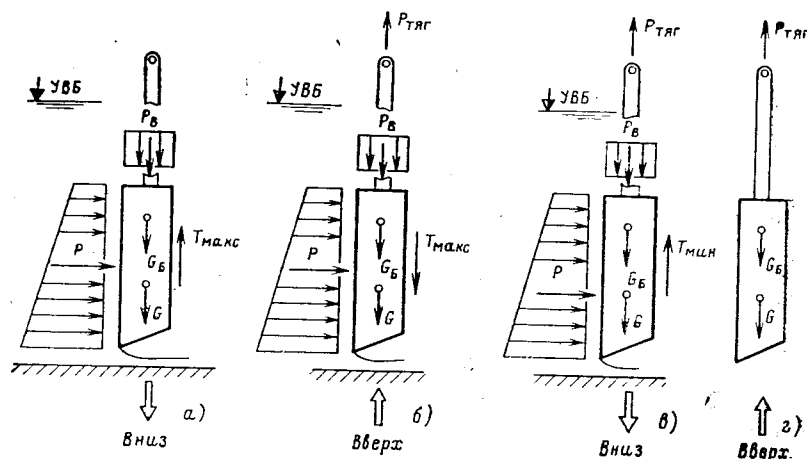


Рис. 3.32. К расчетам подъемного усилия затворов:

а — опускание под напором; б — подъем под напором; в — удерживание; г — подъем без напора.

усилие $P_{тяг}$ для основного затвора. В этих двух схемах сила трения $T_{макс}$, препятствующая движению затвора, определяется по наиболь-

Таблица 3.10

Расчеты режимов маневрирования плоскими затворами

Расчетный режим	Цель расчета	Расчетная формула	Виды затворов		
			основные	аварийно-ремонтные	ремонтные
Подъем под напором (рис. 3.32, б)	Определение нагрузки на тяговый механизм	$P_{тяг} \geq (G + G_6 + P_B + T_{макс}) \kappa_{зап}$	+	—	—
Подъем без напора (рис. 3.32, г)	Определение нагрузки на тяговый механизм	$P_{тяг} \geq (G + G_6) \kappa_{зап}$	—	+	+
Посадка под напором (рис. 3.32, а)	Определение веса балласта, обеспечивающего посадку	$G_6 \geq (T_{макс} - P_B - G) \kappa_{зап}$	+	+	—
Удерживание при опускании под напором (рис. 3.32, в)	Определение нагрузки на тяговый механизм	$P_{тяг} \geq (G + G_6 + P - T_{мин}) \kappa_{зап}$	+	+	—

Обозначения: G — вес металлоконструкции затвора; G_6 — вес балласта; P_B — вертикальная гидростатическая нагрузка; $P_{тяг}$ — нагрузка на тяговый механизм; $T_{макс}$ и $T_{мин}$ — максимальная и минимальная сила трения в опорах; $T = k_{тр} P$, где P — горизонтальная статистическая нагрузка; $\kappa_{зап}$ — коэффициент, учитывающий вспомогательные нагрузки и необходимый запас, $\kappa_{зап} = (1,3 \div 1,4)$. Знаки "+" и "—" показывают необходимость расчета для затвора того или иного назначения.

шим значениям $\kappa_{тр}$. Удерживание (рис. 3.32,в) — это случай, когда при опускании затвора под действием вибрации или иных причин сила трения временно снижается до $T_{мин}$, определяемой по наименьшим значениям $\kappa_{тр}$, что увеличивает нагрузку $P_{тяг}$ на тяговый механизм. Этот расчет может определить $P_{тяг}$ для аварийно-ремонтного затвора. Для подъема без напора (рис. 3.32,г) определяют усилие $P_{тяг}$ для аварийно-ремонтного и ремонтного затворов. Во всех случаях в качестве расчетного тягового усилия $P_{тяг}$ для определения грузоподъемности механизма принимается наибольшее из определенных по схемам на рис. 3.32,б, в, г.

Расчеты сводятся к сопоставлению сил, способствующих и препятствующих движению затвора. Цели расчетов, условия их выполнения и формулы приведены в табл. 3.10. В описанной методике не учитываются второстепенные усилия (трение в уплотнениях, подсос, выпор и др.), поэтому в формулы введен коэффициент запаса $\kappa_{зап} = 1,3 \div 1,4$. Цель расчетов — обеспечение надежности посадки затворов и определение усилий, необходимых для подбора тяговых механизмов.

Пример. Определить вес необходимого балласта и подъемное усилие для верхнего аварийного затвора пролетом 10 м со скользящими опорами при $\kappa_{тр, макс} = 0,2$ и $\kappa_{тр, мин} = 0,05$ (рис. 3.33).

Заглубление центра тяжести $h_0 = 5$ м. Горизонтальное гидростатическое давление по формуле (3.51) $P = 0,01 h_0 F = 0,01 \cdot 5 \cdot 10 \cdot 10 = 5$ МН.

Вертикальное гидростатическое давление $P_B \approx h_0 a B = 0,01 \cdot 10 \cdot 0,5 \cdot 10 = 0,5$ МН. Сила трения при опускании и подъеме $T_{макс} = P \kappa_{тр, макс} = 5 \cdot 0,2 = 1$ МН; $T_{мин} = P \kappa_{тр, мин} = 5 \cdot 0,05 = 0,25$ МН.

Произведение $P_B = 5 \cdot 10 = 50$ МН·м и соответствующая масса затвора равна 40 т, вес затвора $G = 0,01 M = 0,01 \cdot 40 = 0,4$ МН.

Вес балласта, необходимый для посадки затвора $G_6 = (T_{макс} - P_B - G) \kappa_{зап} = (1 - 0,5 - 0,4) 1,3 = 0,13$ МН. Масса балласта $M_6 = G_6 / 0,01 = 0,13 / 0,01 = 13$ т. Усилие при удерживании $P_{тяг} (G + G_6 + P - T_{мин}) \kappa_{зап} = (0,4 + 0,13 + 0,5 - 0,25) 1,3 = 1,02$ МН.

Подъем без напора требует усилия $P_{тяг} \geq (G + G_6) \kappa_{зап} = (0,4 + 0,13) 1,3 = 0,56$ МН. Необходимое подъемное усилие определено расчетом на удерживание и составляет 1,02 МН.

Размер a на рис. 3.33 в зависимости от размещения нижнего горизонтального уплотнения может изменяться от нуля до значения ширины паза и назначается с учетом необходимой вертикальной гидростатической пригрузки.

3.18. СОРОУДЕРЖИВАЮЩИЕ РЕШЕТКИ И МЕХАНИЗМЫ ДЛЯ ИХ ОЧИСТКИ

В пролетах водоприемников устанавливают сороудерживающие решетки для предотвращения попадания в лопастную систему турбины крупных бревен, коряг, льдин. Решетки (рис. 3.34) состоят из несущего каркаса, образованного опорно-концевыми стойками и ригелями, а также навешенных на каркас стержневых панелей, собранных из стержней на стяжных болтах и распорных втулках. Опорно-концевые стойки снабжаются скользящими опорно-ходовыми частями, аналогичными устанавливаемым на затворах. При большой высоте отверстия решетка расчленяется на секции. Несущий каркас рассчитывается на давление воды, которое зависит от степени засорения решетки и по нормам принимается равным 0,02—0,03 МПа, что соответствует перепаду 2—3 м. При конструировании решеток добиваются снижения гидравли-

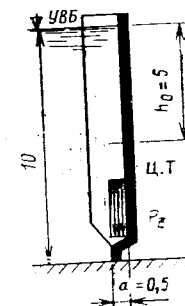


Рис. 3.33. К примеру расчета затвора.

ческих потерь, для чего ригели делают обтекаемой формы, располагая их вдоль направления линий тока воды (рис. 3.34,б), либо делают сквозными, из труб (рис. 3.34,в). Второй вариант предпочтительнее для ГЭС с переменными режимами, так как обеспечивает малые потери при любом направлении течения. С целью уменьшения потерь напора стержни также делают обтекаемой формы. Расстояние между стержнями для турбин ПЛ принимается равным $0,05 D_1$ (но не более 20 см), для РО— $0,03 D_1$ (но не более 10 см).

Потери напора (перепад) на решетках $h_{\text{реш}}$ зависят от формы стержней, что учитывается коэффициентом потерь напора ζ , засоренности решеток ($\kappa > 1$) и скорости воды перед решетками

$$h_{\text{реш}} = \kappa \zeta \frac{v^2}{2g}. \quad (3.53)$$

С учетом того, что зависимость потерь напора от скорости квадратичная, требуется тщательный подход к выбору скоростей перед решетками. Их максимальное значение $v_{\text{реш}}$ ограничивается нормами до 1,0—1,2 м/с для слабо засоренных и до 0,8—1,0 м/с для сильно засоренных водотоков, а для заглубленных неочищаемых решеток допустимая скорость снижается до 0,3—0,4 м/с. Ограничение скорости не только снижает гидравлические потери, но и уменьшает интен-

Рис. 3.34. Сороудерживающие решетки:

а — вид с напорной стороны; б — разрез решетки со сплошными ригелями, ориентированными по потоку; в — то же со сквозными ригелями из круглых профилей; г — крепление стержней; 1 — опорно-концевая стойка; 2 — ригель; 3 — секция стержней; 4 — стяжной болт; 5 — распорная втулка.

сивность засорения решеток. Типичными случаями засорения являются внедрение постороннего предмета (например, бревна) между стержнями и прижатие предмета к стержням под действием скоростного напора. При больших скоростях взвешенный в воде мусор, подходя к решетке, остается на ней, создавая быстро возрастающее засорение, а при малых скоростях мусор постепенно всплывает либо тонет. Ограничить скорости при заданном расчетном расходе Q_p можно путем правильного выбора рабочей площади решетки

$$F_{\text{реш}} = \frac{Q_p}{v_{\text{реш}}}. \quad (3.54)$$

На некоторых ГЭС, особенно расположенных в южных районах, в зимнее время при отсутствии устойчивого ледостава может наблюдаться переохлаждение воды (до температуры минус 0,07—0,1°C), образование шуги и обмерзание стержней решеток. Для борьбы с обмерзанием применяют электрообогрев. Мощность установки при этом составляет 2—5 кВт на 1 м² решетки или 4—7 кВт на 1 м³ расхода воды, что делает электрообогрев на крупных ГЭС мало реальным.

Для очистки решеток от мусора применяют различные приспособления: грейферы и решеткоочистительные машины (для наклонных решеток).

3.19. ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ МЕХАНИЗМЫ

Краны, применяемые на ГЭС, схематически изображены на рис. 3.35. Мостовой кран (рис. 3.35,а) имеет мост, снабженный ходовыми тележками, позволяющими ему передвигаться вдоль сооружения по подкрановым путям. По мосту в поперечном направлении перемещается грузовая тележка. У полукозловой крана (рис. 3.35,б) с одной стороны к мосту прикреплена жесткая нога с ходовыми тележками, что позволяет ему перемещаться по подкрановым путям, расположенным на разных уровнях. Козловой кран (рис. 3.35,в) имеет две такие ноги, образующие вместе с мостом портал («козлы»), снабженный ходовыми тележками. Для расширения зоны действия грузовой тележки применяют консольные козловые краны (рис. 3.35,г). На грузовых тележках установлены механизмы, состоящие из электродвигателей, редукторов, барабанов, грузовых полиспастов и подвесок. Мостовой кран показан на рис. 6.12, козловой — на рис. 3.36.

Основная характеристика крана — грузоподъемность, под которой понимается масса груза, в тоннах, на подъем которой кран рассчитан. Тяговое усилие крана, МН, определяется по формуле

$$P_{\text{кр}} = M_{\text{кр}} g \approx 0,01 M_{\text{кр}}, \quad (3.55)$$

где $M_{\text{кр}}$ — грузоподъемность, т.

Кроме механизма главного подъема, определяющего номинальную грузоподъемность крана, на той же либо на отдельной тележке часто устраивают механизм вспомогательного подъема меньшей грузоподъемности, но с большими скоростями подъема. В таком случае грузоподъемность крана обозначают двумя цифрами (например, 200/63 т), где в числителе названа грузоподъемность главного, а в знаменателе — вспомогательного подъема.

Затворы удобно поднимать за две точки, поэтому козловые краны, предназначенные для их обслуживания, снабжают механизмами со спаренными, синхронно работающими подвесками, разнесенными на необходимое расстояние между точками подвеса затвора (РТП). Грузоподъемность обозначается в этом случае, например, так: 2×160 т.

Расстояние между подкрановыми путями называется пролетом крана, расстояние между низшим и наивысшим положениями крюка подвески, определяемое канатоемкостью барабана, называется высотой подъема.

Мостовые краны применяются для монтажа и ремонта агрегатов и устанавливаются в машинных залах. Их грузоподъемность подбирается в зависимости от массы ротора генератора. При массе более 400 т ротор обычно переносится двумя кранами. Иногда вместо мостового крана в машинном зале применяется полукозловой или козловой кран. Для определения пролета крана L важно знать расстояния от крайних по-

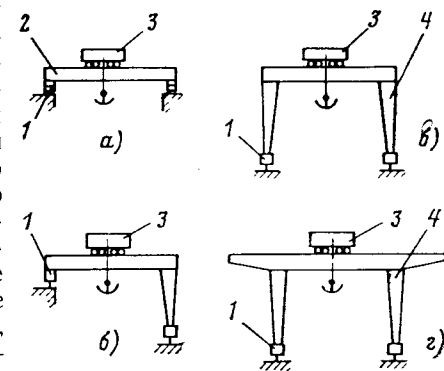


Рис. 3.35. Схемы кранов:

а — мостовой кран; б — полукозловой; в — козловой; г — консольный. 1 — ходовые тележки; 2 — мост; 3 — грузовая тележка; 4 — портал.

ложений его подвесок до оси подкрановых путей, так как эти расстояния определяют «мертвую зону», не обслуживаемую подвесками. Более подробно о подборе крана машинного зала см. в § 6.4.

Козловые краны широко используются для обслуживания затворов, решеток и другого механического оборудования. Грузоподъемность козлового крана, поднимающего затворы, определяется по наибольшему подъему усилию затвора с необходимым (до 20%) запасом. Пролет и высота крана определяются шириной участка, обслуживаемого краном, и габаритами затворов.

Козловые краны обычно выполняют комплекс операций. Так, козловой кран Нижнекамской ГЭС (рис. 3.36) обслуживает затворы верхнего бьефа ГЭС и водосливной плотины, очищает решетки и прилегаю-

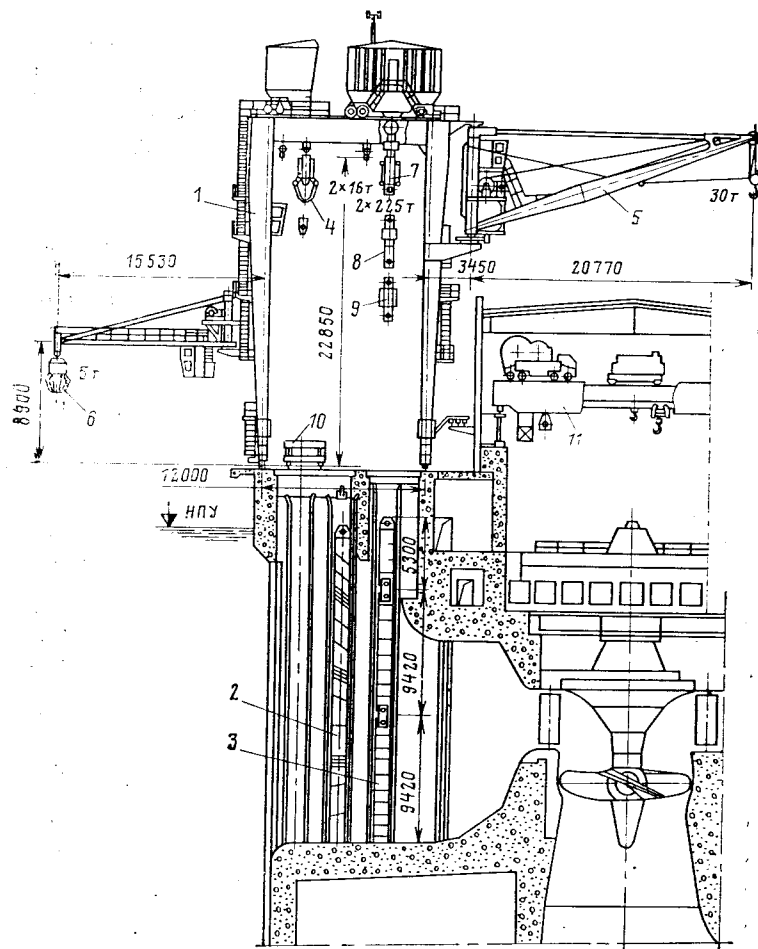


Рис. 3.36. Механическое оборудование верхнего бьефа Нижнекамской ГЭС:

1 — универсальный козловой кран; 2 — сороудерживающая решетка; 3 — аварийно-ремонтный затвор; 4 — плоскочелюстной грейфер; 5 — стрела строительного периода; 6 — грейфер типа «полип»; 7 — захватная балка для затворов и решеток ГЭС; 8 — траверса для затворов плотины; 9 — траверса для разгрузки трансформаторов; 10 — тележка для мусора; 11 — мостовой кран машинного зала.

щую к ним акваторию с помощью плоскочелюстного грейфера и подвешенного на стреле грейфера типа «полип», разгружает и подает на монтажную площадку оборудование, включая трансформаторы.

В конструкции козловых кранов целесообразно предусматривать дополнительные стрелы, очень полезные при строительстве ГЭС. Так, кран Нижнекамской ГЭС (рис. 3.36) снабжен стрелой грузоподъемностью 30 т. По окончании строительства эти стрелы могут быть сняты и сохранены для использования при капитальных ремонтах.

Для обслуживания затворов иногда применяются мостовые краны, однако в этом случае требуется устройство эстакады либо закрытого помещения затворов.

Краны, устанавливаемые на ГЭС, рассчитываются на легкий режим работы, т. е. на выполнение операций со значительными перерывами во времени. Грузоподъемность мостовых кранов достигает 500 т, а козловых — 1000 т. Как правило, они изготавливаются по специальным заказам. Скорости подъема грузов составляют для главного подъема — около 1 м/мин; для вспомогательного — 5—10 м/мин; скорости передвижения кранов 20—40 м/мин; их тележек — 5—12 м/мин. Мостовые краны не требуют устройства больших зазоров до строительных конструкций; вдоль подкрановых путей козловых и нижних путей полукозловых кранов должны устраиваться проходы шириной не менее 0,75 м от выступающих частей крана.

Стационарные грузоподъемные механизмы применяют для подъема и опускания быстродействующих затворов.

В качестве стационарных механизмов применяются электрические лебедки, реечные и винтовые электроприводы, но наибольшее распространение в последние годы получил гидравлический привод (гидропривод), или гидроподъемники.

Гидроподъемник (рис. 3.37) состоит из сервомотора (гидроцилиндра) и маслонасосной установки. В гидроцилиндре перемещается поршень, к которому присоединен шток, связанный с затвором. В нижнюю часть цилиндра при включении насоса подается под высоким давлением масло; поршень, а вслед за ним шток с затвором, поднимаются вверх. Для опускания затвора открывают золотник и соединяют полость цилиндра под поршнем с подпоршневой полостью, куда масло вытесняется весом затвора. Разность объемов полостей, обусловленная объемом штока, компенсируется подачей масла из бака или сливом в него. Во избежание изгиба штока гидроцилиндр подвешивается над затвором с опиранием на сферическую пятю.

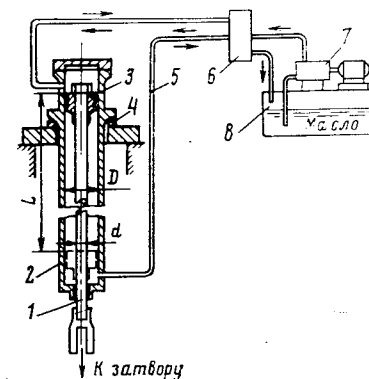


Рис. 3.37. Гидропривод затвора:

1 — шток; 2 — цилиндр; 3 — поршень; 4 — сферическая опора; 5 — трубопровод; 6 — золотниковое управляющее устройство; 7 — маслонасос; 8 — масляный бак.

Благодаря высокому (20—32 МПа) давлению масла, гидроприводы очень компактны и могут развивать тяговые усилия 5—10 МН. Диаметры цилиндров D достигают 900 мм, штоков d — 400 мм. Если у гидроцилиндра напорной сделать не только нижнюю, но и верхнюю полость, то подавая в нее масло под давлением, можно осуществлять

дожим затвора при посадке, что позволяет отказаться от балласта и снизить подъемное усилие.

Затворы с небольшими пролетами (5—8 м) поднимаются одним гидроцилиндром за среднюю точку, при больших пролетах устанавливают два гидроцилиндра по концам затвора и вводят в схему управления гидроприводом автоматическую синхронноследящую систему, исключающую неравномерность хода цилиндров и перекосы.

Рабочий ход гидроцилиндров может достигать 12—16 м.

Тяговое усилие гидроцилиндра

$$P_{\text{тяг}} = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} p m, \quad (3.56)$$

где D — диаметр цилиндра, м; d — диаметр штока, м; p — рабочее давление масла, МПа; m — коэффициент потерь, равный 0,7—0,8.

В гидроприводах применяют незастывающее при морозе масло (веретенное АУ, АМГ-10, ЭШ), что позволяет располагать гидроцилиндры вне помещений.

3.20. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

На состав и размещение электрического оборудования большое влияние оказывает главная схема электрических соединений, которая выбирается в зависимости от количества и мощности агрегатов и должна, с одной стороны, обеспечивать надежность энергоснабжения, а с другой — возможность вывода в ремонт части оборудования ГЭС.

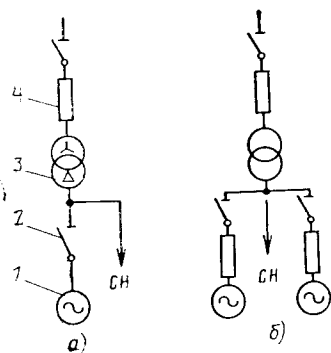


Рис. 3.3.8. Электрические схемы ГЭС:

а — блочная схема; б — групповая схема; 1 — генератор; 2 — разьединитель; 3 — трансформатор; 4 — выключатель.

Рис. 3.3.9. Экранированные шинопроводы генераторного напряжения:

а — поперечный разрез; б — вид сбоку; 1 — токоведущая шина; 2 — оболочка-экран; 3 — компенсаторы-перемычки; 4 — изолятор.

На крупных многоагрегатных ГЭС применяют блочные схемы, при которых каждый генератор работает на отдельный повышающий трансформатор (рис. 3.38, а). При агрегатах меньшей мощности применяют групповые схемы, при которых два или несколько генераторов выдают мощность на один трансформатор, образуя вместе с ним укрупненный электрический блок (рис. 3.38, б).

От трансформатора ток повышенного напряжения подается на открытое распределительное устройство (ОРУ), от которого отходят линии электропередач.

К системе генераторного напряжения подключаются понижающие трансформаторы собственных нужд, от которых питаются потребители вспомогательных систем самой ГЭС.

Таким образом, электрооборудование можно условно разделить на три группы по рабочему напряжению: оборудование генераторного напряжения (6,3—15,7 кВ), повышенного напряжения (35—750 кВ) и пониженного напряжения (0,38—6,3 кВ).

Для выполнения переключений, а также отключения части схемы в случае аварии применяется коммутационная аппаратура: выключатели и разьединители.

Выключатели способны разрывать цепи при протекании по ним не только рабочего тока, но и во много раз превосходящего его тока короткого замыкания, возникающего при аварии. При разрыве мощной электрической цепи образуется сильная дуга, которую необходимо гасить принудительно. Это делается либо в среде трансформаторного масла (масляные выключатели), либо мощной струей сжатого воздуха (воздушные выключатели).

Разьединители отключают цепи под напряжением, но лишь после снятия с них токовой нагрузки. Выключатели и разьединители генераторного напряжения объединяются в комплекты распределительные устройства КРУ, размещаемые в помещениях ГЭС. Аппаратура высокого напряжения собирается в ячейки открытого распределительного устройства ОРУ, размещаемые на открытых площадках (в редких случаях при суровом климате применяют закрытые распределительные устройства).

Генераторы, трансформаторы и коммутационные аппараты соединяются токопроводами. На генераторном напряжении применяют алюминиевые или медные шины, прокладываемые на изоляторах в шинных коридорах. Такой способ прокладки в последнее время почти полностью вытеснен в связи с появлением экранированных шинопроводов (рис. 3.39), в которых шины размещаются на изоляторах внутри защитного корпуса из диэлектрических труб диаметром 700—800 мм (для каждой фазы — отдельная труба). Трубы заземляются, и поэтому шинопроводы не представляют опасности для людей, что позволяет располагать их без ограждений в помещениях ГЭС.

Высоковольтные выводы от повышающих трансформаторов на ОРУ могут быть воздушными. Они выполняются из сталеалюминевых проводов, натянутых между металлическими опорами, располагаемыми на ГЭС и на берегу. Провода подвешиваются к опорам с помощью гирлянд изоляторов. На напряжении 500 кВ и выше каждая фаза, во избежание больших потерь на коронный разряд, выполняется из трех проводов. Пролеты воздушных переходов достигают 1000 м, тяжения в проводах измеряются десятками тонн. Безопасные расстояния от токоведущих частей выводов до заземленных конструкций зданий составляют при напряжении 110 кВ — 0,9; 220 кВ — 1,8; 500 кВ — 3,75 м, до габаритов кранов соответственно 1,65; 2,5; 4,5 м, до крыш и до земли — 3,6; 4,5; 6,45 м.

В тех случаях, когда условия компоновки затрудняют устройство воздушных выводов, применяют кабельные высоковольтные выводы. Высоковольтный кабель 500 кВ состоит из стальной трубы диаметром 273 мм, заполненной специальным кабельным маслом под давлением до 1,4 МПа. В трубе проложены в специальной изоляции токоведущие жилы трех фаз. Кабельные выводы дороже воздушных и сложнее в эксплуатации. Применяются также газонаполненные (элегазовые) высоковольтные линии, в которых в качестве изоляционного материала, заполняющего трубу каждой фазы, применен специальный газ — шестифтористая сера.

Трансформаторы, повышающие генераторное напряжение для передачи мощности на ОРУ и далее по высоковольтным линиям потребителям, являются самыми крупными электрическими аппаратами, заметно влияющими на компоновочные решения. Номинальной мощностью трансформатора является полная или кажущаяся мощность $S_{\text{тр}}$, кВ·А, которая определяется по формуле

$$S_{\text{тр}} = \frac{N_{\text{г}} n}{\cos \varphi \eta_{\text{тр}}}, \quad (3.57)$$

где $N_{\text{г}}$ — мощность одного генератора; n — количество генераторов, подключенных к трансформатору; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности, равный 0,8—0,85; $\eta_{\text{тр}}$ — КПД трансформатора, равный 0,95—0,98.

Основная часть трансформатора — сердечник-магнитопровод, набранный из тонких листов электротехнической стали, и обмотки, размещенные на магнитопроводе в виде катушек. Первичная обмотка подключается на генераторное напряжение, протекающий в ней переменный ток создает в магнитопроводе переменный магнитный поток. Он возбуждает ЭДС во вторичной обмотке. Получаемое напряжение на выводах вторичной обмотки больше генераторного во столько раз, во сколько количество ее витков больше, чем в первичной обмотке. У трехфазного трансформатора имеется три пары обмоток, причем первичные соединяют по схеме «треугольник», а вторичные — по схеме «звезда».

Магнитопровод с обмотками размещается в баке, наполненном изоляционным трансформаторным маслом. К баку присоединяется расширительный бачок,

в котором свободный уровень масла колеблется при изменениях температуры. К баку крепятся также выводы низкого и высокого напряжения.

При работе трансформатора за счет потерь в обмотках и магнитопроводе выделяется тепло, в связи с чем необходимо обеспечить его охлаждение. При воздушном охлаждении трансформатора к баку прикрепляется группа масляных радиаторов, охлаждаемых воздушными вентиляторами. Наиболее мощные трансформаторы имеют масляное охлаждение, при котором нагретое масло прогоняется через теплообменники, охлаждаемые водой.

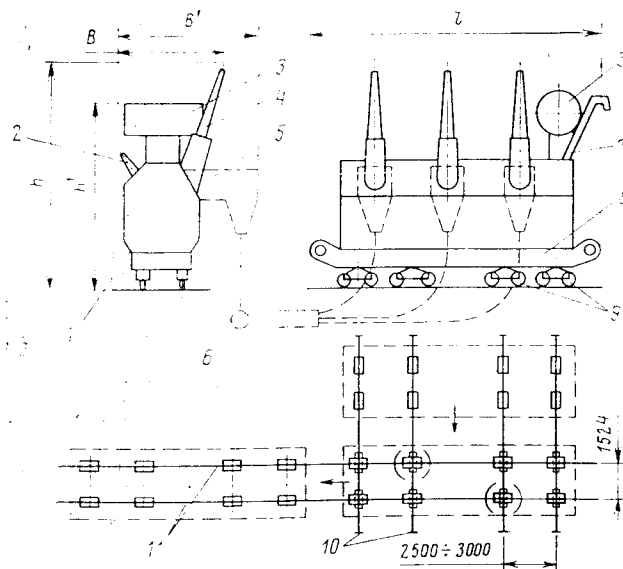


Рис. 3.40. Схема трансформатора 220 кВ:

1 — бак трансформатора; 2 — низковольтный вывод; 3 — расширительный бак; 4 — высоковольтный вывод; 5 — то же в варианте с кабельным выводом; 6 — кабель; 7 — выхлопная труба; 8 — платформа; 9 — ходовые тележки; 10 — пути поперечной перекачки; 11 — пути продольной перекачки.

Чаще всего применяются трехфазные трансформаторы, мощность которых достигает 630 МВ·А и ограничивается условиями перевозки. Еще более мощные трансформаторы составляют из группы трех однофазных трансформаторов с соответствующим соединением их обмоток.

Габаритные размеры трехфазных трансформаторов со вторичным напряжением 220 кВ даны в табл. 3.11 и обозначены на рис. 3.40.

Таблица 3.11

Габаритные размеры трансформаторов 220 кВ

Параметр	Мощность, кВ·А						
	63	100	160	250	320	400	500
l, м	9,0	9,5	11,5	13,0	14,2	15,5	16,5
h, м	6,9	7,3	8,8	10,0	11,0	12,0	12,7
h', м	5,8	6,2	7,5	8,4	9,2	10,0	10,7
B, м	3,5	3,7	4,5	5,7	5,6	6,0	6,5
B', м	4,4	4,7	5,6	6,4	7,0	7,6	8,0
Масса, т	160	200	230	300	390	400	450

Разгрузка трансформатора возможна без крана, с помощью домкратов. При этом под его платформу сразу подводят ходовые тележки, на которых осуществляется перемещение трансформатора в пределах ГЭС по рельсовым путям. Для изменения направления движения на 90° трансформатор приподнимают домкратами и разворачивают тележки. Таким образом, при перемещении он совершает плоскопараллельное движение, корпус его не разворачивается (разворот можно осуществить только краном).

3.21. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Масляное хозяйство. На ГЭС имеется большое количество трансформаторного масла, заливаемого в трансформаторы и выключатели, а также турбинного масла, используемого в системе регулирования в качестве энергоносителя и в подшипниках и подшипниках — для смазки и охлаждения. К чистоте масла (отсутствию механических загрязнений и влаги) предъявляются высокие требования. Для приемки, хранения и очистки масла на ГЭС создается масляное хозяйство (рис. 3.41). Для каждого из видов масел оно имеет не менее трех баков (для свежего, чистого, эксплуатационного масла) и аппаратную с системой коллекторов. К коллекторам подключается маслоочистительная аппаратура, позволяющая вести очистку, перекачивая масло из бака в бак либо за счет циркуляции в одном баке. Для очистки используются центрифуги, фильтр-прессы, цеолитовые установки, комбинированные агрегаты.

Масляное хозяйство размещается либо в здании ГЭС (обычно под монтажной площадкой), либо отдельно, иногда с открытым расположением баков.

От маслохозяйства к гидроагрегатам и трансформаторам вдоль здания ГЭС прокладываются маслопроводы.

Техническое водоснабжение. Суммарный расход воды охлаждения генераторов и трансформаторов для смазки подшипников турбин и ряд других нужд на крупных ГЭС может достигать нескольких кубических метров в секунду. Давление воды должно быть в пределах 0,3—0,5 МПа, поэтому не всегда возможна наиболее простая самотечная схема технического водоснабжения (рис. 3.42, а), особенно если используется вода под напором, имеющимся на ГЭС. При низких напорах применяют насосную схему (рис. 3.42, б), увеличивая насосами давление воды. При высоких напорах (выше 200—250 м) также применяется насосная схема, но с забором воды из нижнего бьефа (рис. 3.42, в). При напорах 50—250 м применяется эжекторная схема с использованием водоструйных насосов-эжекторов (рис. 3.42, г). Через эжектор

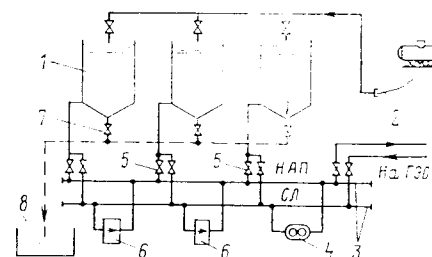


Рис. 3.41. Принципиальная схема масляного хозяйства:

1 — баки; 2 — приемное устройство; 3 — коллекторы; 4 — маслоснасос; 5 — запорная арматура; 6 — маслоочистительная аппаратура; 7 — задвижки аварийного слива; 8 — аварийный бак.

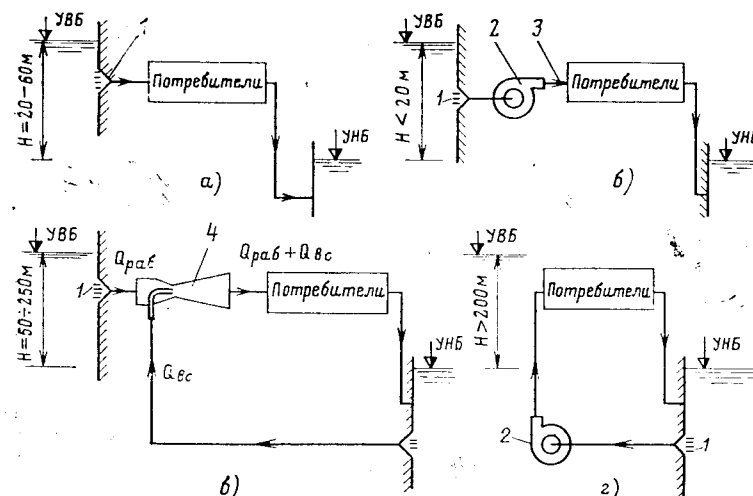


Рис. 3.42. Принципиальные схемы технического водоснабжения:

а — самотечная; б — насосная при низких напорах; в — эжекторная; г — насосная при высоких напорах; 1 — водоприемник; 2 — насос; 3 — направление тока воды; 4 — эжектор.

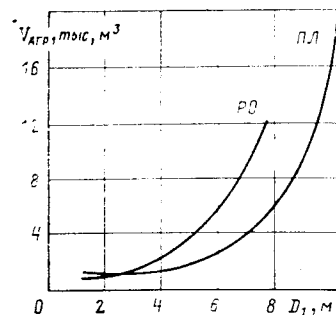


Рис. 3.43. Зависимость объемов проточной части агрегата от диаметра рабочего колеса.

монтажными затворами, должна быть осушена. Для этого на ГЭС предусматриваются насосные установки, позволяющие осушить проточную часть одного агрегата не более чем за 4 ч. Объем воды в проточной части агрегата $V_{агр}$ ориентировочно можно определить по рис. 3.43. Необходимая подача насосов

$$Q_{нас} = \frac{V_{агр} + 3600qT}{3600T}, \quad (3.58)$$

где $Q_{нас}$ — подача насосов, м³/с; $V_{агр}$ — объем проточной части агрегата, м³; T — расчетное время откачки, ч; q — расход притока фильтрации через затворы, м³/с, определяемый из расчета 0,2—0,5 л/с на 1 м длины уплотнения затворов.

На многоагрегатных ГЭС (особенно, возведенных на скальном основании),

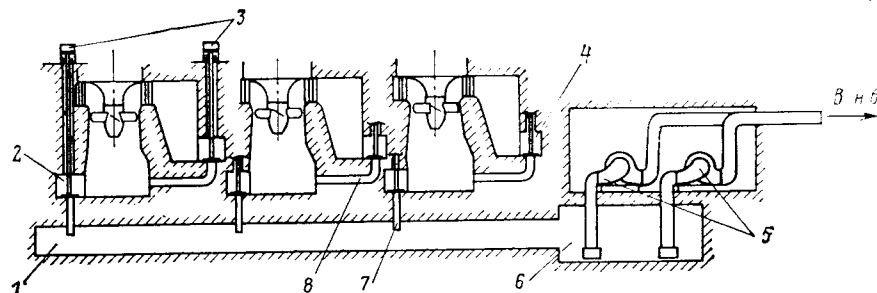


Рис. 3.44. Принципиальная схема системы осушения проточной части:

1 — потерня; 2 — спускной клапан отсасывающей трубы; 3 — гидропривод клапана; 4 — спускной клапан спиральной камеры; 5 — насосы; 6 — приемная камера насосов; 7, 8 — сливные трубопроводы.

имеющих развитый массив фундаментной плиты, часто применяют схему осушения с использованием сборной потерны, проходящей через все здание ГЭС (рис. 3.44). С этой потерней связаны трубопроводами все отсасывающие трубы, куда также спускается вода из спиральных камер. Трубопроводы перекрываются клапанами с гидроприводом или задвижками, устанавливаемыми в сухой потерне. При необходимости осушения какого-либо агрегата открывают клапаны и вода устремляется в потерню, что обеспечивает быстрое снижение уровня воды в проточной части агрегата и прижатие уплотнений затворов. После заполнения потерны включаются насосы, расположенные в устье здания ГЭС, и вода откачивается в нижний бьеф.

При осушении проточной части агрегата вместо воды должен поступать воздух, для чего устраиваются аэрационные трубы. Такие же трубы устраиваются в потерне. Аэрационные трубы выводят выше уровней бьефов и рассчитываются исходя из максимальной скорости воздуха в них 40—50 м/с.

Если здание ГЭС не имеет массивов, достаточных для устройства потерны, делают сборный трубчатый коллектор либо применяют групповые схемы осушения с установкой насосов в шахтах между агрегатами.

Воздушное хозяйство. ГЭС имеет много потребителей сжатого воздуха различного давления. Высокое давление (2—6,3 МПа) необходимо для МНУ агрегатов и работы воздушных выключателей; низкое давление (0,8 МПа) используется в системе торможения агрегата, для создания полынни перед затворами, а также для работы пневматического инструмента при ремонтах.

На рис. 3.45 приведена одна из возможных схем воздушного хозяйства. Источником высокого давления служат компрессоры, создающие значительный запас воздуха при давлении 7 МПа в воздухохранилищах (ресиверах). Рабочее давление 4 МПа для МНУ, 2 МПа для воздушных выключателей и 0,8 МПа для торможения.

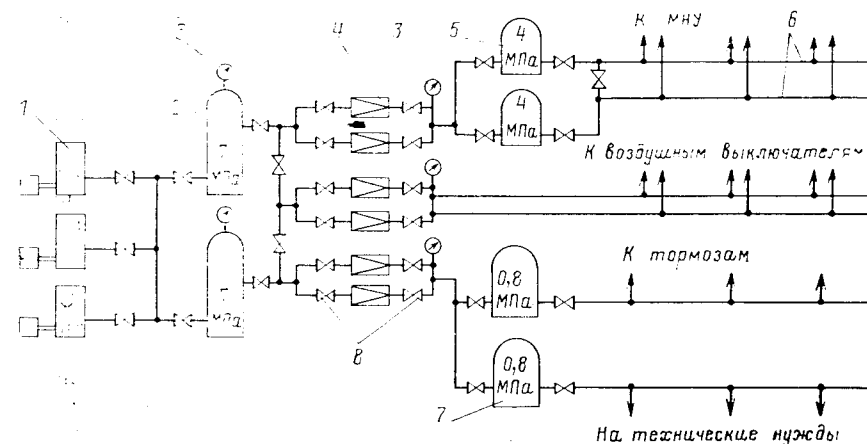


Рис. 3.45. Принципиальная схема воздушного хозяйства:

1 — компрессоры; 2 — воздухохранилища 7 МПа; 3 — манометры электроконтактные; 4 — перепускные клапаны; 5 — воздухохранилища 4 МПа; 6 — магистрали сжатого воздуха; 7 — воздухохранилища 0,8 МПа; 8 — запорная аппаратура.

ний и технических нужд создается редуцированием воздуха через электромагнитные перепускные клапаны, включающиеся от электроконтактных манометров при снижении давления в воздухохранилищах до 4 и 0,8 МПа и сети — до 2 МПа. Редуцирование воздуха сопровождается его осушением, что важно для нормальной работы аппаратуры.

В других схемах системы высокого и низкого давления разделяются и обслуживаются разными компрессорами.

Отдельная воздушная система устраивается для отжима воды из камеры рабочего колеса при переводе агрегата в режим синхронного компенсатора. Принцип работы такой системы состоит в том, что воздух, сжатый до некоторого давления в воздухохранилище, быстро выпускается в камеру рабочего колеса, вращающегося на холостом ходу при закрытом направляющем аппарате. Образующаяся воздушная подушка понижает уровень воды в камере и обеспечивает вращение рабочего колеса агрегата, переведенного в двигательный режим, без потерь на трение об воду.

В качестве воздухохранилищ, кроме обычных конструкций, могут использоваться полости в бетоне, облицованные металлом, или длинные трубы диаметром 1,5—3,0 м.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ВОДОПРИЕМНИКИ, ВОДОВОДЫ И СООРУЖЕНИЯ НА ДЕРИВАЦИИ

4.1. ВОДОПРИЕМНИКИ

Водоприемники предназначены для забора воды из верхнего бьефа, задержания мусора и льда и подвода воды к турбинам. Несмотря на разнообразие компоновочных решений основные принципы конструирования водоприемников одинаковы для всех их типов.

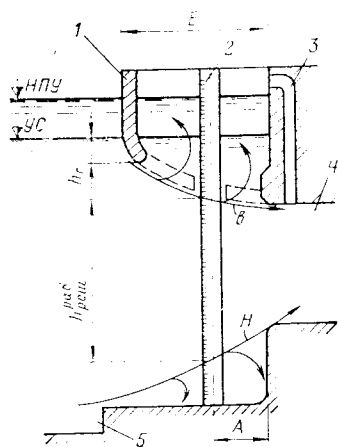


Рис. 4.1. Схема глубинного водоприемника:

1 — забральная стенка; 2 — сороудерживающая решетка; 3 — аэрационная труба; 4 — водовод; 5 — порог для задержки мусора.

расположение забральной стенки, решетки и отверстия определяет основные размеры водоприемника. Форма поверхностей водоприемника должна быть подобрана так, чтобы не нарушалось плавное течение воды и не возникли излишние гидравлические потери.

Забральная стенка для предотвращения прохода под ней плавающих тел заглубляется под УС на

$$h_r \geq \frac{3v^2}{2g}, \quad (4.1)$$

где v — подходная скорость течения в верхнем бьефе, м/с.

Расстояние E от стенки до отверстия определяется с учетом верхней граничной линии тока воды b , выходящей из-под стенки: эта линия должна подходить примерно к верхней кромке отверстия. Положение нижней граничной линии H зависит от взаимного расположения нижней кромки отверстия и дна. Между граничными линиями тока должна разместиться рабочая часть решетки высотой

$$h_{\text{реш}} = \frac{F_{\text{реш}}}{B}, \quad (4.2)$$

где $F_{\text{реш}}$ — площадь, определенная по формуле (3.54) из условия ограничения скорости воды; B — ширина пролета в створе решетки.

Правильное назначение размеров водоприемника производится на основе сложных гидравлических расчетов и обычно проверяется лабораторными исследованиями. На предварительных стадиях проектирования необходимо хотя бы ориентировочное назначение положений линий тока. Идеальной является форма водоприемника, точно следующая линиям свободного тока воды (пунктирная линия на рис. 4.1). Отклонение от такой формы создает отрыв потока и ведет к дополнительным потерям напора, однако полностью избежать этого обычно не удается.

Верх водоприемников должен возвышаться не менее чем на 1—2 м над максимально возможным уровнем верхнего бьефа, определенным с учетом волновых колебаний.

Различают поверхностные водоприемники, обеспечивающие водой безнапорный открытый водовод, и глубинные, направляющие поток в отверстие, полностью заглубленное под уровень воды.

На рис. 4.1 изображена схема наиболее распространенного водоприемника с глубинным отверстием, верхняя кромка которого заглубляется не менее чем на 1—2 м под уровень сработки (УС) во избежание подсоса воздуха. Пролеты водоприемника перекрываются в верхней части забральной стенкой, предотвращающей попадание в отверстие плавающего мусора и льда. В средней части водоприемника размещается механическое оборудование, в головной части — сороудерживающая решетка.

Как было установлено в § 3.18, размеры решетки должны обеспечивать нормативные скорости течения воды в ее створе, поэтому правильное взаимное

Водоприемники русловых зданий ГЭС являются конструктивной их частью. Пролеты этих водоприемников образуются бычками, переходящими в стены бетонной спиральной камеры, поэтому ширина пролета B постоянна по длине водоприемника и равна входной ширине спиральной камеры. В бычках устраивается несколько пазов для размещения механического оборудования. Современные нормы проектирования не требуют при низких напорах защиты турбин быстродействующими затворами, поэтому в таких водоприемниках обычно предусматриваются пазы для установки в них аварийных или ремонтных затворов, обслуживаемых краном.

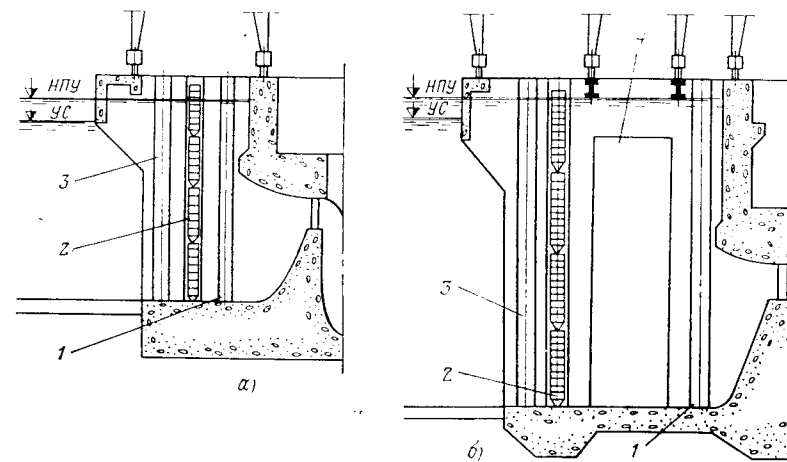


Рис. 4.2. Водоприемники несовмещенных зданий ГЭС:

а — трехпазовая схема; б — схема с прорезями в бычках.

Самая распространенная, трехпазовая, схема водоприемника показана на рис. 4.2,а. Паз 1 (ближайший к турбине) предназначен для установки аварийного затвора. В пазу 2 устанавливается сороудерживающая решетка. Паз 3 устраивается как направляющий для сороочистного грейфера. Пазы 2 и 3 могут использоваться также для установки ремонтного затвора.

На большинстве действующих отечественных ГЭС створ решеток находится на расстоянии (2—2,5) D_1 от оси агрегатов, что не обеспечивает достаточно низких скоростей на решетках и удовлетворительного гидравлического режима на них. Расчеты и исследования показывают, что решетки желательно отдавать от оси агрегатов на расстояние не менее (3—3,5) D_1 , при этом оказывается целесообразным устроить прорези в бычках 4 и соединить смежные пролеты водоприемников отверстиями (рис. 4.2,б). Такая схема с большой эффективностью осуществлена на Воткинской ГЭС на р. Каме. Устройство прорезей в бычках позволяет уменьшить объем бетона, а поперечные перетоки воды обеспечивают равномерное питание турбин даже при сильном засорении отдельных решеток многоагрегатной ГЭС.

Одним из способов увеличения площади решеток является их наклонное расположение.

На совмещенных зданиях ГЭС с напорными водосбросами кроме водоприемников турбин имеются водоприемники водосбросов, располо-

женные чаще всего ниже турбинных. Водоприемники водосбросов нельзя перекрывать решетками, так как входные скорости у них во много раз больше, чем у турбин. На совмещенных зданиях ГЭС также наиболее распространена трехпазовая схема водоприемника (рис. 4.3,а), которая отличается от схемы на рис. 4.2,а тем, что паз, предназначенный для размещения грейфера, используется при необходимости для

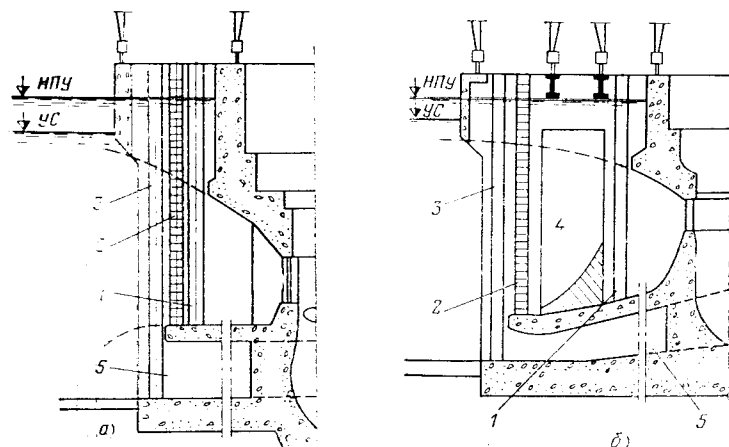


Рис. 4.3. Водоприемники совмещенных (с напорными водосбросами) зданий ГЭС: а — трехпазовая схема; б — схема с прорезями в бычках; 1 — паз аварийного затвора; 2 — паз решетки; 3 — паз грейфера; 4 — прорезь в бычке; 5 — водосброс.

опускания инвентарного аварийного затвора водосброса (основные затворы водосброса располагаются обычно в нижнем бьефе). Эта схема в ряде случаев не обеспечивает достаточно хорошего гидравлического режима решеток, особенно при работе водосбросов одновременно с турбинами. Здесь также возможно применение схемы с прорезями в бычках (рис. 4.3,а), которая за счет отдаления решеток значительно улучшает гидравлический режим.

На двух крупнейших волжских ГЭС — имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС решетки установлены в отдельном сороудерживающем сооружении (СУС), что позволило снизить скорости на решетках до 0,6 м/с (при работе одних турбин). СУС на этих ГЭС показали высокую экономическую эффективность и быстро окупили себя за счет резкого уменьшения потерь напора. Тем не менее из-за высокой первоначальной стоимости этих сооружений в дальнейшем они не применялись.

Сороудерживающие решетки и ремонтные затворы водоприемников зданий ГЭС, входящих в состав напорного фронта, обычно делают поверхностными. Аварийные и ремонтные затворы могут быть и глубинными, но, если верхняя кромка отверстия заглублена под УС менее чем на 2—3 м, целесообразно и этот затвор делать поверхностным, так как верхнее горизонтальное уплотнение глубинного затвора при малых напорах работает плохо.

Затворы и решетки водоприемника обычно обслуживаются козловым краном. Для уменьшения обмерзания пазов зимой применяют их электромаслообогрев, при котором в бетоне вдоль закладных частей размещаются трубы, заполненные маслом с погруженными в него элект-

ронагревателями. Иногда применяют индукционный электрообогрев, для чего вдоль закладных частей закладывают кабели, образующие вокруг себя магнитное поле, которое наводит в закладных частях блуждающие токи и фазогревает их. Верхнюю часть отделения затворов накрывают железобетонными крышками, что также уменьшает обмерзание. Иногда в суровых климатических условиях сооружают закрытое отделение затворов, обслуживаемое мостовыми кранами.

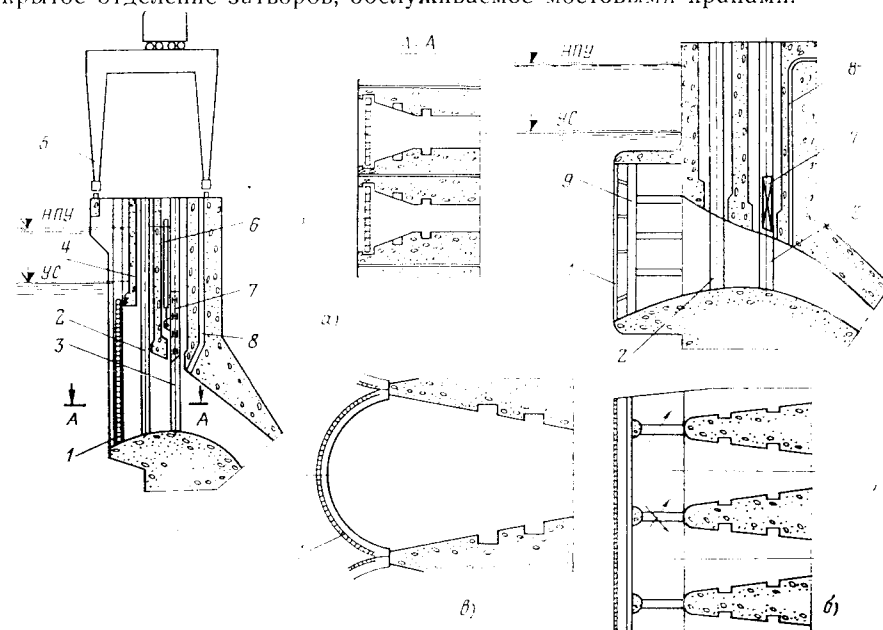


Рис. 4.4. Плотинные водоприемники:

а — со съёмными решетками; б — с выносными плоскими съёмными решетками; в — с цилиндрическими съёмными решетками; 1 — решетка; 2 — паз ремонтного затвора; 3 — паз аварийного затвора; 4 — забральная стенка; 5 — козловой кран; 6 — гидроподъемник; 7 — аварийный затвор; 8 — аэрационная труба; 9 — поддерживающие конструкции.

Плотинные водоприемники приплотинных зданий ГЭС (рис. 4.4) размещаются в теле бетонных станционных плотин. Их характерная особенность — постепенное уменьшение ширины пролета от входа к началу водовода (такая форма называется конфузурой), что позволяет располагать решетку в широкой части, а аварийный затвор — в наиболее узкой части водоприемника.

Плотинные водоприемники применяются при более высоких напорах, чем водоприемники зданий ГЭС, входящих в состав напорного фронта, поэтому на них чаще применяют индивидуальные быстродействующие аварийные затворы с гидроприводом. Перед таким затвором предусматривают пазы для ремонтного затвора.

Для увеличения площади решеток применяют вынесенные в верхний бьеф несъемные решетки, выполненные либо в виде полуцилиндров (рис. 4.4,в), либо установленные на решетчатом каркасе, что обеспечивает перетоки между смежными пролетами (рис. 4.4,б).

Береговой водоприемник представляет собой бетонное сооружение, врезанное в берег водохранилища и имеющее несколько водоприемных отверстий, оборудованных аналогично плотинному водоприемнику. От

водоприемных отверстий вода направляется либо в напорную деривацию, либо в турбинные водоводы обособленного здания ГЭС. Широко распространены также береговые водоприемники шахтного типа (рис. 4.5), у которых входные отверстия оборудованы только несъемными решетками, а затворы помещаются в шахте, пересекающей водовод.

Башенный водоприемник выполняется в виде отдельно стоящей в верхнем бьефе башни, окруженной со всех сторон водой и имеющей водоприемные отверстия по всему периметру или на его части. Отверстия могут располагаться в несколько ярусов. Наряду с плоскими за-

Гораздо сложнее решается эта задача на гидроузлах с безнапорной деривацией. Для забора воды из верхнего бьефа в составе головного узла сооружается поверхностный водоприемник, в котором предусматриваются устройства для защиты деривационного канала от крупного мусора и льда, а также от проникновения в деривацию донных наносов. Наиболее сложна последняя задача, так как деривационные гидроузлы строятся обычно на горных реках, влекущих большое количество твердого стока (до 2 кг на 1 м³ воды). После создания плотины в верхнем бьефе начинается отложение наносов, гряд донных наносов придвигается к водоприемнику и может затруднить его эксплуатацию.

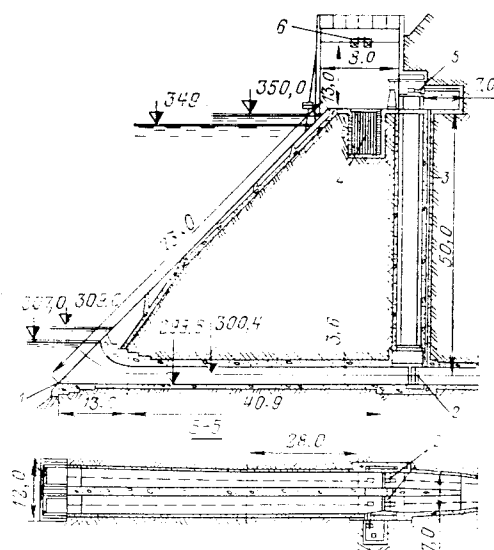


Рис. 4.5. Береговой водоприемник с шахтой для затворов:

1 — решетка; 2 — дисковый затвор; 3 — аэрационная труба; 4 — затворохранилище; 5 — лебедка; 6 — кран.

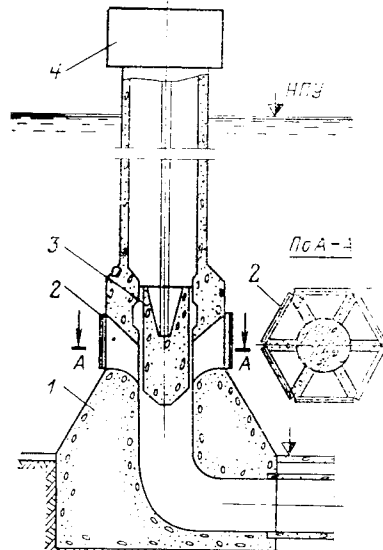


Рис. 4.6. Башенный водоприемник:

1 — фундамент; 2 — решетки; 3 — цилиндрический затвор (закрыт); 4 — механизм затвора.

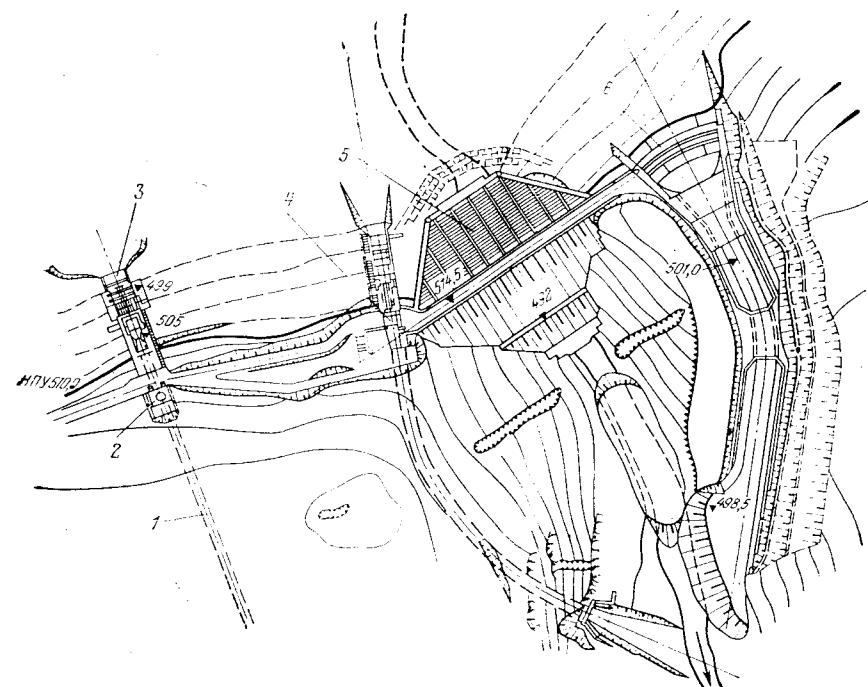


Рис. 4.7. Головной узел Храмской ГЭС-1:

1 — деривационный туннель; 2 — помещение механизмов затворов; 3 — водоприемник с шахтой для затворов; 4 — глубинный водосброс; 5 — плотина; 6 — поверхностный водосброс.

творами, при которых компоновка каждого из отверстий подобна рассмотренной выше, в башенных водоприемниках могут применяться цилиндрические затворы (рис. 4.6).

Береговые и башенные водоприемники применяются на гидроузлах с напорной деривацией и при наличии обособленного здания ГЭС в плотинных гидроузлах, преимущественно с плотинами из грунтовых материалов, иногда с арочными и контрфорсными.

4.2. СООРУЖЕНИЯ ГОЛОВНЫХ УЗЛОВ ДЕРИВАЦИОННЫХ ГЭС

На головном узле деривационных гидроэлектростанций размещается плотина, создающая подпор воды, необходимый для направления ее в деривацию. Расходы половодья в деривацию не направляются, и в составе головных узлов предусматриваются специальные водосбросные сооружения. Для гидроузлов с напорной деривацией типичны сравнительно высокие плотины и глубинные водоприемники берегового или башенного типа. В таких головных узлах сравнительно просто решается задача защиты водоприемника от донных наносов (рис. 4.7).

Борьба с наносами ведется всем комплексом сооружений головного узла, поэтому большое значение имеет их взаимное расположение. Наиболее распространена схема бокового водоприемника (рис. 4.8), располагаемого на вогнутом берегу реки непосредственно возле водосливной плотины 1, где за счет циркуляции наносы откладываются в меньшем количестве, а в половодье частично смываются. В пролетах водоприемника размещается механическое оборудование: основные затворы 3, служащие для регулирования расхода воды, поступающей в деривационный канал 4 и имеющие, как правило, индивидуальные приводы, и пазы верхового 7 и низового 10 ремонтных затворов. Сороудерживающие решетки 8, выполняемые из стержней с просветом не менее 20—30 см, часто делают наклонными. Для очистки решеток устанавливают сороочистную машину 9. Водоприемник оборудуется забальной стенкой 6, перед водоприемником иногда устраивают направляющие стенки и

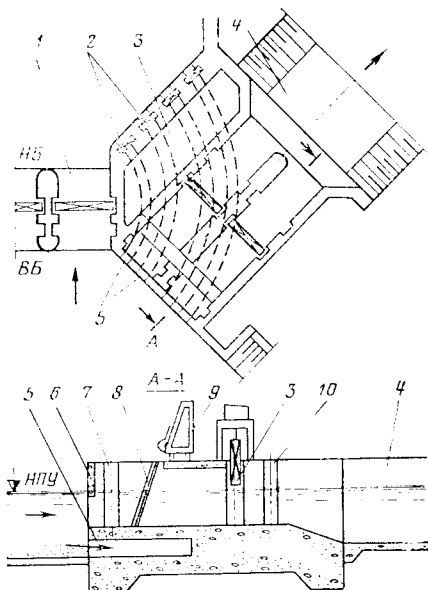


Рис. 4.8. Водоприемник деривационного канала.

повышенному износу облицовок и, что особенно опасно, гидротурбин. При крупности взвешенных частиц свыше 0,25 мм и их содержании в воде свыше 0,5 кг/м³ на головных узлах применяют отстойники.

Отстойник (рис. 4.9) состоит из одной, а чаще — нескольких камер, поперечное сечение которых значительно больше сечений деривации и

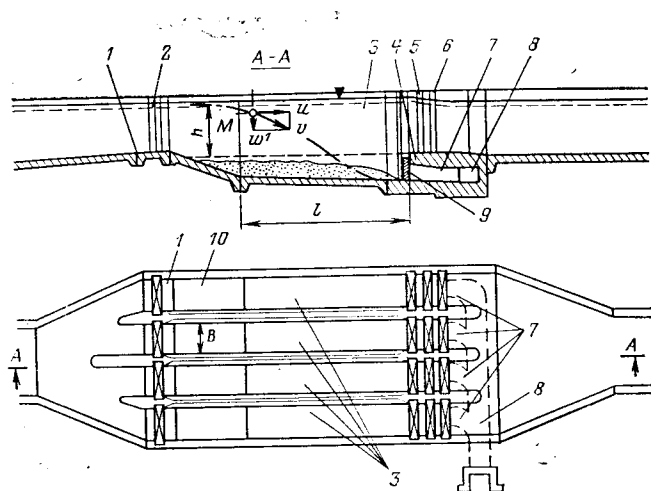


Рис. 4.9. Отстойник:

1 — входной порог; 2 — верхний ремонтный паз; 3 — камера; 4 — выходной порог; 5 — паз основного затвора; 6 — паз низового ремонтного затвора; 7 — промывные галереи; 8 — промывной коллектор; 9 — затворы водопроводных галерей; 10 — входной участок камеры.

плавающие заплывы. Порог водоприемника должен несколько возвышаться над дном. Он предназначен для аккумуляции донных наносов, которые периодически смываются в нижний бьеф через донные промывные галереи 5, перекрываемые затворами 2.

При открытии этих затворов в галереи устремляется поток воды со скоростью 4—6 м/с, который разрыхляет наносы и увлекает их в нижний бьеф.

В некоторых случаях перед водоприемником устраивается шугосбросный лоток.

После осаждения в водохранилище части твердого стока в воде все же остаются во взвешенном состоянии твердые частицы, которые не могут быть задержаны водоприемником. Попадая в водопроводящие сооружения, эти частицы оседают в канале, напорном бассейне, вызывая их заиливание, приводят к по-

пролетов водоприемника. Входные и выходные отверстия камер перекрываются затворами с индивидуальным приводом и, при необходимости, ремонтными затворами.

Выходной порог делается приподнятым над дном камеры и в нем устраиваются промывные галереи, перекрытые затворами с индивидуальным приводом. Промывные галереи объединяются в коллектор, выведенный в нижний бьеф.

Скорость воды в отстойнике снижается, за счет этого при прохождении воды через камеру взвешенные частицы успевают осесть на дно.

Наносы, скопившиеся перед выходным порогом, периодически смываются в нижний бьеф головного узла, для чего поочередно в каждой камере закрываются затворы выходного отверстия и открываются затворы промывных галерей. Входные отверстия могут располагаться непосредственно в верхнем бьефе, в этом случае входная часть отстойника является водоприемником и оборудуется решетками и заборной стенкой. В других случаях отстойник располагается на небольшом расстоянии от водоприемника и соединяется с ним подводящим каналом.

Существуют отстойники, в которых смыв скопившихся наносов ведется непрерывно.

Простейший расчет отстойника ведется с рассмотрением траектории движения частицы, вошедшей в отстойник, на его поверхности в точке М (см. рис. 4.9). Она движется вместе с водой в горизонтальном направлении со скоростью

$$u = \frac{Q}{cBh}, \quad (4.3)$$

где Q — расход воды, проходящей через отстойник; B — ширина камеры; h — глубина воды в камере; c — количество камер.

Одновременно частица под действием силы тяжести опускается вниз. Скорость опускания частицы в спокойной воде w , зависящая от размеров, формы частицы, ее плотности и температуры воды, называется гидравлической крупностью. Приблизительно ее принимают в зависимости только от размеров частицы по графику на рис. 4.10. В турбулентном потоке отстойника эта скорость уменьшается на значение, равное вертикальной составляющей скорости потока, которое приблизительно оценивают отношением u/n , где n — опытный коэффициент, принимаемый равным от 8 до 20. Тогда фактическая скорость опускания частицы

$$w' = w - u/n. \quad (4.4)$$

Суммарная скорость частицы v , равная геометрической сумме u и w' , своим направлением показывает траекторию частицы, которая должна достигнуть уровня дна отстойника в пределах длины камеры L . Для того чтобы частица, проходя эту длину, успела опуститься на дно, длина камеры отстойника должна быть не менее

$$L = \frac{hu}{w - u/n}. \quad (4.5)$$

Пользуясь формулами (4.3) и (4.5), можно подобрать основные размеры камеры L и h .

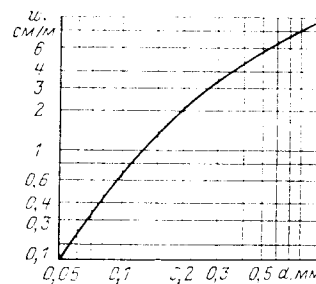


Рис. 4.10. Зависимость гидравлической крупности от диаметра частиц.

4.3. КОНСТРУКЦИИ ДЕРИВАЦИОННЫХ ВОДОВОДОВ

Деривационные водоводы (каналы, туннели, трубопроводы) служат для транспортирования воды в пределах гидроузла с наименьшими гидравлическими потерями с целью создания напора за счет разности гидравлических уклонов естественного русла и водоводов. В комплексных гидроузлах водоводы могут использоваться одновременно для подачи воды на орошение или для водоснабжения, а каналы — для судоходства.

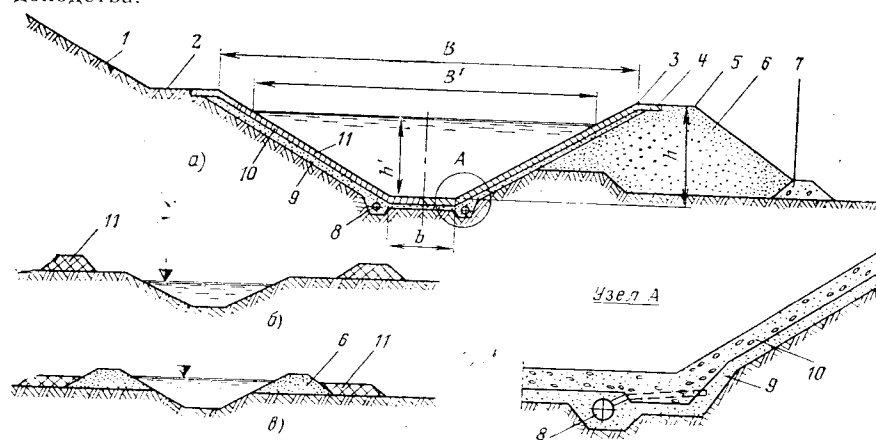


Рис. 4.11. Деривационный канал:

а — поперечный профиль канала у откоса; б — канал в выемках; в — канал в полувыемках-полунасыпях; 1 — надводный откос; 2 — берма; 3 — бровка канала; 4 — отсыпка; 5 — бровка насыпи; 6 — дамба; 7 — дренажная призма; 8 — трубчатый дренаж; 9 — дренажирующая подготовка; 10 — бетонная облицовка; 11 — резервы грунта.

Деривационные каналы применяются в схемах с безнапорной деривацией. Наиболее распространены каналы с трапециевидальным поперечным сечением (рис. 4.11). На местности канал может проходить в выемках, в насыпях, в полувыемках-полунасыпях.

Откосы канала делятся на подводные и надводные. Их крутизну принято оценивать коэффициентом $m = \operatorname{ctg} \psi$, где ψ — угол наклона откоса к горизонтالي. Крутизна откосов определяется их расчетом на устойчивость методами, изучаемыми в курсе гидротехнических сооружений. Предварительно коэффициент откоса может быть принят в зависимости от типа грунтов, слагающих русло канала:

Грунт	Подводный откос	Надводный откос
Пески рыхлые	2,5—3,0	2,0—2,5
Пески плотные и супеси	1,5—2,0	1,5
Суглинки, лессы и глины	1,0—1,5	0,5—1,0
Гравийные и галечные грунты	1,2—1,5	1,0
Слабая скала	0,2—0,5	0,2
Прочная скала	0,1—0,2	0

На выбор коэффициента m и ширины канала понижу b оказывают влияние также методы производства работ и типы применяемых при этом механизмов.

Подводные и надводные откосы разделяются горизонтальными площадками — бермами, ширина которых должна быть не менее 1 м. При устройстве канала в насыпях его борта образуются дамбами,

с шириной гребня не менее 2—3,5 м, если по этому гребню не требуется устройство дороги. В необлицованных каналах возникают гидравлические потери и утечки воды за счет фильтрации; скорости течения воды в каналах ограничены условиями неразрывности откосов и не могут превосходить 0,7—1,2 м/с. Поэтому энергетические каналы обычно покрывают монолитной бетонной облицовкой толщиной 15—20 см или слабо армированной железобетонной облицовкой толщиной 7—15 см. Во избежание повреждения при изменениях температуры облицовку разрезают швами через 3—6 м, герметизируя стыки швов резиной, битумом,

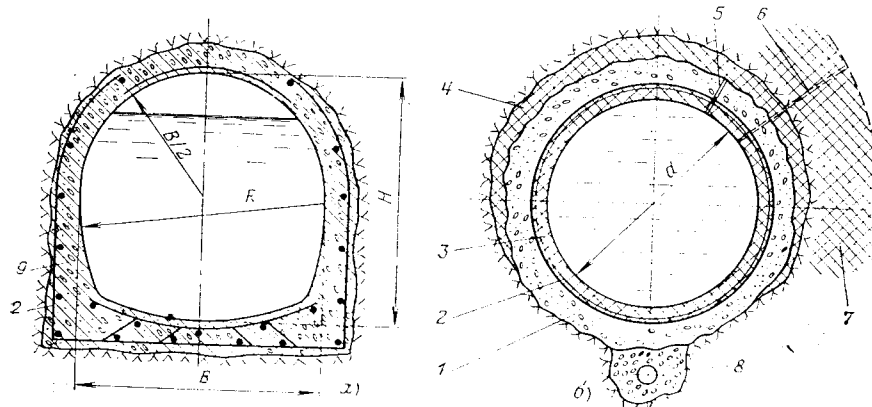


Рис. 4.12. Туннели:

а — безнапорный туннель; б — напорный туннель; 1 — наружная бетонная облицовка; 2 — арматура; 3 — внутренняя железобетонная облицовка; 4 — заполнительная цементация; 5 — трубки для цементации; 6 — скважины для укрепительной цементации; 7 — укрепительная цементация; 8 — трубчатый дренаж; 9 — железобетонная обделка безнапорного туннеля.

мом, деревом и другими эластичными материалами. Большую опасность для облицовки представляет давление грунтовых вод со стороны откоса при опорожнении канала, поэтому во избежание разрушения облицовки ее укладывают на сплошную дренажирующую подготовку толщиной 10—30 см из песчано-гравийной смеси или щебня. В нижней части подготовки закладывают трубчатый дренаж, выводимый наружу на пониженные участки местности вне канала.

Иногда перед бетонированием на подготовку укладывают гидроизоляцию из битумных матов или рубероида. Применяются также сборные облицовки из плит заводского изготовления, но они не получили большого распространения из-за трудности обеспечения необходимого качества контакта плит с основанием, а также устройства швов.

Крупнейший в СССР деривационный канал имеет Фархадская ГЭС на р. Сыр-дарье. Его ширина поверху достигает 120 м, глубина — 6,3 м, пропускная способность — до 470 м³/с.

Туннели. Гидротехнические туннели делятся на безнапорные (рис. 4.12, а), в которых вода течет со свободной поверхностью, и напорные, сечение которых заполнено водой под напором. Напорные туннели делают обычно круглого сечения (рис. 4.12, б). Наименьшие размеры туннелей определяются условиями их проходки и составляют 2 м в диаметре для круглых туннелей, а для туннелей другой формы 2,1—2,7 м в высоту, 1,9—2,7 м в ширину. Диаметры круглых туннелей унифицированы и принимаются в интервале от 2 до 6 м — через 0,5 м, от 6 до 15 м — через 1 м.

Конструкция туннеля зависит от физических характеристик горных пород, через которые он проходит. Главная из этих характеристик — коэффициент крепости f , который принимается в следующих пределах:

Порода	Коэффициент крепости
Плотные и вязкие кварциты и базальты	20
Граниты, крепкие песчаники и известняки	15—10
Песчаники, известняки, мрамор, доломит	8—5
Глинистые сланцы, слабые песчаники, отвердевшая глина	4—1,5

При достаточной крепости пород и высокой точности формы выработки туннели могут не облицовываться, однако для уменьшения гидравлических сопротивлений желательно делать выравнивающую облицовку из бетона толщиной 15—30 см. Чаще всего по условиям прочности туннеля необходима несущая обделка.

Наибольшее распространение получили двухслойные обделки (рис. 4.12, б). Они состоят из наружной бетонной обделки минимальной толщиной 25—45 см, воспринимающей горное давление и работающей на сжатие, а также тонкой внутренней железобетонной облицовки, которая работает на растяжение и воспринимает внутреннее давление. Внутренняя облицовка может включать арматуру, уложенную непосредственно на поверхность наружной обделки и выполняться из незначительного слоя торкретбетона (цементно-песчаного раствора, наносимого под большим давлением из цемент-пушки).

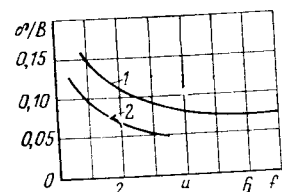


Рис. 4.13. График для определения толщины обделки безнапорного туннеля:
1 — бетонная обделка; 2 — железобетонная обделка.

Вдоль туннеля обычно устраивается трубчатый дренаж, освобождающий обделку от давления грунтовых вод или воды, просочившейся из туннеля (что опасно при опорожнении).

При бетонировании обделок практически невозможно уложить бетон вплотную к горной породе, особенно в верхней части, поэтому после бетонирования всегда производят заполнительную цементацию, нагнетая цементный раствор под давлением в зазор между породой и бетоном через специальные трубки, закладываемые при бетонировании. Кроме того, при трещиноватых породах может быть предусмотрена их укрепительная цементация, для чего после окончания работ по туннелю изнутри через облицовку пробуриваются скважины и в них под давлением подается цементный раствор.

Существуют более сложные конструкции обделок, в том числе выполняемые из сборных элементов. Применяются также предварительно обжатые обделки, обладающие большей несущей способностью. Обжатие создается путем нагнетания в зазор за обделку цементного раствора под давлением, в 1,5—2 раза превышающим эксплуатационное внутреннее давление.

Предварительное определение толщины обделки туннелей можно осуществить по графикам на рис. 4.13 и 4.14, на которых приводится относительная толщина обделки в зависимости от коэффициента крепости породы f для безнапорных и напорных туннелей, а также от расчетного давления p — для напорных.

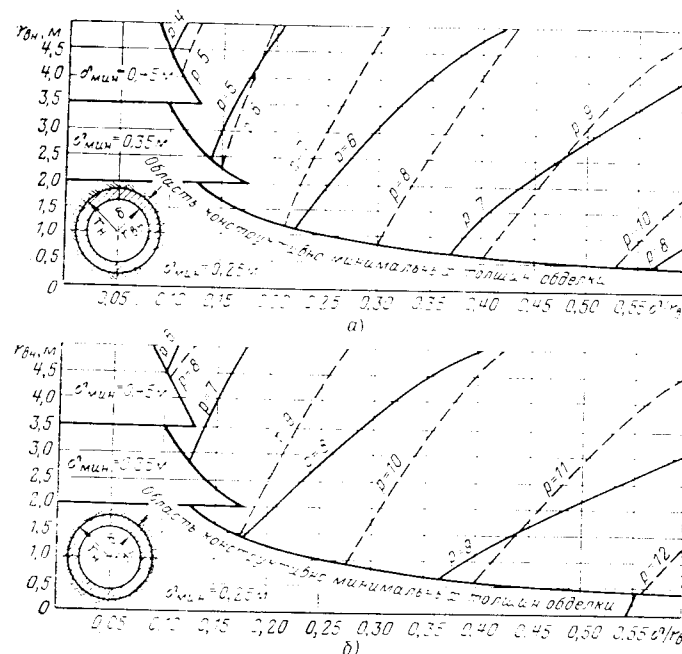


Рис. 4.14. График для определения толщины обделки напорного туннеля:
а — при $f=4$; б — при $f=6$.

Крупнейшими напорными туннелями являются туннели Асуанской ГЭС на р. Нил в Египте — их диаметр 15 м (ГЭС построена по советскому проекту и при участии советских специалистов). Туннель Ингурской ГЭС на р. Ингури имеет диаметр 9,5 м. Крупнейший безнапорный туннель $26,8 \times 15,6$ м построен на ГЭС Сторифорс в Швеции.

4.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ И ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ДЕРИВАЦИОННЫХ ВОДОВОДОВ

Основная задача гидравлического расчета — подбор размеров и площади живого сечения водовода. Гидравлический расчет каналов и туннелей можно произвести по формуле Шези $v=c\sqrt{Ri}$, которая при подстановке $v=Q/F$ приобретает вид:

$$i = \frac{Q^2}{F^2 c^2 R}, \quad (4.6)$$

где F — площадь живого сечения; c — коэффициент Шези; R — гидравлический радиус ($R=F/\chi$, где χ — смоченный периметр); i — пьезометрический уклон водовода.

В предварительных расчетах пренебрегают местными гидравлическими сопротивлениями и разностью глубин в начале и конце канала. Для вычисления коэффициента Шези, например по формуле Маннинга

$$C = \frac{1}{n} R^{1/6}, \quad (4.7)$$

достаточно правильно оценить шероховатость поверхности водовода, определяемую коэффициентом n , имеющим следующие значения:

Необлицованные каналы	0,018—0,025
Каналы с бетонной облицовкой	0,012—0,017
Туннели с бетонной облицовкой	0,013—0,014
Туннели с торкретной облицовкой	0,016—0,028

Пользуясь формулами (4.6) и (4.7), подбирают ряд значений F , которые обеспечивают пропуск одного и того же расхода Q при разных пьезометрических уклонах i и, следовательно, с разными скоростями. Суммарные гидравлические потери напора при длине деривации $l_{\text{дер}}$ составляют:

$$\Delta h = l_{\text{дер}} i = \frac{Q^2 l_{\text{дер}}}{F^2 C^2 R} \quad (4.8)$$

Из этой формулы видно, что при уменьшении F потери возрастают.

Для безнапорной деривации (рис. 4.17,а) пьезометрическая линия напоров совпадает с поверхностью воды в канале и уклон i равен геометрическому уклону дна. Для напорных туннелей пьезометрический

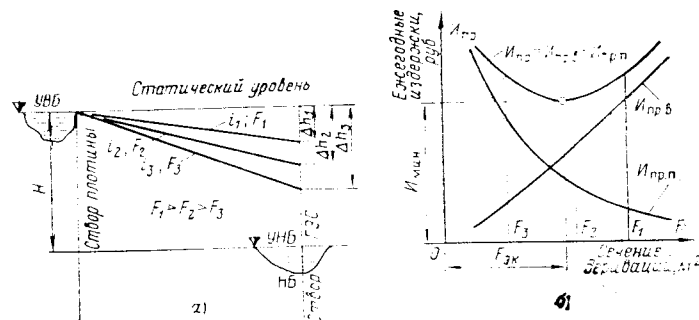


Рис. 4.15. К выбору экономичного сечения безнапорного водовода:
а — потери напора; б — издержки.

уклон определяется гидравлическими потерями по длине трассы. Максимальное значение уклона i , соответствующее минимальному значению F , ограничивается значениями размывающих скоростей (0,7—1,2 м/с для необлицованных каналов, до 12 м/с для бетонных поверхностей).

Из ряда вариантов, отличающихся значениями F , должен быть отобран оптимальный, что является задачей энергоэкономического расчета. В основе его лежит сопоставление приведенных издержек на строительство и эксплуатацию водовода $I_{\text{пр.в}}$, которые возрастают с увеличением F , и издержек $I_{\text{пр.п}}$, возникающих за счет потерь энергии, связанных с потерями напора.

Для каждого варианта составляется эскизный проект водовода, подсчитываются объемы работ и определяется стоимость водовода. Подсчитав значения приведенных годовых издержек (см. § 2.5)

$$I_{\text{пр.в}} = I_{\text{г}} + \epsilon_{\text{н}} K_{\text{в}}, \quad (4.9)$$

можно построить кривую $I_{\text{пр.в}} = f(F)$, показанную на рис. 4.15,б.

Определение потерь энергии затрудняется необходимостью их подсчетов в условиях изменяющихся расходов. Поэтому в качестве исходных данных необходимо иметь не только расчетный расход, но и кривую

продолжительности расходов за расчетный год, составленную с учетом как длительного, так и суточного регулирования (рис. 4.16). При некотором расходе Q и потере напора Δh потери мощности составят:

$$\Delta N = 9,81 \eta Q \Delta h \approx 8,5 Q l_{\text{дер}} i = 8,5 \frac{Q^3}{F^2 C^2 R} l_{\text{дер}} = M Q^3, \quad (4.10)$$

где M — коэффициент, постоянный только для данного сечения.

Потери энергии для промежутка времени Δt будут:

$$\Delta \mathcal{E} = M Q^3 \Delta t \quad (4.11)$$

и для расчетного года

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = M \Sigma Q^3 \Delta t. \quad (4.12)$$

Сумму, входящую в выражение (4.12), можно преобразовать следующим образом:

$$\Sigma Q^3 \Delta t = \frac{\Sigma Q^3 \Delta t}{T} T = \left(\sqrt[3]{\frac{\Sigma Q^3 \Delta t}{T}} \right)^3 T,$$

где $\sqrt[3]{\frac{\Sigma Q^3 \Delta t}{T}} = Q_{\text{ср.куб}}$ — среднекубический расход; T — длительность года, ч.

С использованием понятия среднекубического расхода, широко применяемого при расчетах водоводов, выражение (4.12) примет вид:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = M Q_{\text{ср.куб}}^3 T. \quad (4.13)$$

Значение $Q_{\text{ср.куб}}$ достаточно просто определяется графически. Для этого, исходя из ординат кривой продолжительности расходов, надо построить эпюру Q^3 (рис. 4.16) и найти среднее значение ее ординаты, которое и определит $Q_{\text{ср.куб}}$. Площадь фигуры $oabef$ при этом равна площади прямоугольника $ogdf$, а площадь $abcs$ равна $cdec$. Нахождение $Q_{\text{ср.куб}}$ позволяет определить по формуле (4.13) потери энергии $\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}$ для каждого варианта. Эти потери энергии могут быть восполнены только за счет выработки соответствующего количества энергии на заменяемой ТЭС. Издержки, связанные с этим, могут быть определены методами, изложенными в § 2.5. С некоторым приближением их можно также определить по формуле

$$I_{\text{пр.п}} = s \Delta \mathcal{E}_{\text{год}}, \quad (4.14)$$

где s — себестоимость электроэнергии тепловых электростанций данной системы.

Затем следует построить кривую $I_{\text{пр.п}} = f(F)$ (рис. 4.15,б).

Оптимальное, наиболее экономичное сечение $F_{\text{эк}}$ определяется минимумом суммарных издержек системы

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{пр.в}} + I_{\text{пр.п}}. \quad (4.15)$$

Этот минимум определяется графически по кривой $I_{\text{пр}} = f(F)$, которая строится геометрическим суммированием.

Найденному таким образом оптимальному значению $F_{\text{эк}}$ соответствует экономическая скорость $v_{\text{эк}} = Q_{\text{р}} / F_{\text{эк}}$. Экономические скорости обычно значительно меньше предельно допустимых для бетонных русл и составляют для каналов 1,5—2,0 м/с и для туннелей 2,5—5,0 м/с.

4.5. ТРАССИРОВКА ДЕРИВАЦИОННЫХ ВОДОВОДОВ И РЕЖИМЫ ИХ РАБОТЫ

Существует два типа безнапорной деривации, отличающиеся режимом работы и условиями трассировки.

Саморегулирующаяся деривация выполняется таким образом, что верхняя бровка канала или потолок безнапорного туннеля

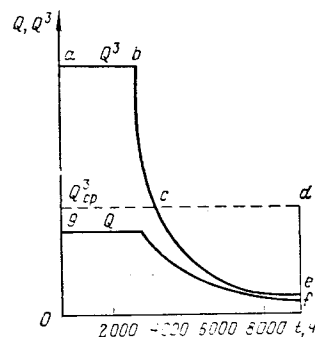


Рис. 4.16. К определению среднекубического расхода.

(шедыга) на всей длине имеют одинаковую отметку, превышающую наивысший уровень верхнего бьефа с необходимым запасом (рис. 4.17,а). В случае полной остановки турбин ГЭС в такой деривации через некоторое время установится статический уровень верхнего бьефа. Накопившийся в канале объем воды в дальнейшем может быть использован для суточного регулирования.

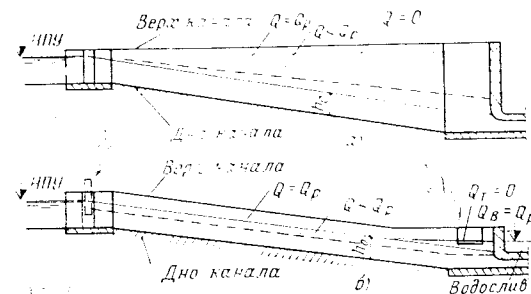


Рис. 4.17. Схемы безнапорной деривации: а — саморегулирующаяся; б — несаморегулирующаяся.

При уменьшении расхода турбин или при их остановке необходимо уменьшить поступление воды в деривацию, прикрыв затворы водоприемника. Но даже, если это сделано немедленно, за счет воды, стекающей с верховых участков, в конце деривации будет происходить повышение уровня. Во избежание переполнения деривации в напорном бассейне устраивается водослив с автоматически действующим затвором либо со свободным переливом воды. При этом за счет сброса часть воды теряется для энергетического использования.

При равномерном режиме в безнапорной деривации свободная поверхность воды параллельна дну, т. е. в деривации устанавливаются некоторая глубина h_0 и скорость v_0 , отвечающие расходу воды Q_0 .

В момент сброса нагрузки турбин и быстрого уменьшения расхода, забираемого турбинами из канала, в конце его начинается повышение уровня воды до глубины h , устанавливается скорость v , отвечающая новому расходу Q . Это повышение уровня в виде волны (называемой положительной) распространяется с некоторой скоростью c против течения воды к головному узлу (рис. 4.18,а). При резком увеличении расхода в конце деривации образуется спад уровня, который также распространяется вверх в виде отрицательной волны (рис. 4.20,б).

Приводимые ниже формулы позволяют при ряде упрощений процесса неустановившегося движения в безнапорной деривации определить подбором высоту волны $h-h_0$ и скорость c ее распространения:

$$\left. \begin{aligned} v &= -(2\sqrt{gh} - 2\sqrt{gh_0} \pm v_0); \\ c &= v_0 \pm \sqrt{gh}. \end{aligned} \right\} \quad (4.16)$$

Знак «плюс» в этих формулах относится к положительной волне, а знак «минус» — к отрицательной. Определение высоты волны позволяет назначить отметку гребня водослива несаморегулирующейся деривации и необходимо для проектирования напорного бассейна.

Саморегулирующаяся деривация более удобна для эксплуатации, но стоимость ее выше за счет большего объема строительных работ, поэтому при значительной длине несаморегулирующаяся деривация может оказаться более экономичной, несмотря на неизбежные потери энергии при сбросах.

Трасса безнапорной деривации размещается на высоких отметках, близких к отметкам верхнего бьефа, и затрудняет использование водохранилища для регулирования стока. Она прокладывается вдоль горизонталей местности и определяется рельефом района гидроузла. При

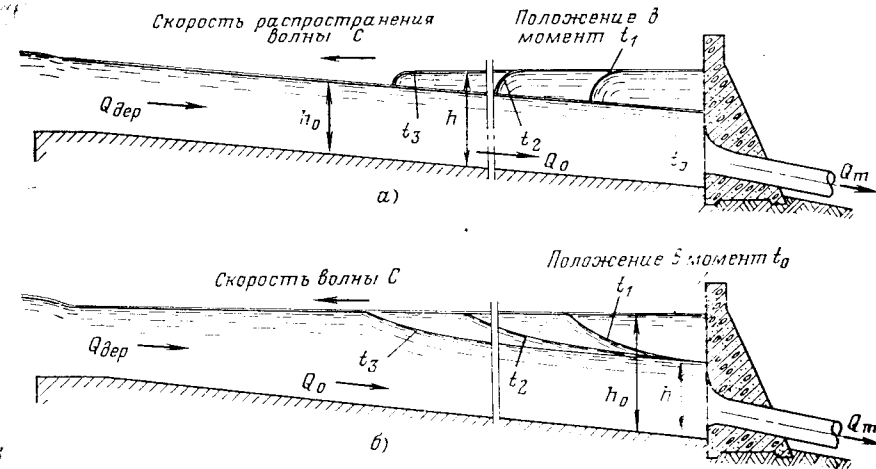


Рис. 4.18. Переходные процессы в безнапорной деривации: а — при сбросе нагрузки; б — при увеличении нагрузки.

пересечении трассой значительных возвышений их проходят безнапорными туннелями, а в местных понижениях рельефа (овраги, малые реки) сооружают акведуки, представляющие собой мосты с лотками (рис. 4.21). Для выбора наиболее экономичного решения обычно прорабатывают несколько вариантов трассы (на рис. 4.19 показаны два варианта).

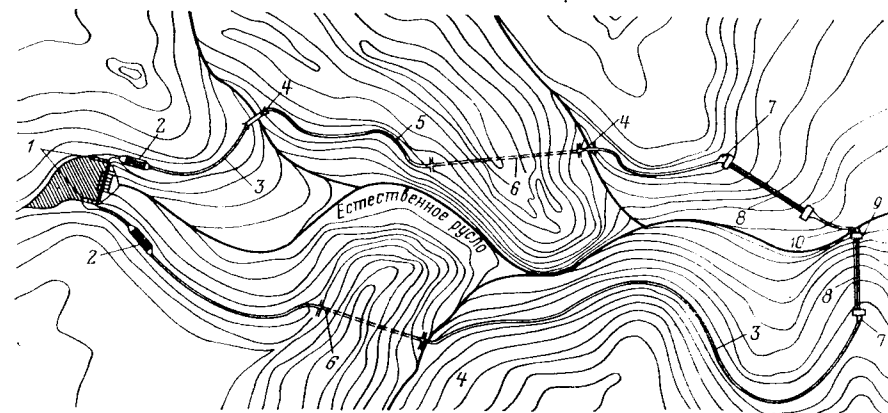


Рис. 4.19. Трассировка безнапорной деривации: 1 — водоприемник; 2 — отстойник; 3 — канал; 4 — акведук; 5 — железобетонный лоток; 6 — туннель; 7 — напорный бассейн; 8 — турбинные водоводы; 9 — здание ГЭС; 10 — отводящий канал.

При использовании безнапорных туннелей путем выбора отметок в саморегулирующихся схемах и устройства водослива в несаморегулирующихся следует исключить возможность «захлебывания» туннеля: от наивысшего уровня воды до потолка необходим запас 0,15 Н, но не менее 0,4 м.

Трасса напорной деривации должна располагаться ниже наинизшего положения пьезометрической линии напоров по ее длине для обеспечения во всех ее точках избыточного давления. Положение пьезометрической линии должно определяться не только при равномерных режимах, но и при нестационарных процессах, связанных с гидравлическим ударом (см. гл. 5).

Трассу туннеля, который чаще всего используют в качестве напорного деривационного водовода, обычно выбирают по кратчайшему направлению. При длинных туннелях для ускорения и облегчения проходки иногда целесообразно осуществить изломы трассы с выходом на отметки, близкие к дневной поверхности, что позволяет вести работы одновременно с нескольких забоев. Отдельные участки трассы могут быть пройдены трубопроводами или дюкерами.

Напорная деривация значительно эффективнее безнапорной при эксплуатации, поэтому в современных условиях, обеспечивающих высокую механизацию и относительно низкую стоимость подземных работ, ей чаще отдают предпочтение.

4.6. СООРУЖЕНИЯ НА ДЕРИВАЦИИ

Напорный бассейн — это замыкающее сооружение безнапорной деривации, входящее в состав станционного узла и предназначенное для подвода воды к турбинным водоводам, а также для сброса воды из деривации в нижний бьеф помимо турбин. Аванкамера напорного бассейна может служить дополнительным отстойником наносов и шуги.

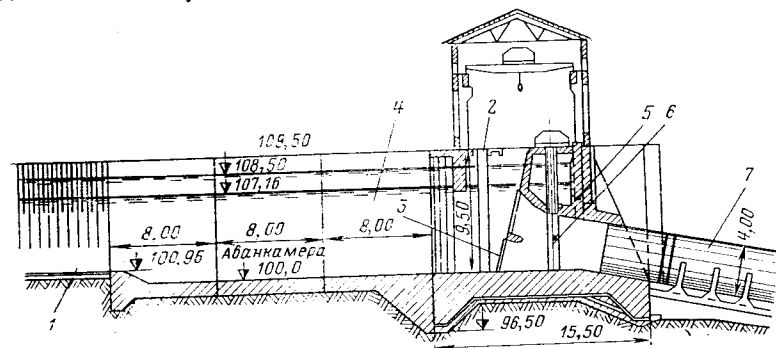


Рис. 4.20. Напорный бассейн:

1 — деривационный канал; 2 — паз ремонтного затвора; 3 — решетка; 4 — аванкамера; 5 — аэрационная труба; 6 — аварийно-ремонтный затвор; 7 — турбинный водовод.

По компоновке отделение затворов напорного бассейна аналогично водоприемникам (рис. 4.20). Решетки чаще применяются наклонные с установкой сороочистной машины. В связи с тем, что вход в деривацию защищается лишь грубой решеткой, ширина провета между стержнями решетки напорного бассейна значительно меньше и определяется типом и размером турбин. Для каждого турбинного водовода предусматривается отдельное отверстие, которое в случае применения откры-

то проложенных водоводов перекрывается индивидуальным затвором с быстродействующим приводом. Это необходимо для быстрого закрытия отверстия в случае аварии водовода. Применяются специальные датчики, посылающие импульс на закрытие затвора при недопустимом увеличении скорости в турбинном водоводе. Для облегчения ремонта и очистки решетки перед ней предусматривается ремонтный затвор. В пороге напорного бассейна часто устраивают промывные галереи.

Размеры напорного бассейна и его аванкамеры определяются из условия подвода воды к сороудерживающим решеткам с нормативной скоростью 0,8—1,2 м/с. Этими же соображениями руководствуются при определении размеров водоприемных отверстий и глубины аванкамеры.

В комбинированных схемах деривации напорный бассейн устраивается в сопряжении безнапорного и напорного участков.

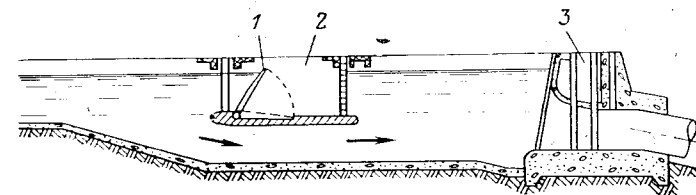


Рис. 4.21. Шугосбросный лоток:

1 — клапанный затвор; 2 — лоток; 3 — стенка напорного бассейна.

Для сброса воды из напорного бассейна чаще всего применяют быстроток с устройством внизу гасителей энергии потока. При несаморегулирующейся деривации водосброс оборудуется автоматическим действующим затвором, либо устраивается в виде открытого водослива или сифона, рассчитанного на максимальный расход деривации.

Напорную стенку бассейна стараются расположить около верхней бровки естественного откоса, на котором укладываются турбинные водоводы. Как любое напорное гидротехническое сооружение она рассчитывается на устойчивость с учетом фильтрации под основанием и несущей способности откоса. Аванкамера располагается либо в выемке, либо образуется дамбами или подпорными стенками. Откосы дамб, а нередко и дно аванкамеры, снабжаются бетонной облицовкой.

В напорных бассейнах иногда устраиваются шугосбросные лотки (рис. 4.21). Принцип их работы основан на свойстве шуги всплывать при уменьшении скорости течения. Клапанный затвор лотка при необходимости опускается на нужную глубину, поверхностный слой воды вместе с шугой сливается в лоток и затем по быстротoku сбрасывается в нижний бьеф.

Бассейном суточного регулирования (БСР) называют водоем на трассе деривации, в котором аккумулируется объем воды, необходимый для суточного регулирования. Этот объем определяется водноэнергетическими расчетами. Наиболее целесообразно размещение БСР вблизи напорного бассейна с присоединением к нему коротким каналом, перекрываемым затвором-регулятором. Такая схема позволяет наполнять БСР в часы спада нагрузок без потери напора на работающих агрегатах ГЭС.

Для устройства БСР стремятся найти естественную впадину, если это невозможно — выполняют его в выемке или в обвалованиях. Очистка БСР от наносов выполняется периодически землесосами.

ТУРБИННЫЕ ВОДОВОДЫ И УРАВНИТЕЛЬНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УДАР

5.1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УДАР В НАПОРНЫХ ВОДОВОДАХ

При резком уменьшении расхода воды, протекающей по напорному водоводу (например, турбинному), в нем развивается значительное повышение давления, чрезвычайно опасное для водовода. Это явление называется гидравлическим ударом.

Рассмотрим водовод длиной L с площадью поперечного сечения F , по которому со скоростью v равномерно течет вода (рис. 5.1, а). Представим далее, что затвор, установленный в конце водовода, или направляющий аппарат турбины (если рассматривается турбинный водовод), мгновенно закрылся и вода в водоводе остановилась. После остановки кинетическая энергия, которой вода обладала, стала равной нулю, что должно привести к соответствующему увеличению потенциальной энергии, выражающемуся в развитии дополнительного ударного повышения давления на некоторое значение $\Delta p_{уд}$.

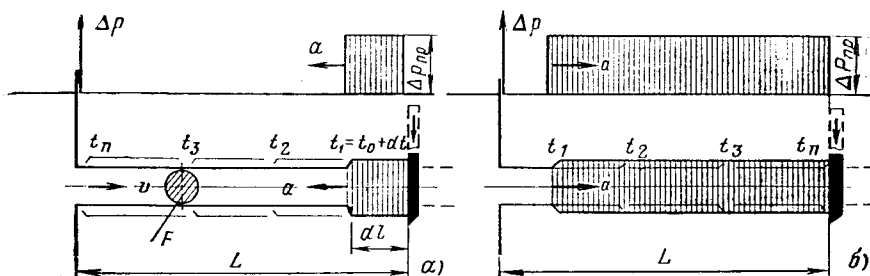


Рис. 5.1. График гидравлического удара в трубопроводе:
а — прямая волна ударного повышения давления; б — обратная волна.

В связи с тем, что стенки водовода обладают упругостью, ударное повышение давления не может мгновенно распространиться на водовод. По истечении малого отрезка времени dt повышение давления на $\Delta p_{уд}$ произойдет сначала на малом участке водовода длиной dl . Стенки водовода на этом участке растянутся и образуется «вздутие», показанное (с преувеличением) на рис. 5.1, а. В следующие моменты времени на остановившийся слой воды натапливаются последующие слои и граница между неподвижной и движущейся водой распространяется в виде волны повышения давления к началу водовода с некоторой скоростью a . Эта скорость зависит от упругих свойств водовода и воды и при абсолютно жестком водоводе равнялась бы скорости звука в воде, т. е. 1425 м/с. В реальных условиях она определяется по формуле

$$a = \frac{1425}{\sqrt{1 + \frac{E_0}{E} \frac{D}{\delta}}}, \quad (5.1)$$

где E_0 — модуль упругости воды, равный $2 \cdot 10^3$ МПа; E — модуль упругости материала стенок водовода (для стали $E = 2 \cdot 10^5$ МПа); δ и D — толщина и диаметр стенок водовода.

Для стальных водоводов $a \approx 1000$ м/с.

Величина $\Delta p_{уд}$ при мгновенном закрытии достигает предельно возможного значения $\Delta p_{пр}$, которое можно определить, приравняв изменение количества движения воды за время dt импульсу силы:

$$v F dl \rho = \Delta p_{пр} F dt;$$

или

$$v \frac{dl}{dt} \rho = \Delta p_{пр}.$$

Учитывая, что $dl/dt = a$, получим формулы для определения предельного ударного повышения давления и предельного ударного приращения напора $\Delta H_{пр}$ при мгновенном закрытии:

$$\left. \begin{aligned} \Delta p_{пр} &= \frac{av}{g} \rho g; \\ \Delta H_{пр} &= \frac{av}{g}. \end{aligned} \right\} \quad (5.2)$$

Формула (5.2) называется формулой Жуковского.

Рассмотрим дальнейшее протекание процесса. Волна распространения ударного повышения давления (прямая волна) доходит до начала водовода и, выходя в открытый бьеф, теряет давление. Это вызывает распространение вдоль водовода от его начала к концу обратной волны понижения давления на значение $\Delta p_{пр}$ с той же скоростью a (рис. 5.1, б). Когда обратная волна доходит до конца водовода, вновь возникает прямая волна, т. е. развивается колебательный процесс, который в реальных условиях затухает за счет потерь энергии.

Длительность прохождения прямой и обратной волны по водоводу

$$t_{\phi} = \frac{2L}{a} \quad (5.3)$$

называется продолжительностью фазы гидравлического удара.

В реальных условиях $\Delta p_{уд} < \Delta p_{пр}$ из-за постепенности закрытия затвора и наложения разгружающего давления обратной волны.

Рассмотрим процесс протекания гидравлического удара при закрытии затвора или направляющего аппарата турбины в течение времени T_s (рис. 5.2). В этом случае $\Delta p_{уд}$ достигло бы предельного значения $\Delta p_{пр}$ только после полного закрытия затвора через промежуток времени T_s . Однако через промежуток времени t_{ϕ} к концу водовода дойдет обратная волна понижения давления и, если $T_s > t_{\phi}$, повышение давления не успеет достичь значения $\Delta p_{пр}$ и будет частично погашено обратной волной, достигнув максимального значения $\Delta p_{уд}$. При $T_s > t_{\phi}$ гидравлический удар называется непрямым. Прямой гидравлический удар, развивающийся при $T_s < t_{\phi}$ и приводящий к предельному повышению давления, на гидроэлектростанциях не допускается, что должно быть обеспечено правильным подбором параметров.

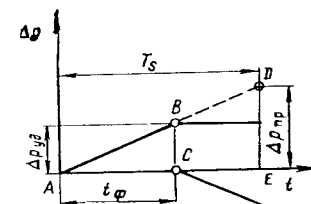


Рис. 5.2. График непрямого гидравлического удара.

Определим повышение давления при непрямом гидравлическом ударе. Из подобия треугольников ABC и ADE (рис. 5.2) получим:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta p_{\text{нр}}}{\Delta p_{\text{уд}}} &= \frac{T_s}{t_{\text{ф}}}; \\ \Delta p_{\text{уд}} &= \frac{\Delta p_{\text{нр}} t_{\text{ф}}}{T_s} = \frac{c v \rho g 2L}{g T_s a} = \frac{2Lv}{g T_s} \rho g; \\ \Delta H_{\text{уд}} &= \frac{\Delta p_{\text{уд}}}{\rho g} = \frac{2Lv}{g T_s}. \end{aligned} \quad (5.4)$$

Формулу (5.4) можно преобразовать, учитывая, что $v=Q/F$, и введя следующие дополнительные понятия:

относительное ударное повышение напора

$$\zeta = \frac{\Delta H_{\text{уд}}}{H} \quad (5.5)$$

и постоянная инерции водовода, характеризующая степень подверженности водовода гидравлическому удару,

$$T_w = \frac{Q \Sigma(L/F)}{g H_1} \quad (5.6)$$

где $\Sigma(L/F)$ — сумма отношений длины к площади сечения всех участков водовода переменного сечения.

Для водовода с неизменным по длине L сечением площадью F

$$T_w = \frac{QL/F}{gH}.$$

С введением этих величин формула (5.4) примет вид:

$$\zeta = 2T_w/T_s. \quad (5.7)$$

Формула (5.7) дает завышенные значения ζ , так как принятое при ее выводе допущение о линейном законе повышения давления при постепенном закрытии затвора не подтверждается практикой. Для уточнения в формуле следует уменьшить коэффициент

$$\zeta = (1,2 \div 1,4) T_w/T_s. \quad (5.8)$$

Из формул (5.4) и (5.7) видно, что ударное повышение давления при непрямом ударе можно предотвратить при увеличении площади сечения водовода F или длительности закрытия T_s .

Выше был рассмотрен положительный гидравлический удар, происходящий при резком закрытии водовода. При резком увеличении расхода (увеличение нагрузки турбины) происходит отрицательный гидравлический удар, выражающийся в понижении давления. Он также должен учитываться при проектировании сооружений, так как может привести к возникновению недопустимого вакуума в водоводах. Отрицательный гидравлический удар возникает также в длинных отсасывающих трубах при быстром закрытии направляющего аппарата.

5.2. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ И ГАРАНТИИ РЕГУЛИРОВАНИЯ

При переходных процессах, связанных с резкими изменениями расходов и нагрузок, происходит неустановившееся движение воды в водоводах и проточной части турбины, а также неустановившееся вращение механической системы — рабочего колеса турбины и ротора генератора. Одновременно работает система автоматического регулирования, изменяя открытие направляющего аппарата и пропускаемый им расход.

При вращении гидроагрегата под воздействием потока воды с расходом Q (рис. 5.3) на рабочем колесе турбины развивается крутящий момент M_T . К генератору

подключена электрическая нагрузка, создающая тормозящий момент M_r . Суммарный момент на валу агрегата

$$M = M_T - M_r.$$

Согласно второму закону Ньютона для вращательного движения

$$J \frac{d\omega}{dt} = M, \quad (5.9)$$

где J — момент инерции ротора, т. е. вращающихся частей агрегата, $\text{Н} \cdot \text{м}^2$; ω — угловая частота вращения, с^{-1} ; $d\omega/dt = \varepsilon$ — угловое ускорение, с^{-2} ; M — суммарный момент, $\text{Н} \cdot \text{м}$.

Если агрегат вращается равномерно с постоянной частотой вращения, то $\varepsilon = 0$, что возможно лишь при $M = 0$, т. е. $M_T = M_r$. Таким образом, у равномерно вращающегося агрегата крутящий момент турбины уравновешивается моментом генератора.

Рассмотрим случай, когда турбина работает с номинальной мощностью N_T , на валу агрегата развиваются соответствующие моменты $M_T = M_r$ и агрегат вращается с номинальной частотой ω_0 . При полном сбросе нагрузки вследствие внезапного отключения генератора от сети момент генератора сразу становится равным нулю. Момент турбины в первое мгновение не изменяется и под его действием частота вращения агрегата начинает плавно увеличиваться. Быстрому разгону препятствует массивность ротора, определяемая моментом инерции J . На увеличение ω реагирует система автоматического регулирования, она начинает закрывать направляющий аппарат и через промежуток времени T_s закрывает его полностью, до положения холостого хода. Момент M_T постепенно уменьшается до нуля. Если предположить, что это уменьшение происходит по линейному закону, то среднее значение момента за время T_s составит $M_T/2$. За это же время частота вращения сначала увеличится от номинальной ω_0 до максимальной $\omega_{\text{макс}}$, а затем вновь снизится до ω_0 . Процесс изменения частоты вращения при регулировании характеризуется величиной β , называемой временной неравномерностью хода:

Рис. 5.3. Схема вращающегося гидроагрегата: 1 — ротор генератора; 2 — рабочее колесо турбины; 3 — система автоматического регулирования.

где ω_0 , $\omega_{\text{макс}}$ — частоты вращения, с^{-1} ; n_0 , $n_{\text{макс}}$ — число оборотов, об/мин . Ускорение

$$\beta = \frac{\omega_{\text{макс}} - \omega_0}{\omega_0} = \frac{n_{\text{макс}} - n_0}{n_0}, \quad (5.10)$$

где ω_0 , $\omega_{\text{макс}}$ — частоты вращения, с^{-1} ; n_0 , $n_{\text{макс}}$ — число оборотов, об/мин . Ускорение

$$\varepsilon = \frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_{\text{макс}} - \omega_0}{T_s}. \quad (5.11)$$

Подставляя значения ускорения и момента в выражение (5.9), получим:

$$J \frac{\omega_{\text{макс}} - \omega_0}{T_s} = \frac{M_T}{2}. \quad (5.12)$$

В этом уравнении J — в $\text{кг} \cdot \text{м}^2$; M_T — в $\text{Н} \cdot \text{м}$; $\omega_{\text{макс}}$ и ω_0 — в с^{-1} . Известно, что $M_T = N_T/\omega_0$; $\omega_0 = 2\pi n_0/60 = n_0/9,549$. Тогда, если измерять N_T в киловаттах, то $M_T = 9,549 N_T/n_0$. Между моментом инерции и маховым моментом существует связь $J = GD^2/4$, а если выразить GD^2 в тоннах-квадратный метр, то $J = 1000 GD^2/4 = 250 GD^2$. Подставив эти соотношения в (5.12), получим:

$$250 GD^2 \frac{n_{\text{макс}} - n_0}{9,549 T_s} = \frac{9549 N_T}{2 n_0}. \quad (5.13)$$

Учитывая, что по выражению (5.10) $n_{\max} - n_0 = \beta n_0$, решим уравнение (5.13) относительно β и получим:

$$\beta = \frac{182,4 N_T T_s}{GD^2 n_0^2} \quad (5.14)$$

Допущения, сделанные при выводе формулы (5.14), не учитывают важного обстоятельства: при быстром закрытии направляющего аппарата в течение времени T_s в турбинном водоводе развивается ударное повышение давления, вызывающее дополнительное повышение частоты вращения, что можно учесть, введя в (5.14) коэффициент гидравлического удара $f > 1$:

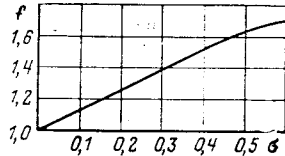


Рис. 5.4. График для определения коэффициента гидравлического удара.

$$\beta = \frac{182,4 N_T T_s}{GD^2 n_0^2} f \quad (5.15)$$

Этот коэффициент определяется с учетом инерционных свойств водовода по эмпирическому графику (рис. 5.4) в зависимости от величины

$$\sigma = \frac{Q \Sigma (L/F) T_w}{g H T_s} = \frac{T_w}{T_s}, \quad (5.16)$$

при этом L/F для турбинного водовода определяют по фактическим данным; для спиральной камеры $L/F \approx 4,8 D_1 \sqrt{H}$; для отсасывающей трубы $L/F \approx 4/D_1$.

График (рис. 5.4) разработан с учетом гарантированного ограничения ударного повышения давления ζ в следующих пределах:

Расчетный напор H_p , м	Гарантированный предел относительного ударного повышения давления ζ
500—200	0,2
200—50	0,35
Менее 50	0,5

Определенное по формуле (5.15) значение β не должно превышать 0,6. Если это условие не выполняется, в проект ГЭС и агрегата должны быть внесены изменения. Уменьшение β возможно за счет увеличения GD^2 или уменьшения T_s , а также путем увеличения диаметра турбинного водовода, что вызовет увеличение значения T_w и уменьшение коэффициента f .

Наибольшие значения величин β и ζ при определенных значениях T_s и GD^2 гарантируются заводом — изготовителем турбин, согласовываются при разработке проекта ГЭС и называются гарантиями регулирования.

Изложенный метод проверки допустимости гидравлического удара с использованием гарантий регулирования является наиболее простым расчетом гидравлического удара.

Глубокое исследование процессов гидравлического удара и регулирования турбин позволяет применять еще один экономичный и эффективный способ ограничения ударного повышения давления — закрытие направляющего аппарата по специальной программе, учитывающей закономерности нарастания давления.

На небольших ГЭС применяется также другой способ ограничения β и снижения ударного повышения давления — устройство холостых водовыпусков из спиральных камер, автоматически открывающихся и сбрасывающих воду в нижний бьеф при резком закрытии направляющего аппарата.

В случае невозможности ограничить гидравлический удар с помощью перечисленных способов и обеспечить нормальные условия регулирования турбин прибегают к устройству уравнильных резервуаров.

5.3. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ГАЭС С ОБРАТИМЫМИ ГИДРОМАШИНАМИ

При эксплуатации ГАЭС в связи с большим количеством эксплуатационных режимов расчеты переходных процессов имеют особое значение. Процессы турбинного режима на ГАЭС и ГЭС аналогичны. Но в насосном режиме обязательной проверке подлежит случай потери привода, т. е. внезапного отключения двигателя агрегата, работающего с полной нагрузкой. Вращающий момент от двигателя мгновенно

падает до нуля, но агрегат по инерции продолжает вращаться с замедлением. При этом за счет инерции воды в водоводе развивается отрицательный гидравлический удар.

Расход воды затем становится равным нулю, но рабочее колесо еще продолжает вращаться в насосном направлении. Вода, наконец, начинает стекать через вращающееся колесо в нижний бьеф и за счет повышенного сопротивления ее протеканию в водоводе развивается положительный гидравлический удар, достигающий максимального значения после того, как поток остановит колесо и начнет раскручивать агрегат в направлении турбинного вращения.

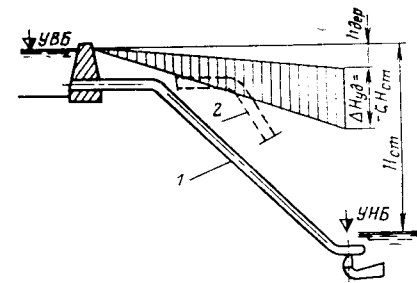


Рис. 5.5. Отрицательный гидравлический удар на ГАЭС:

1 — правильное положение водовода; 2 — положение водовода, при котором возможно образование вакуума.

Величину положительного и отрицательного ударного повышения давления при потере привода можно определить по формулам:

$$\left. \begin{aligned} -\zeta &= (0,8 \div 0,9) \sqrt{T_w/T_a}; \\ +\zeta &= (0,36 \div 0,44) \sqrt{(T_w/T_a)^3}, \end{aligned} \right\} \quad (5.17)$$

или

$$+\zeta = (0,75 \div 0,02) n_s \sqrt{(T_w/T_a)^3}.$$

Формулы выведены для неподвижного направляющего аппарата. Построение эпюры отрицательного удара (рис. 5.5) позволяет расположить трассу водовода ГАЭС так, чтобы в нем не создавалось недопустимого вакуума.

5.4. УРАВНИТЕЛЬНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Уравнильные резервуары располагаются либо в конце напорной деривации, разделяя деривацию и турбинные водоводы, либо в конце длинных турбинных водоводов плотинных гидроузлов с обособленными зданиями ГЭС (например, Мингечаурская ГЭС на р. Кура), а в схемах с длинной отводящей деривацией уравнильные резервуары могут размещаться в ее начале. Резервуары не допускают распространения гидравлического удара на деривацию и улучшают условия регулирования турбин. Ориентировочный критерий необходимости применения уравнильного резервуара

$$T_w > 3 \div 6. \quad (5.18)$$

Принцип действия резервуара состоит в следующем (рис. 5.6). При равномерной работе турбин в резервуаре, имеющем свободную поверхность воды, устанавливается уровень, пониженный по сравнению со

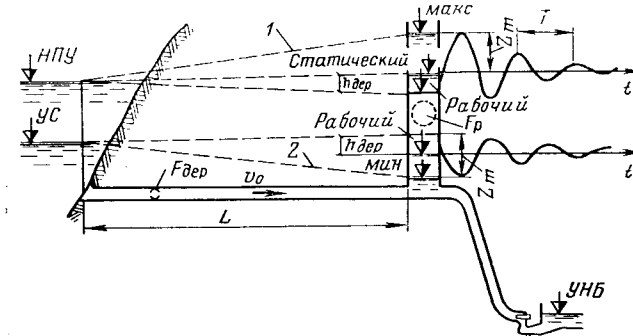


Рис. 5.6. Принцип действия уравнильного резервуара:

1 — пьезометрическая линия при наивысшем уровне в резервуаре; 2 — то же при наивысшем уровне.

статическим уровнем верхнего бьефа на значение потерь в деривации $h_{\text{дер}} = +av^2/2g$. При остановке турбин (сбросе нагрузки) вода в турбинных водоводах останавливается и вода из деривации, сохранившая первоначальную скорость, изливается в резервуар, повышая в нем уровень. При этом кинетическая энергия движущейся воды переходит в потенциальную энергию повышения уровня в резервуаре, а волна ударного повышения давления, развившегося в турбинных водоводах, отражается от свободной поверхности воды, не проходит в деривацию и ограничивается по значению ξ . При полном погашении кинетической энергии воды в деривации уровень воды поднимется выше уровня верхнего бьефа на некоторое значение z_m . В этот момент скорость в деривации равна нулю. Однако такое состояние не может быть стабильным, и вода начнет из резервуара вытекать обратно в деривацию. Возникают периодические колебания уровня воды в резервуаре, затухающие, в конце концов, за счет трения воды о стенки деривации и резервуара. После затухания колебаний в резервуаре установится уровень воды, соответствующий новому режиму турбин, а в случае их полной остановки — статический уровень верхнего бьефа. Период колебаний T при площади сечения резервуара F_p , площади сечения деривации $F_{\text{дер}}$ и ее длине L составит:

$$T = 2\pi \sqrt{LF_p / (gF_{\text{дер}})}. \quad (5.19)$$

При резком возрастании нагрузки турбин в резервуаре снизится уровень на значение z_m и произойдет аналогичный колебательный процесс. Необходимо рассматривать этот режим при наименьшем уровне верхнего бьефа, так как положение пьезометрической линии напоров при снижении уровня в резервуаре определит отметку, выше которой не следует выводить напорную деривацию во избежание образования в ней вакуума.

При недостаточной площади сечения резервуара колебания уровня в нем будут слишком велики и могут приобрести незатухающий характер. Поэтому площадь сечения резервуара должна быть не меньше критической

$$F_{\text{кр}} = \frac{LF_{\text{дер}}v^2}{2gh_{\text{дер}}H}. \quad (5.20)$$

Основная величина, которая определяется при расчете резервуара — это предельные колебания уровня z_m . Эти расчеты связаны с решением сложных дифференциальных уравнений на ЭВМ или с выполнением расчетов графоаналитическим методом.

Если не учитывать трения, то повышение уровня z_{m0} можно просто определить исходя из закона сохранения энергии. В равномерном режиме удельная кинетическая энергия воды в деривации $v^2/2g$, вес движущейся воды $F_{\text{дер}}L\rho g$, полная кинетическая энергия

$$E_k = F_{\text{дер}}L\rho g \frac{v^2}{2g}.$$

При внезапной остановке турбин эта энергия перейдет в потенциальную энергию повышения уровня воды в резервуаре на значение z_{m0} . Удельная потенциальная энергия определится высотой центра тяжести поднявшегося объема воды $z_{m0}/2$, вес этого объема составит $z_{m0}F_p\rho g$, полная потенциальная энергия

$$E_p = \frac{F_p g (z_{m0})^2}{2}.$$

Приравняв $E_k = E_p$ и решив полученное уравнение относительно z_{m0} , получим:

$$z_{m0} = v \sqrt{LF_{\text{дер}} / (gF_p)}. \quad (5.21)$$

С учетом трения, приближенно

$$z_m = z_{m0} - 0,681h_{\text{дер}} + 0,154 \frac{h_{\text{дер}}}{z_{m0}}. \quad (5.22)$$

Формулы (5.21) и (5.22) выведены для простейшего цилиндрического резервуара (рис. 5.7, а). Для уменьшения амплитуды коле-

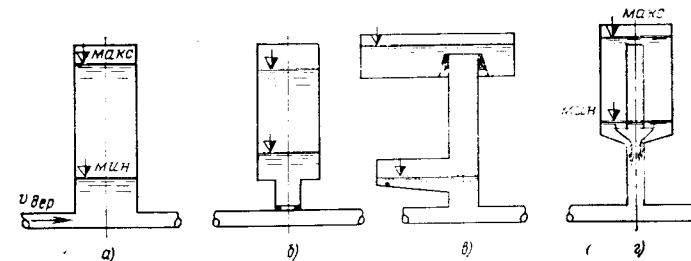


Рис. 5.7. Типы уравнительных резервуаров:

а — цилиндрический; б — с сопротивлением; в — с камерами; г — дифференциальный.

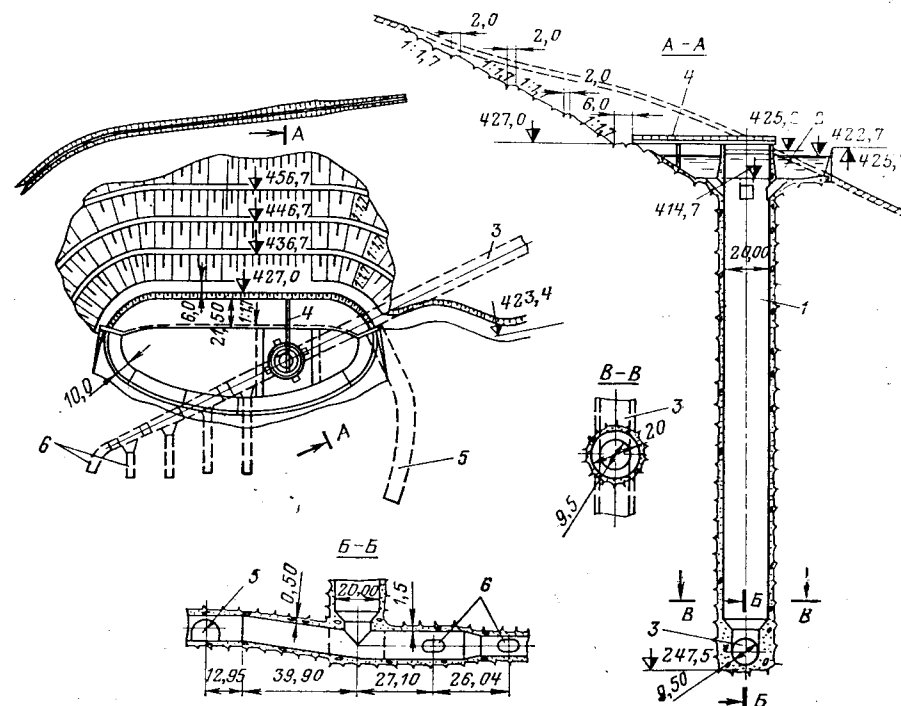


Рис. 5.8. Уравнительный резервуар Ингурской ГЭС:

1 — шахта резервуара; 2 — верхняя камера; 3 — подводящий туннель; 4 — мостик; 5 — строительный штрек; 6 — турбинные водоводы.

баний применяют более сложные резервуары. Резервуар с сопротивлением (рис. 5.7,б) соединен с деривацией патрубком с диафрагмой, создающим дополнительное гидравлическое сопротивление, которое уменьшает амплитуду и длительность колебаний.

Более совершенны резервуары с камерами (рис. 5.7,в). Высотное расположение камер определяется колебаниями уровня воды. Эти колебания уровня ограничиваются за счет наполнения объема камер. В верхнюю камеру вода поступает через кольцевой водослив, а вытекает из нее через отверстия в теле водослива.

Дифференциальный резервуар (рис. 5.7,г) состоит из цилиндрической камеры и стояка с водосливом. Отверстия для слива из камеры находятся в нижней ее части. При малых колебаниях уровня этот резервуар работает как резервуар с сопротивлением, при больших колебаниях — как резервуар с камерами.

Конструктивно резервуары выполняются либо в виде шахт в скальной выломке, либо в виде металлических башен. На рис. 5.8 показан крупнейший в нашей стране резервуар Ингурской ГЭС, имеющий верхнюю камеру. Диаметр ствола его шахты — 20 м, а общая глубина — около 180 м.

5.5. СХЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ И КОНСТРУКЦИИ ТУРБИННЫХ ВОДОВОДОВ

Турбинные водоводы непосредственно подводят воду к турбинам ГЭС. В зданиях ГЭС, входящих в состав напорного фронта, иногда имеются короткие водоводы между водоприемником и турбиной.

К приплотинному зданию ГЭС (рис. 5.9,а) турбинные водоводы от водоприемника на плотине прокладываются либо внутри ее бетонного массива, либо по нижней грани в бетонной облицовке.

Подвод воды к обособленному зданию ГЭС в плотинном гидроузле от отдельно расположенного водоприемника (рис. 5.9,б) обычно осуществляется подземными турбинными водоводами.

В гидроузлах с напорной деривацией (рис. 5.9,в) турбинные водоводы, которые могут быть как подземными, так и надземными, начинаются от уравнительного резервуара.

В гидроузлах с безнапорной деривацией (рис. 5.9,г) чаще всего применяют наземные водоводы, прокладываемые от напорного бассейна до здания ГЭС. Помимо показанных на рис. 5.9 могут использоваться и другие схемы расположения турбинных водоводов.

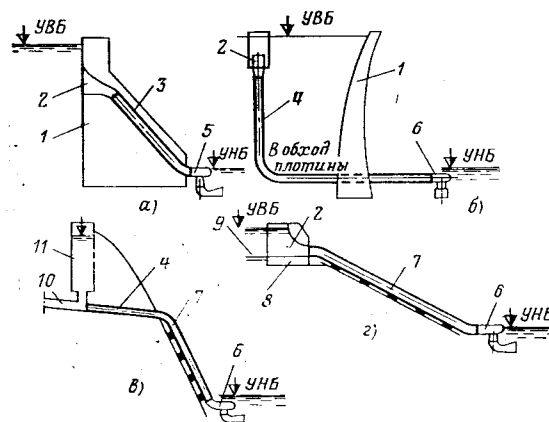


Рис. 5.9. Схемы размещения турбинных водоводов в составе гидроузла:

а — водоводы к приплотинному зданию ГЭС; б — водоводы плотинного гидроузла с обособленным зданием ГЭС; в — водоводы деривационного гидроузла с напорной деривацией; г — то же с безнапорной деривацией; 1 — плотина; 2 — водоприемник; 3 — заделанный или обetonированный турбинный водовод; 4 — туннельный турбинный водовод; 5 — приплотинное здание ГЭС; 6 — обособленное здание ГЭС; 7 — открытый турбинный водовод; 8 — напорный бассейн; 9 — деривационный канал; 10 — деривационный туннель; 11 — уравнительный резервуар.

Турбинные водоводы работают при высоких скоростях воды (до 12 м/с) в условиях динамических нагрузок, создаваемых гидравлическими ударами, поэтому они обычно имеют металлическую оболочку. Реже применяют сталежелезобетонные, железобетонные и деревянные водоводы.

По конструктивному исполнению различают заделанные, засыпанные и открытые турбинные водоводы.

Заделанные водоводы представляют собой стальные трубы, заключенные в бетонный или скальный массив, их диаметр достигает 7—10 м. При прокладке в бетоне трубы окружают прочной кольцевой арматурой. При заделке в скальном массиве затрубное пространство между оболочкой и поверхностью скальной выработки заполняют бетоном, иногда армированным, и цементируют.

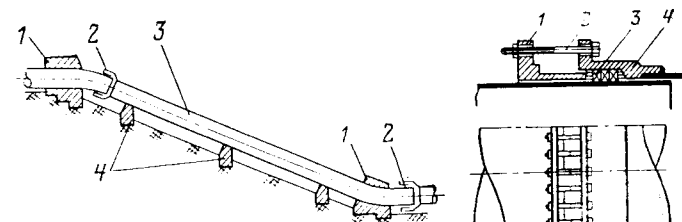


Рис. 5.10. Открытый турбинный водовод: 1 — анкерные опоры; 2 — компенсатор; 3 — металлический трубопровод; 4 — промежуточные опоры.

Рис. 5.11. Сальниковый компенсатор:

1 — забивное кольцо; 2 — стяжные болты; 3 — сальниковая набивка (или резиновые кольца); 4 — корпус.

Засыпанные водоводы выполняют из стальных или железобетонных труб, уложенных на гравийную или бетонную подушку, и засыпают грунтом. Стальные трубы применяют при диаметрах до 3 м и лишь в исключительных случаях, так как осмотр и ремонт таких водоводов затруднен. Железобетонные засыпанные водоводы могут иметь диаметр 6 м и более.

Открытые водоводы выполняют в виде стальных сварных трубопроводов при диаметрах до 9 м. Они укладываются на бетонные опоры, располагаемые на откосах. Трубопроводы могут быть неразрезные и разрезные. Неразрезные трубопроводы жестко заделаны по концам, и при изменениях температуры происходит их удлинение или укорочение, что ведет к возникновению больших напряжений. Во избежание этого чаще применяются разрезные трубопроводы (рис. 5.10). Реже применяются железобетонные и деревянные трубопроводы.

Разрезной трубопровод по длине разделен на несколько пролетов анкерными опорами, в которых он жестко закрепляется. Между каждой парой анкерных опор размещают температурный или температурно-осадочный компенсатор, позволяющий трубопроводу изменять длину при изменениях температуры или при осадках анкерных опор, а также несколько промежуточных опор, которые воспринимают только вес трубопровода с водой и допускают в местах опирания возможность перемещения при температурных изменениях длины.

Промежуточные опоры бывают скользящие, катковые и качающиеся (рис. 5.13).



а — открытые; б — закрытые; 1 — трубопровод; 2 — анкерные ребра; 3 — бетон; 4 — компенсатор; б — промежуточная опора; 6 — жесткая обойма; 7 — анкерные тяги.

Подвод воды к турбинам может быть индивидуальным и групповым. При индивидуальном подводе к каждой турбине подводится отдельный водовод (к особо крупным турбинам — два водовода). При групповом — один турбинный водовод снабжает водой несколько турбин, для чего на нем устраивают распределители (коллекторы) с тройниками и развилками, к которым короткими трубопроводами присоединяются турбины.

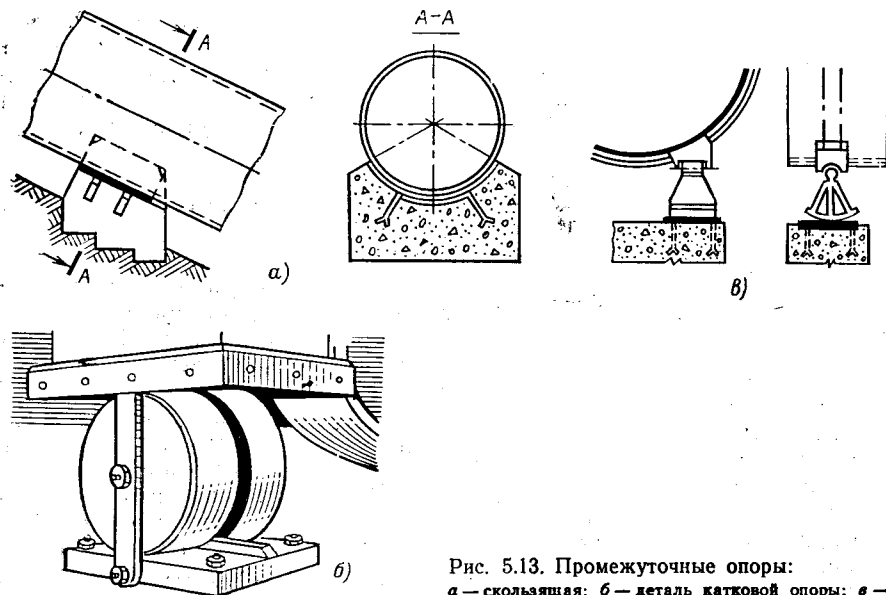


Рис. 5.13. Промежуточные опоры:

а — скользящая; *б* — деталь катковой опоры; *в* — качающаяся.

Распределители и затворы располагаются в специальных надземных или подземных помещениях, иногда объединенных со зданием ГЭС.

3.6. РАСЧЕТ ТУРБИННЫХ ВОДОВОДОВ

Гидравлический и экономический расчет турбинных водоводов аналогичен изложенному в § 4.4 для напорных деривационных туннелей. Отличие состоит в том, что вследствие более высоких расчетных напоров и применения металлической облицовки стоимость 1 м длины водовода значительно выше. В сочетании со сравнительно небольшой длиной и небольшими потерями напора это приводит при расчете к более высоким экономически эффективным скоростям (до 12 м/с), а также к

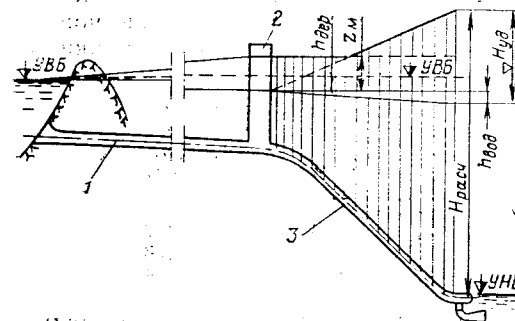


Рис. 5.14. Эпюра расчетных напоров для турбинного водовода:

1 — напорный деривационный водовод; 2 — уравнильный резервуар; 3 — турбинный водовод.

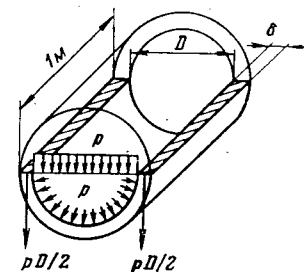


Рис. 5.15. Расчетная схема для определения толщины трубопровода.

более обжатым сечениям. Ориентировочно экономичный диаметр турбинного водовода равен

$$D_{9K} \approx \sqrt[7]{\frac{5,2Q_{\text{макс}}^3}{H}}. \quad (5.23)$$

Расчетное давление $p = \rho g H$, определяющее толщину оболочки водовода, определяется с учетом ударного повышения давления $\Delta H_{\text{уд}}$. Турбинные водоводы часто трассируют со значительным уклоном, они имеют по длине различные значения p и рассчитываются по участкам. В рассмотренном на рис. 5.14 примере построения эпюры давления в нача-

ле водовода определяющим является не ударное повышение давления, а давление от повышения уровня в уравнительном резервуаре.

Оболочка трубопровода под действием внутреннего давления работает на растяжение. Рассмотрим участок металлического трубопровода длиной l м, диаметром D , с толщиной оболочки δ , находящейся под расчетным внутренним давлением p (рис. 5.15). Разрезав условно этот участок на две половины, установим, что на каждую половину действует сила $Q = pD$ (эпюра давления на цилиндр эквивалентна эпюре давления на его проекцию, т. е. на диаметр). Площадь, по которой труба стремится разорваться $F = 2\delta$. Тогда напряжения в оболочке

$$\sigma = \frac{Q}{F} = \frac{pD}{2\delta} \quad (5.24)$$

или, учитывая, что $p = \rho g H$,

$$\sigma = \frac{HD}{2\delta} \rho g.$$

Формула (5.24) называется котельной и применяется для предварительного определения толщины оболочки из условия $\sigma \leq R$, где R — расчетное сопротивление. При подстановке вместо σ расчетного сопротивления R , получим:

$$\delta \geq \frac{pD}{2R}. \quad (5.25)$$

При подробном расчете дополнительно учитывают изгибающие напряжения от веса воды, усилия, возникающие при перемещении трубопровода по промежуточным опорам и т. д. Для изготовления стальных трубопроводов применяются высококачественная малоуглеродистая сталь с улучшенными показателями свариваемости и хладноломкости ВСт3сп или М16С, а также низколегированные стали повышенной прочности О9Г2С, 138ИЗ и др. В табл. 5.1 приведены характеристики некоторых сталей и их расчетные сопротивления.

Таблица 5.1

Марка стали	Временное сопротивление, МПа	Предел текучести, МПа	Расчетное сопротивление, МПа
М16С	373	226	127
О9Г2С	441	294	168
138ИЗ	638—804	540	304

По условиям жесткости наименьшая толщина δ принимается: при $D = 1,6 \div 4,0$ м — 10 мм, при $D = 4,2 \div 6,0$ м — 12 мм, при $D = 6,2 \div 7,0$ м — 14 мм. Для устойчивости оболочки против смятия ее атмосферным давлением на трубопроводе устанавливаются ребра жесткости в виде колец из прокатного металла. Расстояние между кольцами может

Таблица 5.2

Внутренний диаметр, м	Расстояние между кольцами, м, при толщине оболочки, мм						
	10	12	14	16	18	20	22
2,0	6,0	10,8	20,0	—	—	—	—
3,0	4,5	6,0	8,0	12,0	16,5	—	—
4,0	3,0	4,5	6,0	8,0	10,8	12,6	20,0
5,0	2,0	3,6	5,0	7,2	8,0	10,0	12,6

быть ориентировочно принято по табл. 5.2 (в графах, где показан черчок, кольца жесткости не требуются).

На трубопроводах обязательно делаются аэрационные трубы и клапаны для выпуска воздуха при опорожнении его от воды. Следует учитывать, что кольца устанавливаются только в расчете на небольшой вакуум; при возникновении глубокого вакуума неизбежно сплющивание трубопровода.

Заделанные в скальном массиве трубопроводы иногда рассчитывают как свободные, считая, что внутреннее давление воспринимается только оболочкой. Для сокращения расхода металла применяются сложные методы расчета, учитывающие несущую способность скалы.

Забетонированные трубопроводы при деформациях от внутреннего давления могут передавать на бетон недопустимые нагрузки. Для обеспечения прочности бетона применяют два способа. Один из них заключается в том, что оболочку изолируют от бетона упругой прокладкой из войлока, стекловаты и т. п. и рассчитывают ее как свободную. Другой способ заключается в том, что оболочку окружают мощной кольцевой арматурой, иногда предварительно напряженной.

Важной характеристикой трубопроводов является произведение HD , по которому оценивают возможность выполнения трубопровода из той или иной стали. В частности, предельное значение для малоуглеродистой стали составляет $HD \approx 550 \div 650$. При использовании легированной стали максимальные значения HD повышаются до 1500—2000.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ЗДАНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

6.1. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ЗДАНИЙ ГЭС

Здания ГЭС (рис. 6.1) разделяются на два основных класса: здания, входящие в состав напорного фронта гидроузла, воспринимающие непосредственно своим массивом напор воды, и здания, не входящие в состав напорного фронта и не воспринимающие непосредственно напора.

Здания ГЭС, входящие в состав напорного фронта, называются русловыми. В таких ГЭС водоприемник является частью конструкции здания.

В классе русловых зданий ГЭС, можно выделить группу зданий, в которых кроме проточного тракта турбин предусмотрены водосбросы, позволяющие сбрасывать избыток воды помимо турбин. Такие здания ГЭС называются совмещенными. Выделено четыре типа совмещенных зданий: с напорными водосбросами, водосливные с вертикальными и водосливные с горизонтальными агрегатами, бычковые.

Здания ГЭС, не входящие в состав напорного фронта, могут быть подразделены на две группы: приплотинные, т. е. тем или иным способом конструктивно связанные со станционной плотиной, и обособленные, т. е. расположенные отдельно от плотины и конструктивно с ней не связанные. К приплотинным зданиям ГЭС отнесено три типа: несовмещенные, здания с переливом воды и встроенные (т. е. размещенные внутри глухой или водосливной плотины). Обособленные здания ГЭС представлены тремя типами в зависимости от их расположения относительно поверхности земли: надземные, полуподземные и подземные.

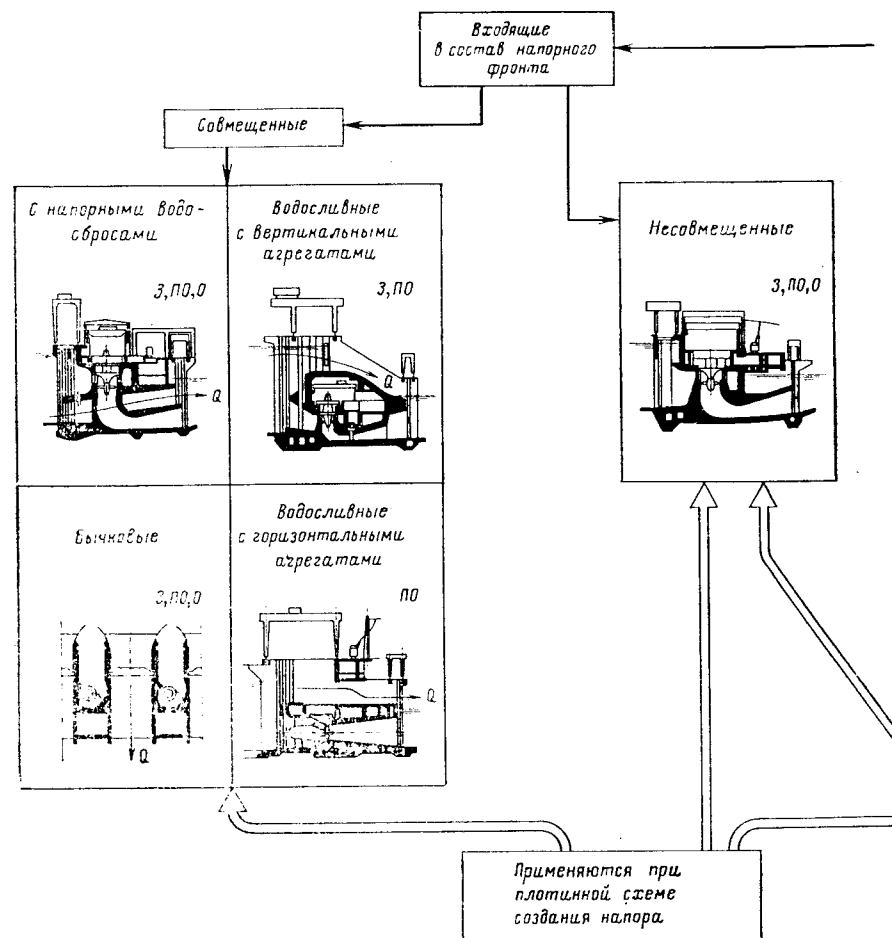


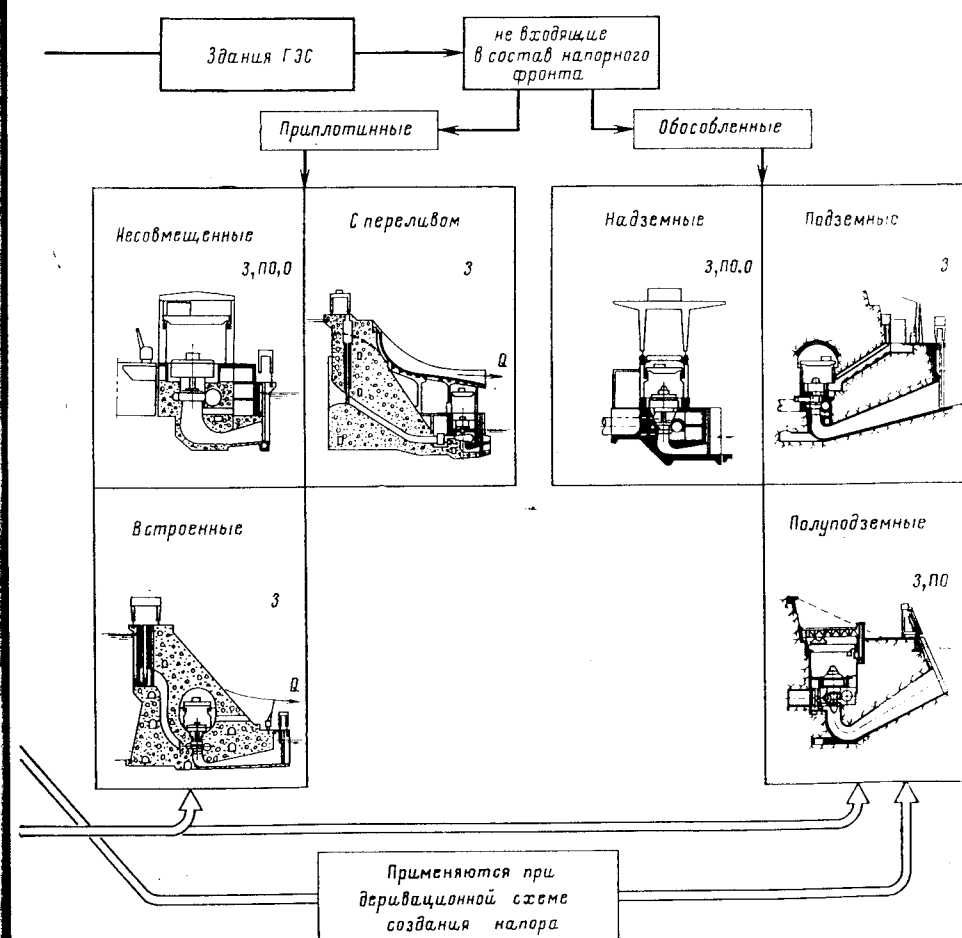
Рис. 6.1. Классификация зданий ГЭС:

машинные залы: З — закрытые; ПО — полуоткрытые; О — открытые.

Таким образом, может быть выделено 11 типов зданий ГЭС. Этими типами, конечно, не исчерпывается все многообразие их конструкций. Каждое здание ГЭС — это уникальное сооружение, построенное по специальному проекту.

Здания ГЭС могут иметь машинные залы различной конструкции — закрытые (З), полуоткрытые (ПО) и открытые (О) (см. § 6.4).

Руслевое здание ГЭС целесообразно применять тогда, когда его размеры, определяемые размерами проточной части турбин, оказываются достаточными, чтобы обеспечить устойчивость здания против сдвига. Соблюдение этого условия ограничивается не столько абсолютным значением напора, сколько относительным напором $H = H_{\text{макс}}/D_1$, где D_1 — диаметр рабочего колеса турбины. Из рис. 6.2, где показаны очертания трех зданий ГЭС, имеющих одинаковые напоры ($H_{\text{макс}} = 24$ м), но раз-



личные диаметры рабочего колеса D_1 , видно, что увеличение относительного напора H приводит к отдалению напорной стенки и водоприемника от основного массива здания при сохранении с ним конструктивной связи. При увеличении H свыше 7—8 применение руслового здания ГЭС становится нецелесообразным.

Руслевые здания ГЭС применяются при $H_{\text{макс}}$ до 40—50 м (Волжские ГЭС — 30 м, Уч-Курганская на р. Нарыне — 36 м, Крапивинская на р. Томи — 44 м).

Стандартизация оборудования и унификация отдельных элементов зданий ГЭС привели к выработке определенных решений, повторяющихся в различных типах зданий. В большинстве зданий ГЭС (рис. 6.3) можно выделить массивную часть 1, обеспечивающую выполнение зданием функции гидротехнического сооружения, и верхнее строение 2, образующее служебные помещения. Различают также следу-

ющие технологические зоны: отделение затворов верхнего бьефа *A*, машинный зал *B*, вспомогательные помещения *C*, отделение затворов нижнего бьефа *E*, а также проточную часть *D*.

Ниже будут рассмотрены компоновка и конструкции отдельных частей зданий ГЭС, а также способы определения их основных размеров.

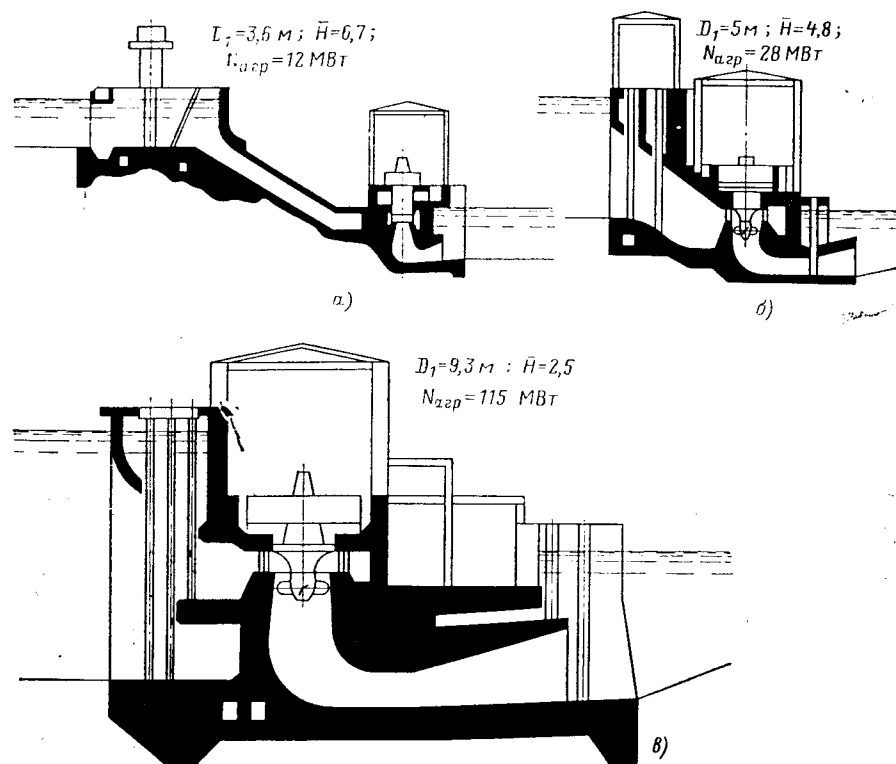


Рис. 6.2. Влияние относительного напора на конструкцию и тип здания ГЭС (примеры даны для $H_{\max}=24$ м).

а — Земо-Авчалская ГЭС имени В. И. Ленина на р. Куре; б — Путкинская ГЭС на р. Кеми; в — Волжская ГЭС имени XXII съезда КПСС на р. Волге.

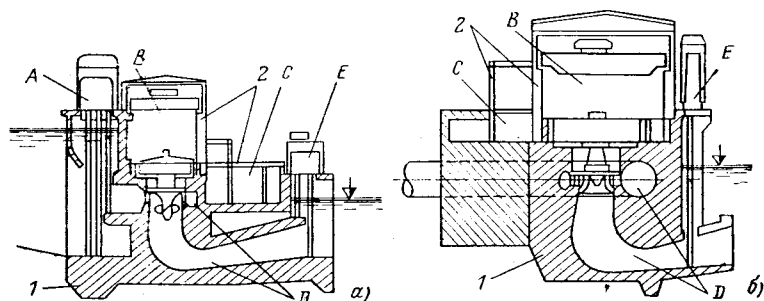


Рис. 6.3. Элементы конструкции здания ГЭС.

а — входящего в состав напорного фронта; б — не входящего в состав напорного фронта.

6.2. МАССИВНАЯ ЧАСТЬ ЗДАНИЯ ГЭС

Массивная часть многоагрегатного здания ГЭС по длине состоит из ряда одинаковых агрегатных блоков, в каждом из которых размещаются проточная часть одной турбины и гидроагрегат.

Для определения размеров агрегатного блока необходимо предварительно установить размеры проточной части и положение турбины относительно уровней верхнего и нижнего бьефов.

Ширина блока B_a , измеряемая поперек потока, определяется в основ-

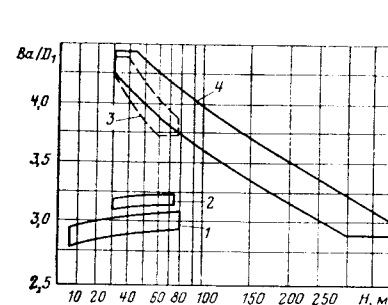


Рис. 6.4. График относительной ширины турбинного блока:

1 — турбины ПЛ с бетонными турбинными камерами; 2 — турбины РО с бетонными камерами; 3 — турбины ПЛ с металлическими камерами; 4 — турбины РО с металлическими камерами.

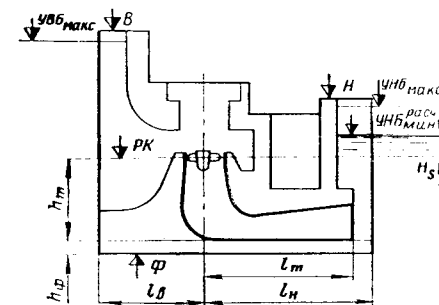


Рис. 6.5. К определению основных размеров агрегатного блока.

ном шириной спиральной камеры. Блоки с бетонными камерами имеют ширину $B_a=(2,7-3,2)D_1$, причем эта ширина увеличивается с увеличением угла охвата φ , а следовательно, и с увеличением напора. Ширина блоков с металлическими камерами, имеющими угол охвата $345-360^\circ$, при всех напорах составляет $B_a=(2,8-4,9)D_1$ (меньшие значения относятся к более высоким напорам). В предварительных расчетах относительную ширину агрегатного блока B_a/D_1 можно принять по рис. 6.4, составленному с учетом размеров стандартных камер. Ширина блока равна расстоянию между осями агрегатов.

Рассмотрим поперечный разрез агрегатного блока вдоль потока (рис. 6.5). Отметки верха напорных стенок и бычков ∇B и ∇H определяются наивысшими уровнями воды в верхнем (для русловых зданий) и нижнем бьефах ($\nabla B_{\max}$ и $\nabla H_{\max}$) с учетом высоты волны и некоторого запаса (1—2 м).

Отметка заложения фундаментной плиты $\nabla \Phi$ определяется уровнем размещения рабочего колеса $\nabla РК$ и размерами отсасывающей трубы. Высотное положение рабочего колеса $\nabla РК$ определяется допускаемой высотой отсасывания и расчетным минимальным уровнем нижнего бьефа ($\nabla РК=\nabla УНБ_{\min} \pm H_s$). Толщина фундаментной плиты h_f определяется из расчета на прочность и устойчивость здания ГЭС и для нескальных оснований составляет 2—4 м.

Длина верховой части руслового здания от оси агрегатов l_v определяется габаритами водоприемника (см. § 4.1), а низовой части l_n длиной отсасывающей трубы l_t с учетом также длины бычков отделения затворов нижнего бьефа.

В приплотинных и обособленных зданиях размер l_v определяется размерами присоединенного участка турбинных водоводов.

Многоагрегатное здание ГЭС имеет значительную длину, измеряемую иногда сотнями метров. Податливость основания, вызывающая неравномерные осадки, и температурные деформации могут обусловить в длинной бетонной конструкции чрезвычайно большие напряжения. Чтобы избежать этого, здание ГЭС разрезается поперек потока деформационными (температурно-осадочными) швами на отдельные секции, длина которых зависит от свойств основания ГЭС.

Для уменьшения напряжений в бетоне желательна частая разрезка здания ГЭС на секции, однако необходимо учитывать, что большое количество швов затрудняет герметизацию внутренних помещений, нарушает работу продольных коммуникаций: подкрановых путей, трубопро-

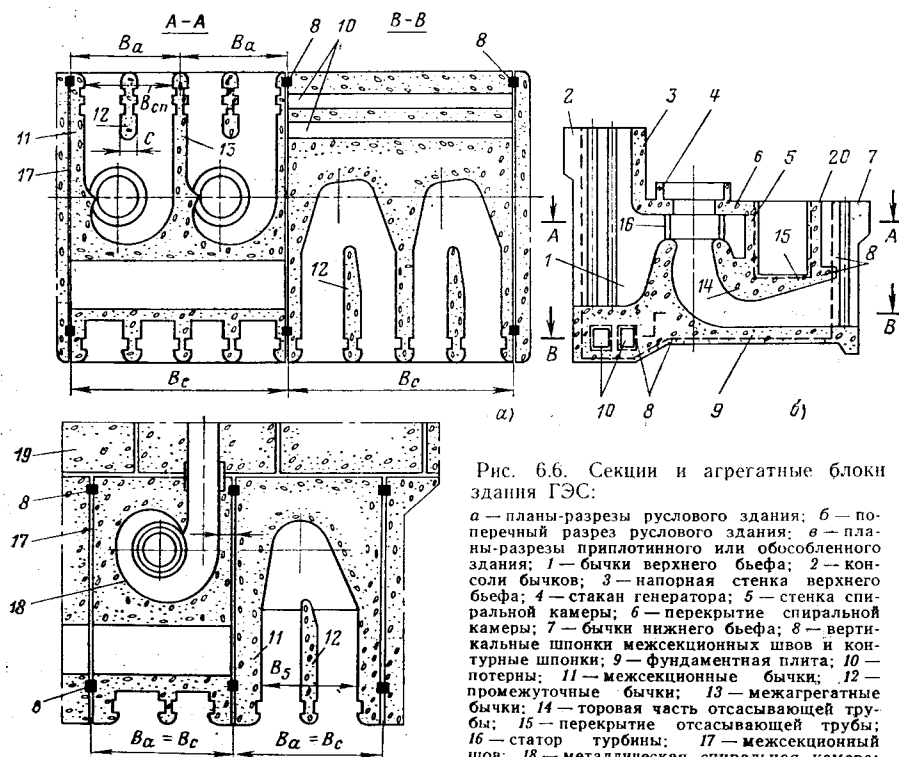


Рис. 6.6. Секции и агрегатные блоки здания ГЭС:

а — планы-разрезы руслового здания; б — поперечный разрез руслового здания; в — планы-разрезы приплотинного или обособленного здания; 1 — бычки верхнего бьефа; 2 — консоли бычков; 3 — напорная стенка верхнего бьефа; 4 — стакан генератора; 5 — стенка спиральной камеры; 6 — перекрытие спиральной камеры; 7 — бычки нижнего бьефа; 8 — вертикальные шпонки межсекционных швов и контурные шпонки; 9 — фундаментная плита; 10 — потерны; 11 — межсекционные бычки; 12 — промежуточные бычки; 13 — межагрегатные бычки; 14 — торцовая часть отсасывающей трубы; 15 — перекрытие отсасывающей трубы; 16 — статор турбины; 17 — межсекционный шов; 18 — металлическая спиральная камера; 19 — блоки станционной плотины; 20 — напорная стенка нижнего бьефа.

водов. Поэтому разрезка здания ГЭС на секции должна производиться с учетом конкретных инженерно-геологических условий, конструкции здания, возможных температурных деформаций и др.

В современной практике здания на скальном основании обычно разрезают швами на секции, включающие один агрегатный блок; на нескальном основании секции включают от 2 до 4—6 агрегатных блоков.

По конструкции массивной части здания ГЭС делятся на два вида: здания с бетонными спиральными камерами (чаще русловые) и здания с металлическими камерами (обычно приплотинные или обособленные).

Секция здания ГЭС с бетонной спиральной камерой (рис. 6.6,а,б)

представляет собой жесткую коробчатую конструкцию. Она образована фундаментной плитой и установленными на ней межсекционными и межагрегатными бычками, связанными воедино системой перекрытий, напорными стенками верхнего и нижнего бьефов и массивом бетона. При конструировании такого здания за счет некоторой корректировки ширины стандартных спиральных камер и отсасывающих труб стремятся к тому, чтобы бычки, проходя здание насквозь, образовывали со стороны верхнего бьефа стены входного участка спиральной камеры, а со стороны нижнего бьефа — стены диффузора отсасывающей трубы.

Если ширина пролетов спиральной камеры и отсасывающей трубы превышает 12—15 м, то для облегчения затворов и перекрытий вводят промежуточные бычки, разделяющие пролеты на две или три части.

Толщина бычков определяется прочностью сооружения и находится в пределах (0,1—0,15) B_a или 1,5—3,0 м.

Участки бычков, выходящие за пределы напорных стенок, имеют пазы затворов и служат опорой для съемных перекрытий отделений затворов верхнего и нижнего бьефов. Для укладки подкрановых балок и мостов в верхней части бычков нередко устраиваются консоли.

Элементы, образующие колено отсасывающей трубы, шахту турбины и фундамент генератора, объединяются общим названием — агрегатный массив. Составной частью агрегатного массива является также статор турбины, поддерживающий перекрытие спиральной камеры и вышележащие конструкции.

Наиболее удобной формой сечения спиральной камеры для компоновки агрегатного массива является развитое вниз трапециевидное сечение (рис. 6.6,б). При таком сечении разность между отметкой верха стакана генератора $\nabla Г$ и отметкой верха перекрытия спиральной камеры $\nabla Т$ наибольшая, что позволяет, во-первых, сократить длину вала гидроагрегата, во-вторых, установить между этими отметками вспомогательное и электротехническое оборудование и, в-третьих, устройство удобной проход в шахту турбины. Если применено симметричное или развитое вверх сечение спиральной камеры, устройство прохода затрудняется и его можно выполнить только у зуба спирали, где толщина перекрытия наибольшая.

Здание ГЭС с металлической спиральной камерой (рис. 6.6,в) отличается большей массивностью. Так как ширина отсасывающей трубы значительно меньше ширины спиральной камеры, между отсасывающими трубами остаются значительные массивы бетона. Сквозные бычки отсутствуют, они делаются только в пределах отделения затворов нижнего бьефа, причем межагрегатные бычки часто бывают утолщенными.

Элементы массивной части здания ГЭС выполняются, как правило, из монолитного бетона, степень армирования которого зависит от массивности элементов, с частичным применением сборного железобетона.

Герметичность здания ГЭС обеспечивается устройством в деформационных швах (рис. 6.6) системы противодиффузионных шпонок. Различают вертикальные шпонки, размещаемые между межсекционными бычками, и контурные шпонки, окаймляющие внутреннее помещения здания, потерны и шов вдоль подошвы фундаментной плиты.

Наиболее распространенная конструкция вертикальной битумной шпонки показана на рис. 6.7. В вертикальном колодце, который образу-

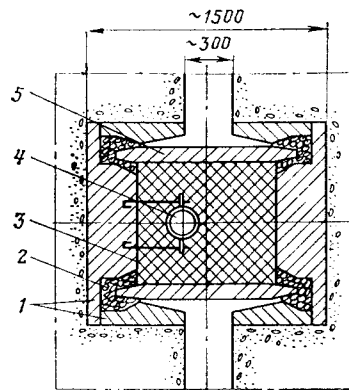


Рис. 6.7. Вертикальная межсекционная битумная шпонка.

ется при бетонировании массива сборными железобетонными элементами 1, монтируются железобетонные шандоры 5, которые опускаются в пазы на набивку 2 из пакли, пропитанной битумным раствором. Колодец заливается горячим битумом 3. При ремонтах он может быть вновь разогрет паром или горячим воздухом, пропускаемым по трубам 4.

Кроме битумных шпонок широко распространены шпонки с применением резины, эластичной пластмассы, упругих металлических листов.

Описанные выше элементы массивной части зданий ГЭС показаны на рис. 6.17 и 6.26.

6.3. ПОДЗЕМНЫЙ КОНТУР. УСТОЙЧИВОСТЬ ЗДАНИЯ ГЭС

Конструкции подземного контура. Подземный контур зданий ГЭС, входящих в состав напорного фронта, мало отличается от подземного контура бетонных плотин, подробно рассматриваемых в курсе гидротехнических сооружений.

Конструкция подземного контура должна обеспечивать удлинение путей фильтрации под зданием и уменьшение фильтрационного противодавления, что способствует повышению устойчивости здания ГЭС.

В русловых зданиях ГЭС на нескальных основаниях подземный контур включает в себя понур и фундаментную плиту здания (рис. 6.8,а),

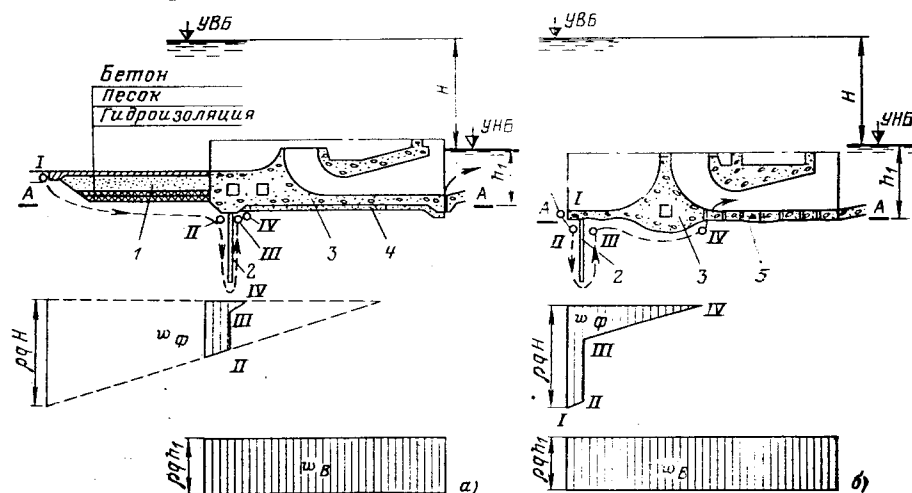


Рис. 6.8. К расчету фильтрации:

а — на нескальном основании; б — на скальном основании; 1 — понур; 2 — противофильтрационная завеса; 3 — фундаментная плита; 4 — плоский дренаж; 5 — отрезанная часть плиты с разгрузочными скважинами.

а также вертикальные противофильтрационные устройства. Понур примыкает к фундаментной плите со стороны верхнего бьефа. Назначение понура — удлинение пути фильтрационного потока для снижения фильтрационного давления. Понур может служить одновременно в качестве крепления русла, а анкерный понур, шарнирно связанный с фундаментной плитой, повышает устойчивость здания ГЭС против сдвига. Конструкция понура зависит от характера грунта основания: коэффициент фильтрации через понур должен быть в 100—1000 раз меньше коэффициента фильтрации грунта основания.

На песчаных грунтах гидроизоляционный слой понура обычно выполняется из глины и суглинков. При глинистом основании в гидроизоляционный слой включают битумные маты, асфальт, железобетонные плиты. Поверх гидроизоляционного слоя укладывается песчаная пригрузка, которая защищается сверху от размыва железобетонными плитами. Очень важно обеспечить водонепроницаемость понура в месте его примыкания к фундаментной плите здания ГЭС, для чего применяют гибкие элементы из асфальтобетона или битумных матов. Длина понура определяется фильтрационным расчетом и назначается в пределах (1—3) $H_{\text{макс}}$.

Под верхней частью фундаментной плиты устраивают противофильтрационную завесу. В песчаных грунтах завеса обычно выполняется из металлического шпунта; в глинистых грунтах может возводиться буробетонная стенка либо фундаментная плита снабжается глубоким бетонным зубом.

Для снятия фильтрационного давления на низовую часть фундаментной плиты под ее подошвой устраивают плоский дренаж из водопроницаемых материалов (гравий, щебень), беспрепятственно отводящий фильтрационный поток в нижний бьеф. Фильтрационный поток иногда выводят внутрь здания ГЭС, собирая его в трубчатые коллекторы, размещенные в потернах и связанные с нижним бьефом.

В глинистых грунтах при наличии напорных грунтовых вод, в дополнение к плоскому дренажу, осуществляют глубинный дренаж в виде сети скважин, заполняемых водопроницаемым материалом и соединенных с нижним бьефом.

На скальных грунтах (рис. 6.8,б) понур обычно не делается. Очертания проточной части, толщина фундаментной плиты снижается до 1—2 м, иногда эта плита практически отсутствует и заменяется обделкой скалы.

Для уменьшения фильтрации при трещиноватом основании в верхней части подземного контура выполняется глубинная цементационная завеса в виде ряда скважин, в которые закачивается под давлением цементный раствор. Иногда выполняется также сплошная цементация основания через неглубокие скважины. Днище отсасывающих труб обычно отрезается швами от массива и снабжается дренажными отверстиями беспрепятственно пропускающими фильтрационный поток.

Классы сооружения. Здания ГЭС разделяются на четыре класса, различающиеся степенью запасов прочности и устойчивости, закладываемых в их конструкцию с учетом возможных последствий нарушения эксплуатации.

К I классу относят все ГЭС мощностью 1500 МВт и выше. Для менее мощных ГЭС класс сооружения определяется в зависимости от высоты их бетонного массива и вида грунта основания. К I классу относят ГЭС высотой более 100 м на скальном основании, 50 м — на песча-

ном и твердом глинистом, 25 м — на пластическом глинистом основании. Для II класса эти высоты составляют соответственно 60, 25 и 20 м, для III—25, 10, 10 м.

Класс сооружения повышают, если ГЭС имеет особое значение для энергоснабжения района или входит в состав комплексного гидроузла, обеспечивающего работу крупной оросительной системы, магистрального водного пути.

Расчет фильтрации. Простейший фильтрационный расчет основывается на предположении, что полный напор равномерно распределяется по всей длине пути потока фильтрации. Такой метод применим в предварительных расчетах и дает хорошие результаты для сравнительно плоских оснований с неглубокими завесами. При этом в начале пути фильтрационное давление ω_f принимают равным $\rho g H$ (здесь и далее H — максимальный напор), а в конце пути, в месте выхода потока в дренаж, — нулю. Путь фильтрации при нескольких основаниях (рис. 6,8,а) обозначен точками I-II-III-IV и его длина L_f определяется геометрически. Затем вычисляется градиент напора фильтрационного потока $I = H/L_f$.

Найденное значение I сопоставляется с критическим градиентом напора I_k , зависящим от вида грунта основания:

Грунт	Критический градиент I_k
Крупный песок	0,45
Средний песок	0,38
Мелкий песок	0,29
Суглинок	0,65
Глина	1,20

При этом должно выполняться условие $I \leq I_k/\kappa_n$, где κ_n — коэффициент надежности, зависящий от класса сооружения:

Класс сооружения	Коэффициент надежности κ_n
I	1,25
II	1,20
III	1,15
IV	1,10

Давление в каждой точке пути фильтрации $\omega_f = \rho g I x$, где x — расстояние рассматриваемой точки от конца пути фильтрации, измеряемого как по горизонтали, так и по вертикали. По этой формуле строится эпюра фильтрационного давления (часть эпюры давления под понуром на здание ГЭС не действует и на рис. 6.8,а показана пунктиром).

Таким образом, проверяются намеченная длина понура и глубина завесы, которые при значениях I выше критических должны быть увеличены.

Для скального основания полагают, что фильтрационное давление ниже цементационной завесы равно $0,4 \rho g H$, а у дренажных выпусков в отсасывающую трубу — нулю. При более подробных расчетах пользуются методами удлиненного контура, фрагментов, коэффициентов сопротивления, результатами исследований методом электрогидродинамической аналогии и т. п. Эти методы изучаются в курсе гидротехнических сооружений.

Проверка устойчивости против сдвига и прочность основания. Нарушение устойчивости руслового здания ГЭС может произойти либо по схеме плоского сдвига, при которой сдвиг происходит по поверх-

ности опирания подошвы здания на основание, либо по схеме глубинного или смешанного сдвига, когда сдвиг происходит с нарушением целостности основания. Мы рассмотрим наиболее простую и характерную для зданий ГЭС схему плоского сдвига. Сопротивление здания сдвигу можно представить следующим образом (рис. 6.9).

Горизонтальная сила гидростатического давления со стороны верхнего бьефа T_v , частично скомпенсированная силой давления со стороны нижнего бьефа T_n , стремится сдвинуть здание по основанию. Но под действием вертикальных сил на подошве развивается сила трения, препятствующая сдвигу. Вертикальные силы — это вес сооружения G и силы пригрузки водой P_v и P_n . Однако этим силам противодействуют направленные вверх силы фильтрационного W_f и взвешивающего давления W_v , уменьшающие суммарную вертикальную силу и, соответственно, силу трения. Здание будет устойчиво, если сумма сдвигающих сил N будет меньше суммы удерживающих сил R ($N < R$).

При проектировании рассматривают различные сочетания нагрузок: основные, соответствующие нормальным условиям эксплуатации, и особые, возникающие в катастрофических ситуациях, например при пропуске расчетного половодья, землетрясении, частичном выходе из строя противоперфорационных и дренажных устройств. Основные сочетания нагрузок рассматривают для различных расчетных случаев: постоянная эксплуатация (при нормальном подпорном уровне верхнего бьефа и минимальном уровне нижнего бьефа), строительные случаи и временная эксплуатация (недостроенные сооружения при неблагоприятных сочетаниях уровней бьефов); ремонтный случай (осушена проточная часть).

Для учета сочетания нагрузок, характера расчетного случая, класса сооружения применяют коэффициенты запаса. При этом основная расчетная формула приобретает вид:

$$n_c N \leq mR/\kappa_n, \quad (6.1)$$

где N и R — расчетные значения суммарной сдвигающей и удерживающей сил; κ_n — коэффициент надежности, принимаемый в зависимости от класса сооружения; m — коэффициент условий работы, принимаемый для скальных и полускальных оснований равным 1,0 и для скальных оснований 0,95; n_c — коэффициент сочетания нагрузок, принимаемый для постоянной эксплуатации равным 1,0; для особых условий 0,9; для ремонтных и строительных случаев 0,95.

Кроме рассмотренных нагрузок в подробных расчетах учитывают силы давления грунта на верхней торце сооружения и отпора — на низовой, а также волновое воздействие, давление льда и т. п. При

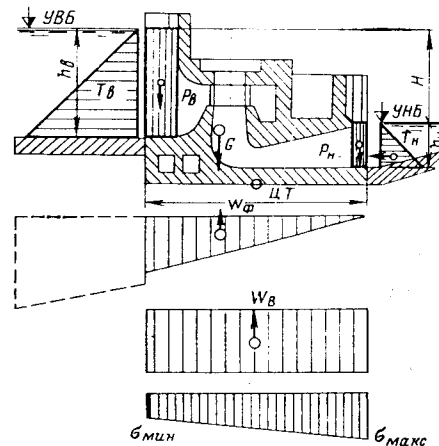


Рис. 6.9. К расчету устойчивости руслового здания ГЭС.

упрощенных расчетах допустимо их не учитывать, увеличив при этом значения коэффициента k_n на 20—25%.

Особое значение имеет правильный отбор для рассмотрения строительных случаев в увязке их с проектом организации строительства. В учебных целях рекомендуется, прежде всего, рассматривать ремонтный случай, часто оказывающийся наиболее тяжелым.

Рассмотрим определение сил, входящих в формулу (6.1).

Сдвигающая суммарная сила

$$N = T_v - T_n,$$

где T_v и T_n — силы гидростатического давления со стороны верхнего и нижнего бьефов, определяемые по формулам гидростатики (см., например, § 3.17).

Суммарная удерживающая сила (сила предельного сопротивления)

$$R = \Sigma P \operatorname{tg} \varphi + F c, \quad (6.2)$$

где ΣP — алгебраическая сумма вертикальных сил, $\Sigma P = G + P_v + P_n - W_\phi - W_n$; $\operatorname{tg} \varphi$ — коэффициент трения подошвы по основанию, для песка — 0,4—0,6; для глины и суглинка — 0,2—0,35; для скалы — 0,7—0,95; F — площадь подошвы секции рассчитываемого сооружения; c — сцепление с грунтом основания, принимаемое для песка равным нулю, для суглинка 15—30, для глины 30—80, для скалы 100—400 кН/м².

Вес бетона G , входящий в величину ΣP , определяется произведением его геометрического объема на удельный вес 20—24 кН/м³, силы фильтрационного и взвешивающего давлений определяются произведением средних значений ординат их эпюр на площадь подошвы секции. При этом для плоской подошвы значение ординаты взвешивающего давления, определяющей силу всплывания заглубленной под уровень нижнего бьефа части сооружения, составит $w_n = \rho g h_n$, где ρ — плотность воды; h_n — заглубление подошвы под уровень нижнего бьефа. При сложной форме подошвы эпюра w_n повторяет эту форму.

Если неравенство (6.1) не соблюдается, в проект вносятся изменения с целью увеличения устойчивости.

Проверка прочности основания. Для определения напряжений от давления сооружения на грунт помимо рассмотренной выше суммы вертикальных сил ΣP определяют алгебраическую сумму моментов ΣM всех вертикальных и горизонтальных сил относительно центра тяжести подошвы. При этом точки приложения сил W_ϕ , W_n , T_v , T_n , P_v , P_n находят на линиях, проходящих через центры тяжести эпюр. Силу веса G считают приложенной к центру тяжести бетонного массива, положение которого определяют по методам механики (подсчет статических моментов от весов фрагментов бетона). Плечи для подсчета моментов определяют измерением их на чертеже.

Напряжения в основании определяются по формуле внецентренного сжатия

$$\sigma = \frac{\Sigma P}{F} \pm \frac{\Sigma M}{W_{\text{сопр}}}, \quad (6.3)$$

где знак «плюс» определяет максимальное, а знак «минус» — минимальное значение напряжений; F — площадь подошвы; $W_{\text{сопр}}$ — момент сопротивления площади подошвы здания ГЭС относительно оси, проходящей через центр ее тяжести поперек потока.

Для прямоугольной подошвы при ширине секции B_c и длине l_c момент сопротивления $W_{\text{сопр}} = B_c l_c^3 / 6$, для более сложных случаев он подсчитывается по формулам строительной механики.

Основание признается надежным, если напряжение $\sigma_{\text{макс}}$ не превосходит допускаемых значений для грунтов основания, отсутствуют растягивающие напряжения ($\sigma_{\text{мин}} > 0$) и отношение $\sigma_{\text{макс}} / \sigma_{\text{мин}} \leq 2$. Максимальные допускаемые значения $\sigma_{\text{макс}}$ зависят от рода грунта и составляют для песка 200—400 кПа, для глины 200—700 кПа.

Расчеты зданий ГЭС, не входящих в состав напорного фронта. Проверка устойчивости на сдвиг для таких зданий ГЭС не производится, определение напряжений в основании ведется по тем же формулам, что и для русловых зданий, однако имеются существенные различия в нагрузках (рис. 6.10): отсутствует

фильтрационное давление, гидростатическая нагрузка со стороны верхнего бьефа имеет иной характер. Продольный шов, отделяющий приплотинное здание ГЭС от стационарной плотины, обычно соединяют с нижним бьефом, что уравнивает давление воды со стороны нижнего бьефа. Со стороны верхнего бьефа действует также нагрузка от давления воды в турбинном водоводе:

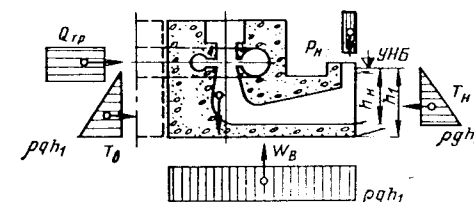


Рис. 6.10. К расчету устойчивости приплотинного здания ГЭС.

$$Q_{\text{тр}} = \frac{\pi D_{\text{т}}^2}{4} \rho g H_p \alpha, \quad (6.4)$$

где $D_{\text{т}}$ — диаметр водовода; H_p — расчетный напор; α — коэффициент повышения давления при гидравлическом ударе ($\alpha \approx 1,4$).

Крепление нижнего бьефа. Очертания русла в нижнем бьефе рассчитываются так, чтобы отвод воды от здания ГЭС происходил при стабильном гидравлическом режиме, без образования подпора, снижающего мощность турбин, и обеспечивал плавное сопряжение потока с руслом при минимальном нарушении его естественного режима.

Интенсивность потока оценивают удельным расходом $q = Q/B$, где Q — полный расход воды, проходящей через ГЭС, B — ширина ее водопропускного фронта в нижнем бьефе. На несовмещенных ГЭС, пропускающих только расход турбин, удельные расходы обычно не превосходят 10—20 м²/с. Совмещенные ГЭС пропускают, кроме того, полностью или частично расход половодья практически при той же ширине B , что и у несоммещенных ГЭС. Поэтому удельные расходы совмещенных ГЭС более высокие. Пропускная способность водосбросов совмещенных ГЭС может быть ограничена допустимыми значениями q (ориентировочно 25—50 м²/с для песчаных русел, 60—80 м²/с для глинистых и 80—180 м²/с для скальных).

В нижнем бьефе ГЭС на нескальном основании устраивается крепление, в пределах которого происходит частичное гашение энергии потока перед выходом его в естественное русло. Наиболее распространенная конструкция крепления показана на рис. 6.11. Участок 1, непосредственно примыкающий к ГЭС, называется водобоем. Чаще всего он выполняется с обратным к направлению потока уклоном, но может быть и горизонтальным. Далее следует горизонтальная рисберма 2, заканчивающаяся концевым устройством 3. При малых удельных расходах его выполняют в виде ковшов, закрепленного камнем. При $q > 40$ м²/с (рис. 6.11,б) в конце рисбермы устраивают стен-

ку-локализатор размыва 5 и деформируемое каменное крепление 4. При начинающемся размыве каменная отсыпка крепления сваливается в яму размыва, ограничиваемую стенкой 5, и закрепляет ее поверхность до тех пор, пока не наступит равновесие за счет увеличения глубины и уменьшения скорости в яме. Применяются также буробетонные сваи 6, поддерживающие при размыве концевые плиты рисбермы.

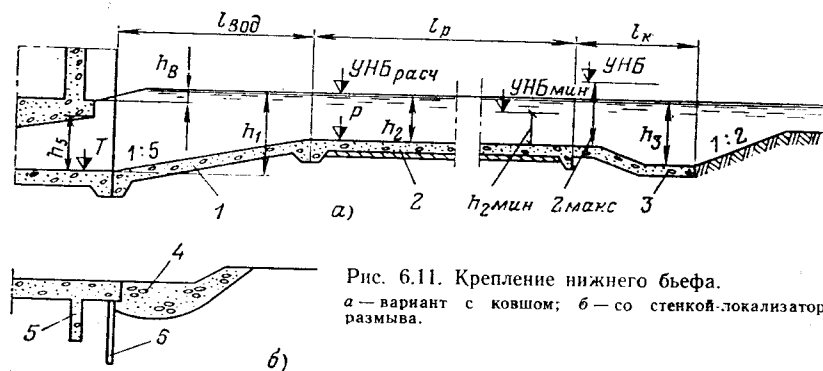


Рис. 6.11. Крепление нижнего бьефа.
а — вариант с ковшом; б — со стенкой-локализатором размыва.

Простейший расчет крепления нижнего бьефа производится по допускаемым скоростям v_p на рисберме, которые для всех режимов работы ГЭС принимаются в пределах 2,5—3,5 м/с. Основная цель расчета — определение наивысшей возможной отметки верха рисбермы ∇p . Расчет производится для основных режимов при минимальном расходе турбин $Q_{\min}$, при расчетном расходе Q_p , а для совмещенных ГЭС и при сбросе расхода половодья $Q_{\max}$ — с учетом части его $Q_{\max, \text{ГЭС}}$ проходящей через здание ГЭС. Для этих режимов по кривой $Q = f(\nabla \text{УНБ})$ определяются $\nabla \text{УНБ}$ (в половодье — по значению $Q_{\max}$), удельные расходы q (для совмещенной ГЭС — по значению $Q_{\max, \text{ГЭС}}$) и глубины $h_2 = q/v_p$. Затем определяются отметки рисбермы $\nabla p = \nabla \text{УНБ} - h_2$. Из всех найденных значений ∇p принимается наименьшее.

Отметка ∇p может определяться также рельефом и геологической структурой русла: после снятия непрочных грунтов отметка ∇p (с учетом толщины крепления) получится более низкой, чем по расчету.

В расчетном режиме правильным подбором ∇p можно обеспечить отсутствие подпора на выходе воды из отсасывающих труб и даже добиться некоторого снижения уровня воды на величину h_b , называемую перепадом восстановления. Ориентировочно можно считать, что отсутствие подпора на выходе из отсасывающей трубы будет обеспечено при

$$h_2 \geq 0,55 h_5, \quad (6.5)$$

где h_5 — высота выходного отверстия отсасывающей трубы.

В этом случае $h_b \approx 0$. Перепад восстановления будет наибольшим, если

$$h_2 = 1,45 h_5 + 0,2 h_1, \quad (6.6)$$

где h_1 — глубина на пороге отсасывающей трубы.

Так как образование перепада восстановления h_b сопровождается увеличением мощности турбин, может оказаться целесообразным дополнительное понижение ∇p , что определяется энергоэкономическим расчетом, сопоставляющим энергетический эффект с затратами на выемку грунта.

Глубину на концевом устройстве для расчетного режима можно принять в пределах $h_3 \approx (1,3 \div 1,4) h_2$. Длины элементов крепления зависят от грунта основания и удельного расхода и могут быть приняты ориентировочно по табл. 6.1.

Таблица 6.1

Грунт основания	Удельный расход, м ³ /с	Длина		
		водобоя $l_{\text{вод}}$	рисбермы l_p	концевого устройства l_k
Песок	20	(2—3) $h_{\text{ср}}$	(3—5) h_2	(2—3) h_3
	40	(3—4) $h_{\text{ср}}$	(5—7) h_2	(3—4) h_3
	60	(4—5) $h_{\text{ср}}$	(7—9) h_2	(4—5) h_3
Глина	20	(2—3) $h_{\text{ср}}$	(3—5) h_2	(2—3) h_3
	40	(3—4) $h_{\text{ср}}$	(4—6) h_2	(3—4) h_3
	60	(4—5) $h_{\text{ср}}$	(5—7) h_2	(4—5) h_3
Скала	20—60	(2—3) $h_{\text{ср}}$	—	—

Примечание. $h_{\text{ср}} = (h_1 + h_3)/2$.

Обратный уклон водобоя обычно принимается равным 1:5, но может быть увеличен до 1:3 и даже до 1:2, если это не ухудшает условий производства работ. Толщина плит водобоя принимается в пределах 1,5—3 м, рисбермы 1—2,5 м в зависимости от значений q . Под плитами рисбермы, как правило, устраивают сплошной дренаж, а в плитах делают разгрузочные скважины. Это улучшает устойчивость плит при пульсации потока, сопровождающейся колебаниями уровня и изменениями давлений на плиты.

При проектировании ГЭС расчеты гидравлических режимов нижнего бьефа обязательно проверяются исследованиями на моделях.

6.4. МАШИННЫЙ ЗАЛ, МОНТАЖНАЯ ПЛОЩАДКА И ВЕРХНЕЕ СТРОЕНИЕ

Машинный зал. Машинным залом называется помещение, в котором размещаются верхние узлы гидрогенераторов, некоторая часть электротехнического и вспомогательного оборудования, а также грузоподъемные краны, необходимые для сборки и разборки гидроагрегатов при их монтаже и ремонте. Наибольшее распространение получили закрытые машинные залы, оснащенные мостовыми кранами, в которых все операции, связанные с монтажом и ремонтом агрегатов, ведутся в изолированном от атмосферных воздействий пространстве.

Размеры машинного зала определяются размерами наиболее крупного узла агрегата (обычно это — ротор генератора) в момент его переноса над действующими агрегатами и габаритами кранов, занятых переносом (рис. 6.12). Если ротор переносится двумя кранами, учитывается необходимая для этого высота траверсы. Для определения габаритов зала необходимо выявить ширину монтажной зоны M , охватывающую генератор с воздухоохладителями. Эта величина с добавлением ширины «мертвых» зон l_1 и l_4 определяет пролет крана L_k и с учетом его габарита B_k — ширину машинного зала $B_{\text{м.з.}}$.

Необходимая высота подъема крюка определяется габаритом переносимого ротора и высотой траверсы h_T при переносе его двумя кранами. Эта высота, а также конструктивные размеры крана h_1 и H определяют высоту расположения подкрановых путей h_P и высоту машинного зала $h_{м.з.}$

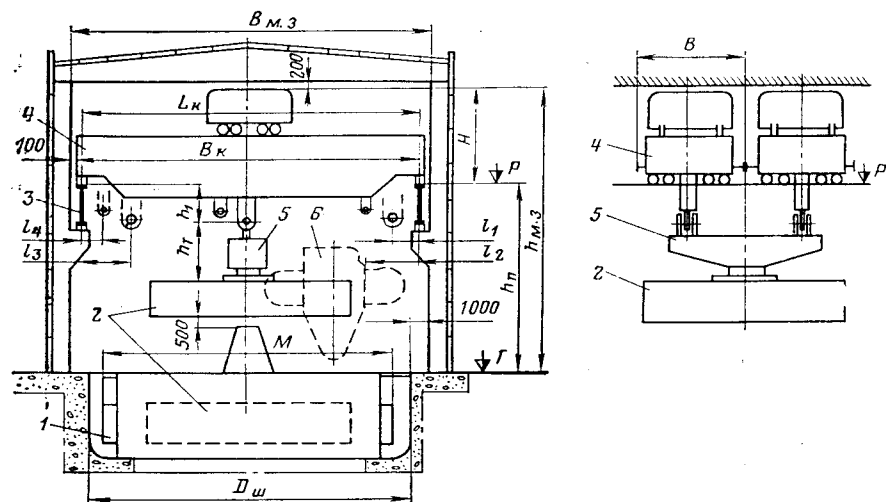


Рис. 6.12. Закрытый машинный зал:

1 — воздухоохладители генератора; 2 — ротор генератора при монтаже и в рабочем положении; 3 — подкрановые балки; 4 — мостовой кран; 5 — траверса для переноса ротора; 6 — рабочее колесо при монтаже.

Вместо мостовых кранов в закрытых машинных залах иногда применяют полукозловые краны, что облегчает конструкции стен (Рижская ГЭС на р. Даугава, Саяно-Шушенская ГЭС на р. Енисей, Днепродзержинская ГЭС на р. Днепр). В связи с некоторым увеличением ширины зала этот вариант требует дополнительного экономического обоснования.

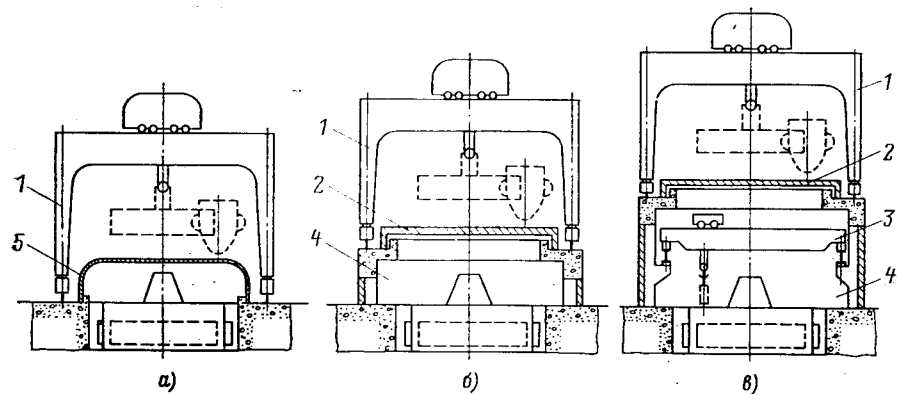


Рис. 6.13. Облегченные машинные залы:

а — открытый; б — полуоткрытый; в — полуоткрытый с внутренним краном; 1 — козловой кран; 2 — съёмные крышки; 3 — внутренний мостовой кран; 4 — закрытая часть машинного зала; 5 — съёмный колап.

Машинные залы крупных ГЭС представляют собой сооружения, имеющие большие размеры (например, зал Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС имеет высоту 25 м, ширину 22 м и длину 664 м), хотя они мало загружены при эксплуатации. В связи с этим имеются примеры применения облегченных решений (рис. 6.13).

При открытом машинном зале (рис. 6.13,а) гидроагрегаты накрывают съёмными колпаками и обслуживаются наружным козловым краном. Практически машинный зал при такой компоновке отсутствует.

Полуоткрытый машинный зал (рис. 6.13,б) имеет уменьшенную высоту, позволяющую разместить в нем средства малой механизации (кошки, тали, тельферы), необходимые для мелкого ремонта агрегата (Кременчугская и Днепродзержинская ГЭС на р. Днепре, Ивановская на р. Волге, Камская на р. Каме). В других случаях (рис. 6.13,в) пониженный зал более высок и оснащен внутренним мостовым краном грузоподъемностью до 50 т (Саратовская и Горьковская ГЭС на р. Волге, Нурекская на р. Вахше, рис. 6.28). Над таким полуоткрытым машинным залом также устанавливается наружный козловый кран, которым выполняют основные операции при монтаже и ремонте. Проемы над агрегатами перекрываются съёмными или откатными крышками. В полуоткрытом машинном зале ротор генератора целесообразно переносить одним краном увеличенной грузоподъемности, так как траверса, необходимая при спаренной работе кранов, не проходит в проемы и требуется устройство сплошного разборного перекрытия (Саратовская ГЭС).

Современные нормы допускают применение полуоткрытых машинных залов в районах с теплым климатом, с небольшим количеством осадков и пыльных бурь, при количестве агрегатов более четырех и с обязательной установкой внутренней мостовой крана.

В настоящее время получает распространение другой способ снижения стоимости конструкций — понижение уровня установки крана и снижение высоты закрытого машинного зала за счет усовершенствования технологии монтажных операций (перенос ротора за спицы без траверсы, сборка ротора в кратере агрегата, перенос длинных валов в горизонтальном положении), а также за счет уменьшения конструктивной высоты агрегата (применение уплотненного маслоприемника, независимого возбуждения). Этими мероприятиями можно добиться того, что закрытый зал станет ненамного выше полуоткрытого.

Так, высота полуоткрытого машинного зала (от верхней крестовины генератора до потолка) Горьковской, Саратовской и Нурекской ГЭС составляет 13—13,5 м, а закрытых машинных залов Воткинской, Нижнекамской, Чебоксарской ГЭС 15—17 м.

С учетом этого экономическое сопоставление современных закрытых машинных залов с полуоткрытыми не всегда оказывается в пользу последних, так как конструкции полуоткрытых залов сложнее, тяжелее, а применяемые краны дороже.

Пол машинного зала чаще всего размещают на уровне верхней крестовины генератора. Иногда применяют островную или полуостровную компоновку (рис. 6.14), при которой пол размещается на отметке турбинного помещения ∇T , совпадающей обычно с перекрытием спиральной камеры, а перекрытие на уровне верхней крестовины ∇T отсутствует полностью или частично.

К преимуществам полуостровной компоновки относятся: снижение стоимости, размещение части электротехнического и вспомогательного оборудования между станинами генераторов, в зоне действия мостовых

кранов, а также хороший обзор оборудования, упрощение систем вентиляции. Недостатком такой компоновки считают невозможность раскладки узлов ремонтируемого агрегата вокруг его шахты. Островная и полуостровная компоновки широко распространены в зарубежной практике. В СССР полуостровная компоновка применена на Воткинской, Днепродзержинской, Зейской, Мингечаурской и других гидроэлектростанциях.

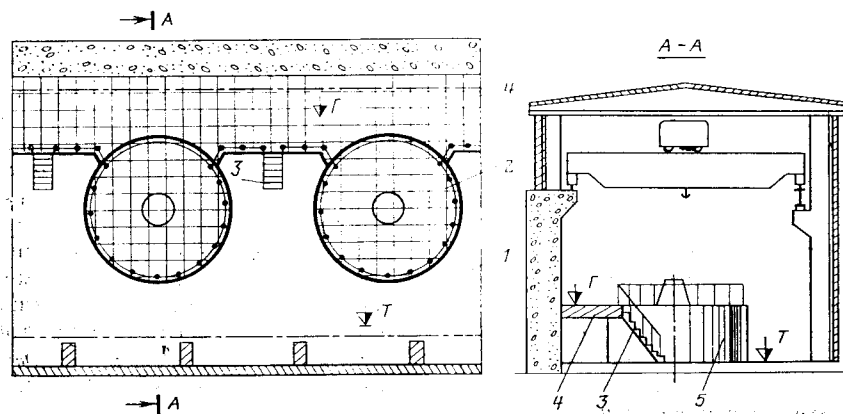


Рис. 6.14. Полуостровная компоновка машинного зала:

1 — пол машинного зала на отметке турбинного помещения; 2 — рифленое перекрытие генератора; 3 — лестница; 4 — перекрытие на отметке верхней крестовины генератора; 5 — стакан генератора.

Монтажная площадка — это место для сборки узлов гидроагрегатов, приходящих с заводов-изготовителей в разобранном виде, укрупнения отдельных деталей в монтажные узлы, раскладки и ревизии узлов разобранного гидроагрегата при капитальном ремонте. Монтажная площадка оснащается кранами, к ней подводятся железнодорожные или автомобильные подъездные пути. На большинстве ГЭС монтажная

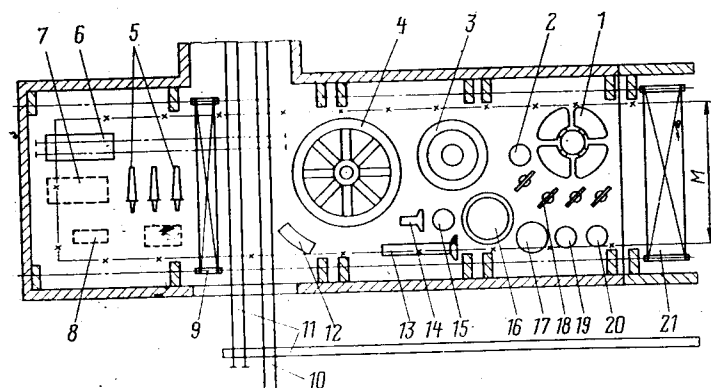


Рис. 6.15. Раскладка оборудования на монтажной площадке:

1 — рабочее колесо турбины; 2 — обтекатель; 3 — крышка турбины; 4 — ротор генератора; 5 — выводы трансформатора; 6 — трансформатор; 7 — снятый бак трансформатора; 8 — распарительный бак; 9 — специальный кран; 10 — подъездной железнодорожный путь; 11 — пути перекатки трансформатора; 12 — сегмент статора; 13 — вал; 14 — наставка вала; 15 — маслоприемник; 16 — опора подпятника; 17 — диск подпятника; 18 — лопасти; 19 — подшипник турбины; 20 — подшипник генератора; 21 — кран машинного зала.

площадка — это продолжение машинного зала, обслуживается она кранами машинного зала. При этом ширина монтажной площадки равна ширине машинного зала, а длина определяется из условия раскладки узлов одного гидроагрегата и одного трансформатора (если для его ревизии не предусмотрено особое помещение). Наибольшие габариты имеют стенды для сборки ротора генератора и рабочего колеса (рис. 6.15).

Считается, что длина монтажной площадки не должна превосходить 1,5 ширины агрегатного блока, но на низконапорных ГЭС такая длина часто оказывается недостаточной из-за большого диаметра ротора генератора. Практически длина площадки в этих условиях должна быть в пределах 3—4 диаметров ротора генератора (не считая транспортного узла и места для трансформатора).

Предмонтажная обработка трансформатора и его ремонт требуют снятия бака, для чего помещение должно иметь высоту, примерно в три раза превышающую высоту собранного трансформатора (без выводов и расширительного бака). Для обеспечения такой высоты приходится устраивать яму, в которую опускают краном собранный трансформатор. На Нижнекамской и Чебоксарской ГЭС для снятия бака трансформатора использован специальный мостовой кран, установленный на путях основного крана и приподнятый на опорах ходовых частей в его габарите. Специальный кран имеет две грузовые тележки грузоподъемностью 15 т каждая, с помощью которых бак стропится с двух сторон, без применения длинных стропов. Это решение в условиях низкого помещения позволяет обойтись без устройства ямы и исключает сложную и небезопасную операцию подъема краном собранного трансформатора.

Для рациональной компоновки оборудования, организации четких и удобных горизонтальных и вертикальных коммуникаций, создания выразительных интерьеров решающее значение имеет продуманная и подчиненная единой идее взаимосвязка основных высотных отметок здания ГЭС, среди которых следует выделить следующие:

- перекрытие генератора на уровне его верхней крестовины;
- турбинного помещения, из которого выполнены проходы в шахту турбины;
- верха перекрытия отделения затворов нижнего бьефа;
- пола монтажной площадки;
- планировки территории около здания ГЭС со стороны нижнего бьефа, где к монтажной площадке подходят подъездные пути.

Задача взаимосвязки этих отметок сложна, если учесть, что отметки перекрытия на уровне генератора и турбинного помещения определяются заглублением рабочего колеса и размерами агрегата, а отметки планировки территории и перекрытий отделения затворов нижнего бьефа зависят от наивысшего расчетного уровня нижнего бьефа. Сочетание этих факторов чрезвычайно разнообразно и именно этим в значительной степени объясняется невозможность разработки для зданий ГЭС стандартных решений.

Следует стремиться, исходя из конкретных условий, к совпадению некоторых из этих отметок, например турбинного помещения, пола монтажной площадки и планировки у здания ГЭС, а также перекрытия генератора и перекрытия отделения затворов нижнего бьефа.

В зависимости от местных условий и типа здания ГЭС подъезд к монтажной площадке может быть торцевым (рис. 6.16,а) или фронтальным (рис. 6.16,б). На русловых зданиях ГЭС чаще применяют

Фронтальный подъезд, подъезд к приплотинным и обособленным зданиям может выполняться в обоих вариантах. Если подход подъездных путей на отметку монтажной площадки (МП) оказывается невозможным или нецелесообразным, применяют компоновку подъезда с перегрузкой (рис. 6.16, в). Такая компоновка характерна для зданий с открытым или полуоткрытым машинным залом, где монтажная площадка может быть выполнена в виде отдельного помещения, а грузоподъемность внутреннего крана недостаточна для разгрузки прибывающего оборудования.

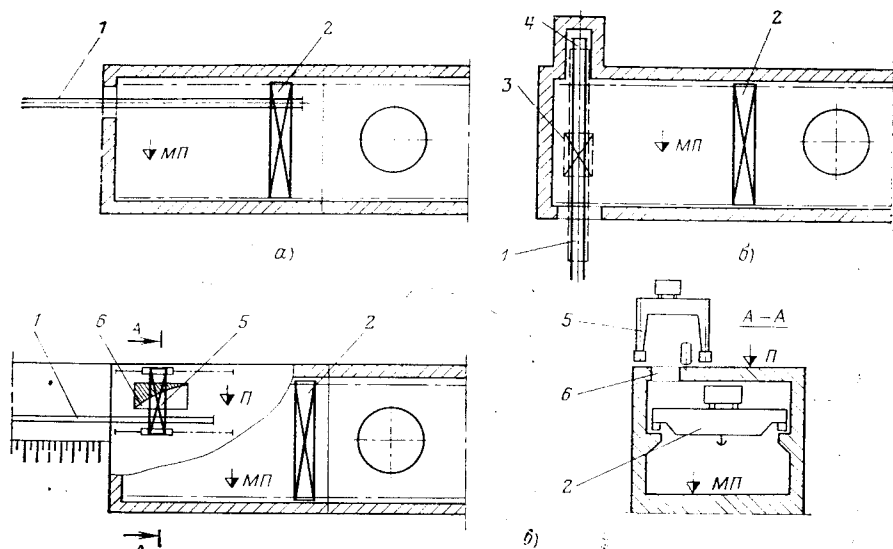


Рис. 6.16. Схемы подачи оборудования на монтажную площадку:

а — торцевая; б — фронтальная; в — с перегрузкой; 1 — железная дорога; 2 — мостовой кран; 3 — транспортер с трансформатором; 4 — ниша для транспортера; 5 — перегрузочный кран; 6 — проем.

Подъездные пути должны обеспечивать движение большегрузных транспортеров или трейлеров грузоподъемностью до 400 т. Максимальные уклоны подъездных железных дорог не более 0,02, автомобильных — 0,06—0,09. Радиусы закруглений железных дорог — не менее 100—150 м, автомобильных — 30—40 м. При строительстве некоторых ГЭС целесообразно использовать водный транспорт для доставки тяжелых грузов (например, рабочих колес на Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС). В этом случае необходимы специальные причалы и платформы для доставки грузов от причала до монтажной площадки.

Массивная часть блока монтажной площадки чаще всего отрезается швом от массива здания ГЭС. На мягких грунтах подошву блока монтажной площадки располагают обычно на одном уровне с подошвой здания ГЭС и используют помещения под полом монтажной площадки для размещения масляного хозяйства, насосных осушения и технического водоснабжения, компрессорных и др. На скальных грунтах подошва блока монтажной площадки может быть повышена, иногда этот блок не отрезается от блока ГЭС. Имеются примеры использования блока монтажной площадки в качестве водопропускного сооружения (Саратовская ГЭС).

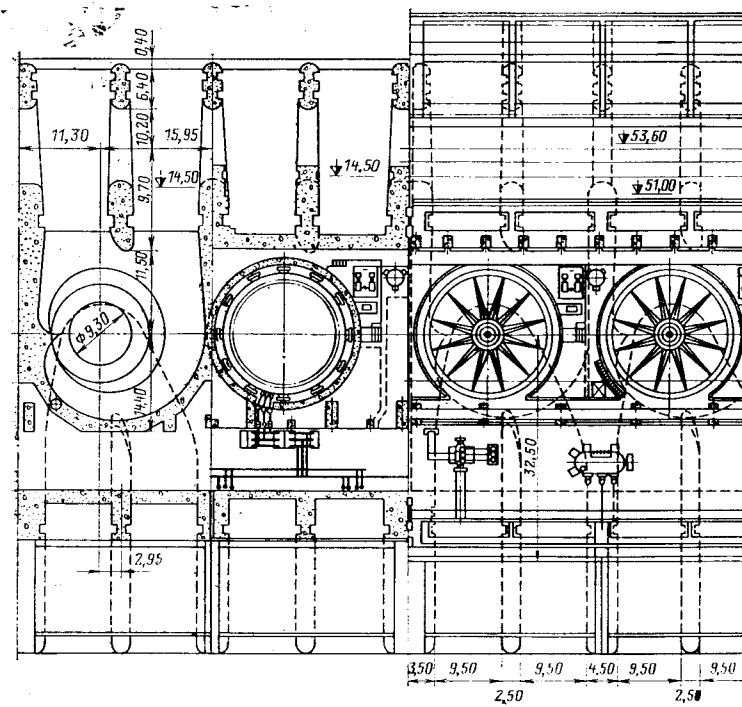
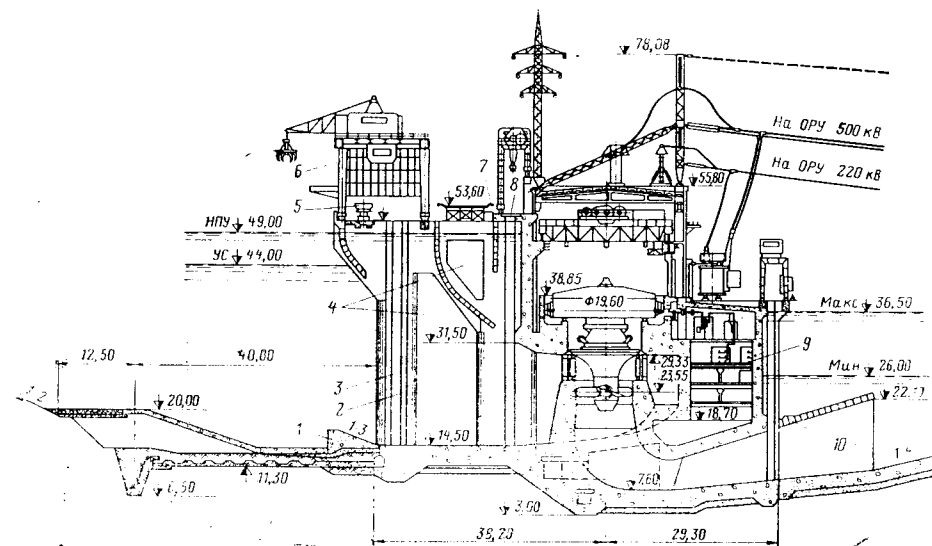


Рис. 6.17. Здание Воткинской ГЭС на р. Кама:

а — поперечный разрез; б — планы-разрезы; 1 — сороудерживающий порог; 2 — паз решетки; 3 — паз грейфера; 4 — проемы в бычках; 5 — тележка для мусора; 6 — грейферный кран; 7 — мост; 8 — паз аварийного затвора; 9 — низовая напорная стенка; 10 — приставной диффузор.

Конструкция верхнего строения. На встроенных, водосливных и подземных зданиях ГЭС помещения машинного зала и монтажной площадки полностью или частично образуются элементами массива здания ГЭС, либо массивом бетонной плотины, либо скальным массивом, в котором располагается здание ГЭС. Во всех других случаях эти помещения относятся к верхнему строению, которое выполняется как промышленное здание. В составе конструкций верхнего строения можно выделить каркас и ограждающие конструкции. Каркас чаще выполняется из сборного железобетона, иногда из металла. В качестве ограждений применяют стеновые и кровельные панели различных типов. Оконные проемы заполняются витражами из утолщенного стекла в металлических переплетах с приспособлениями для механической очистки и открывания фрамуг, глухими блоками из стеклопрофилита и стеклоблоков. Для отделки используются долговечные материалы: естественный камень, профилированный алюминий, высококачественные облицовочные плиты. Въездные ворота выполняются из металла и имеют откатную или распашную конструкцию с механизированным приводом.

Элементы верхнего строения хорошо видны на рис. 6.17 и 6.26.

Облегченные конструкции машинных залов с козловыми или полукозловыми кранами могут иметь подвесные перекрытия.

Помещения для вспомогательного и электротехнического оборудования могут располагаться в пристройках к машинному залу. Для улучшения условий труда и сокращения трудозатрат при монтаже и ремонте оборудования высоту этих помещений желательно принимать не меньше 5—6 м, с тем чтобы их можно было оборудовать грузоподъемными средствами. Расчетные удельные нагрузки на перекрытия этих помещений принимаются в следующих пределах, кН/м²:

Монтажная площадка	100—200
Машинный зал	20—40
Вспомогательные помещения	10—30

Покрытие полов делают из метлахской плитки или из специальных цементных составов. Участки, предназначенные для проездов и раскладки оборудования, могут быть покрыты штампованной просечной металлической плиткой. На современных ГЭС предусматривается механизированная мойка полов, для чего они должны иметь уклоны, обеспечивающие надежный сток со сбором загрязненной воды в специальные емкости для очистки.

6.5. РУСЛОВЫЕ НЕСОВМЕЩЕННЫЕ ЗДАНИЯ ГЭС

Русловые несовмещенные здания ГЭС получили широкое распространение на равнинных реках в составе плотинных гидроузлов (Иваньковская, Угличская, Рыбинская, Горьковская ГЭС на р. Волге; Кременчугская, Днепродзержинская ГЭС на р. Днепре и др.). Но иногда они сооружаются в составе низконапорных гидроузлов с безнапорной деривацией. Конструкции массивной части и верхнего строения таких зданий, имеющих обычно бетонную спиральную камеру, описаны в §§ 6.2 и 6.4. Рассмотрим некоторые особенности их компоновки.

Крупные русловые здания ГЭС оснащаются турбинами с большим диаметром рабочего колеса D_1 и соответственно имеют длинную отсасывающую трубу, над диффузором которой свободно размещаются несколько этажей помещений для вспомогательного и электротехнического

оборудования, а также трансформаторы, устанавливаемые на верхнем перекрытии вдоль стены машинного зала.

В качестве примера приводится здание Воткинской ГЭС на р. Каме, построенной в 1963 г. (рис. 6.17). В здании размещены 10 агрегатов с турбинами ПЛ $D_1=9,3$ м, суммарная мощность агрегатов — 1000 МВт при $H_p=17,5$ м.

Компоновка здания, наряду с типичными решениями, имеет ряд особенностей. Удачное компоновочное решение водоприемника (см. § 4.1) обеспечило вход потока с минимальными потерями напора. Развитие водоприемника в сторону верхнего бьефа вызвало соответствующее удлинение фундаментной плиты, однако это компенсируется укорочением ее в нижнем бьефе, за счет разрезки диффузора, с размещением отрезанной части на водобое.

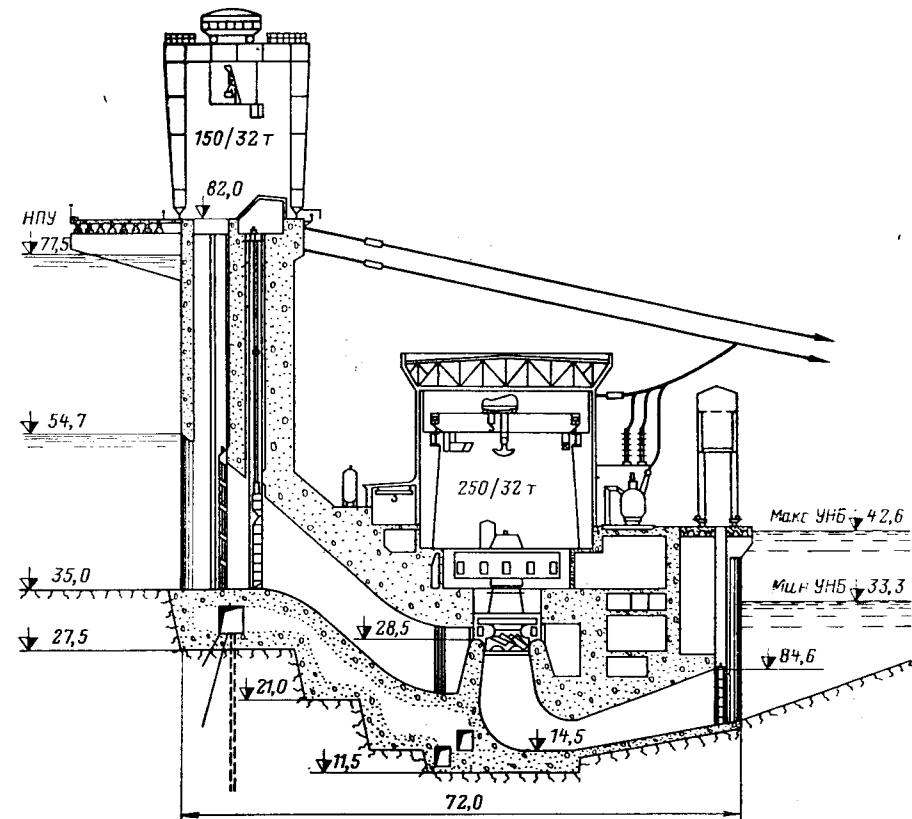


Рис. 6.18. Здание Крапивинской ГЭС на р. Томи (вариант проекта).

Эксплуатационные качества такого водоприемника не уступают отдельному сооружению типа Волжских ГЭС (см. § 4.1), а удорожания здания практически нет.

Машинный зал имеет полуостровную компоновку с полом на уровне перекрытия спиральной камеры, продолженным до низовой напорной стенки. На образованной таким образом просторной площадке размещена большая часть вспомогательного и электротехнического оборудования. Монтажная площадка с фронтальным подъездом расположена на отметке генератора.

В качестве примера руслового здания ГЭС с высоким значением $H=7$ на рис. 6.18 показано здание Крапивинской ГЭС, строительство которой ведется на р. Томь.

Наличие скального основания позволило здесь применить компактную конструкцию с напорной стенкой, максимально приближенной к агрегатным массивом. ГЭС предполагалось оборудовать тремя агрегатами с диагональными турбинами суммарной мощностью 300 МВт.

6.6. ЗДАНИЯ ГЭС, СОВМЕЩЕННЫЕ С НАПОРНЫМИ ВОДОСБРОСАМИ

Наиболее распространенными среди совмещенных зданий ГЭС являются здания, в массиве которых устроены напорные водосбросы. Это позволяет пропускать через здание ГЭС помимо турбин часть сбросного расхода половодья, при этом длина водосливной плотины может быть сокращена, а в отдельных случаях (Саратовская, Иркутская ГЭС) эта плотина становится излишней. В результате фронт бетонных сооружений сокращается на 20—40%, а их стоимость снижа-

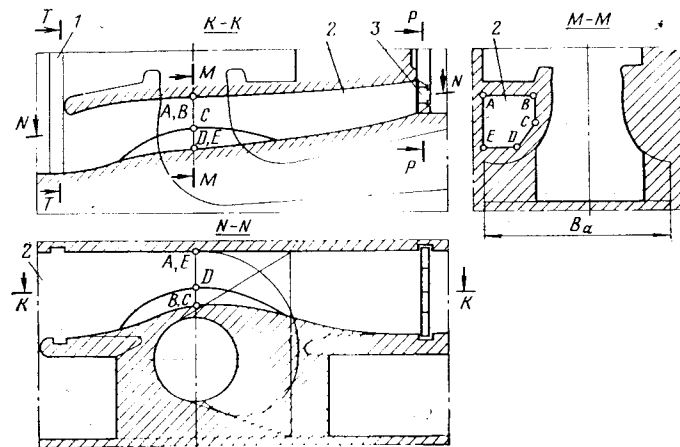


Рис. 6.19. Компоновка напорных водосбросов в блоке здания ГЭС:
1 — паз аварийного затвора водосброса; 2 — водосброс; 3 — основной затвор водосброса.

ется на 5—14%. Одновременно улучшаются условия строительства, так как сооружения размещаются в более компактных котлованах и водосбросы могут быть использованы для пропуска расходов при перекрытии русла. Повышенные скорости потока при работе водосбросов создают так называемый эффект эжекции, выражающийся в увеличении перепада восстановления h_v , что увеличивает напор и выработку энергии в половодье. Вместе с тем при совмещении здания ГЭС с водосбросами усложняются конструкции и эксплуатация здания. В настоящее время здание ГЭС с напорными водосбросами следует рассматривать, как основной тип для плотинных гидроузлов на больших реках.

Здания такого типа имеют крупнейшие ГЭС: Волжские имени Ленина и XXII съезда КПСС, Чебоксарская и Саратовская на р. Волге, Нижнекамская на р. Каме, Каховская на р. Днепре, Дубоссарская на р. Днестре, Иркутская на р. Ангаре.

Водосбросы обычно размещают под спиральной камерой, которая делается в этом случае с развитым вверх или с симметричным сечением.

Копоновка водосбросов осложняется несимметричностью турбинного блока, возрастающей при увеличении угла охвата спиральной камеры φ . На рис. 6.19 показана компоновка водосбросов при их расположении только в левом пролете агрегатного блока со спиральной камерой $\varphi=210^\circ$ (Чебоксарская и Нижнекамская ГЭС). Сечение водосброса $ABCDE$ (по $M-M$) в зоне оси агрегата, где толщина перекрытия и стенок наименьшие, называется ключевым сечением. Площадь этого сечения $F_{кл}$ определяет пропускную способность водосброса.

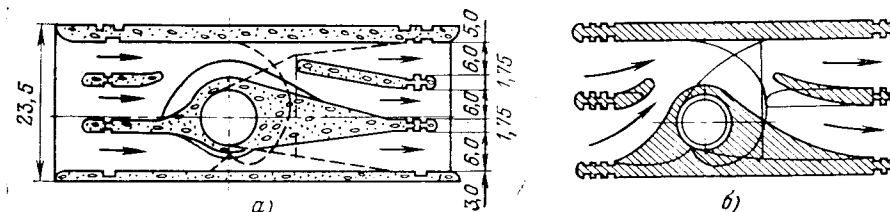


Рис. 6.20. Варианты компоновки напорных водосбросов:
а — с использованием правой и левой стороны пролета; б — с двусторонним входом и выходом.

Входное сечение $T-T$ с площадью F_0 располагается ниже водоприемника турбины, а выходное сечение $P-P$ с площадью F_1 — над выходным отверстием отсасывающей трубы. Эти три сечения плавно сопрягаются между собой. В средней части водосброса углы его сечений скошены по линии CD для обхода верха колена отсасывающей трубы, этот скос называют вутом.

Возможны также другие компоновки водосбросов. В одном блоке можно устроить три водосброса с использованием левой и правой стороны пролета (рис. 6.20.а). Если применить спиральную камеру $\varphi=135^\circ$, можно сделать агрегатный блок симметричным. Такое решение упрощает размещение водосбросов, но может снизить КПД турбины примерно на 1%. На Саратовской ГЭС за счет значительного уширения блока в нем размещены два прямоосных водосброса.

Относительная ширина агрегатного блока зданий ГЭС, совмещенных с водосбросами, несколько больше, чем у несомещенных зданий ГЭС и составляет $(2,9-3,2)D_1$ (на Саратовской ГЭС — $4,2D_1$).

Наименьшую ширину $2,9D_1$ имеют блоки Нижнекамской и Чебоксарской ГЭС. Однако использование для размещения водосброса только половины блока привело к увеличению высоты входного и выходного сечений, что ухудшило компоновку водоприемника и внутренних помещений. В процессе проектирования этих ГЭС были исследованы и показали удовлетворительные результаты водосбросы с пониженным двусторонним входом и выходом (рис. 6.20.б), улучшающие компоновку ГЭС.

Водосбросы могут располагаться также над спиральной камерой (Иркутская и Дубоссарская ГЭС), но это решение имеет ряд недостатков и в последние годы не применяется.

Пропускная способность водосбросов определяется по формуле

$$Q_b = \mu F_1 \sqrt{2gH}, \quad (6.7)$$

где Q_b — расход водосброса; μ — коэффициент расхода; F_1 — площадь выходного сечения; H — действующий напор с учетом перепада восста-

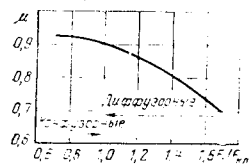


Рис. 6.21. Зависимость коэффициента расхода водосбросов от их геометрических размеров.

понижение давления на отдельных участках, особенно на закруглениях. Во избежание кавитации водосбросам придают плавные формы, тщательно рассчитывают на бескавитационный режим и исследуют на моделях. Диффузорные водосбросы более подвержены кавитации.

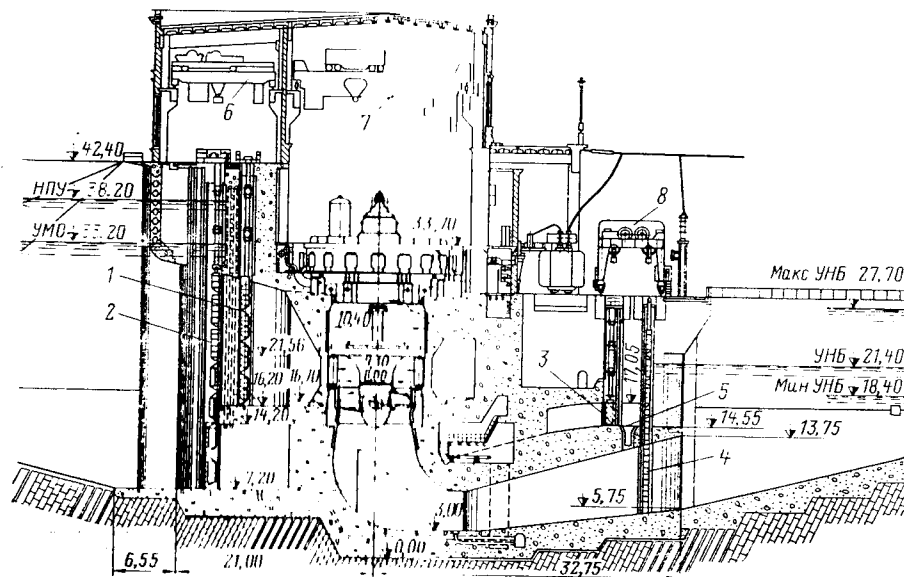


Рис. 6.22. Здание Новосибирской ГЭС на р. Оби:

1 — аварийный затвор; 2 — ремонтный затвор; 3 — основной затвор водосброса; 4 — ремонтный затвор нижнего бьефа; 5 — лезвие; 6 — краны отделения затворов верхнего бьефа; 7 — кран машинного зала; 8 — козловой кран нижнего бьефа.

Примером здания ГЭС с плавными водосбросами является здание Новосибирской ГЭС на р. Оби, построенное в 1959 г. (рис. 6.22). Мощность ГЭС 400 МВт (семь агрегатов с турбинами 11Д, $D_t = 8$ м). Из общего расхода половодья 15 900 м³/с водосбросы могут пропускать 4300 м³/с (практически ими пользовались редко).

Затворы водосбросов всегда устанавливают на их выходных отверстиях. Козловой кран для обслуживания этих затворов должен иметь грузоподъемность, соответствующую подъемному усилию затворов водосброса. При малом количестве затворов применяют гидроприводы, иногда применяются сегментные затворы.

новления h_b (в предварительных расчетах принимают $H = \nabla УВБ - \nabla УНБ$).

Коэффициент расхода μ зависит от отношения $F_1/F_{кл}$ (рис. 6.21). Сужающиеся водосбросы (при $F_1/F_{кл} < 1$) называются конфузными, расширяющиеся (при $F_1/F_{кл} > 1$) — диффузорными. Последние имеют более высокую пропускную способность. Они успешно применены на Нижнекамской и Чебоксарской ГЭС.

Высокие скорости воды в водосбросах могут вызвать недопустимое по условиям кавитации

6.7. ВОДОСЛИВНЫЕ ЗДАНИЯ ГЭС

Водосливными называются здания ГЭС, над закрытым или полукрытым машинным залом которых располагаются поверхностные водосливы. Обычно они полностью заменяют водосливную плотину.

Для эффективного применения водосливного здания необходимо благоприятное сочетание между такими параметрами ГЭС, как $N_{уст}$, $H_{мин}$ и $H_{макс}$, с одной стороны, и максимальным расходом половодья $Q_{макс}$ — с другой, при котором удастся разместить агрегаты по всей ширине обжатого водосливного фронта с нормативными удельными

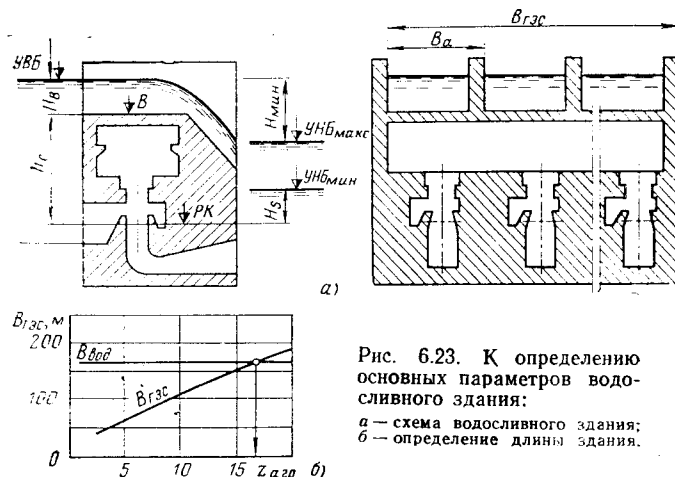


Рис. 6.23. К определению основных параметров водосливного здания:

а — схема водосливного здания; б — определение длины здания.

расходами, не прибегая для размещения машинного зала под слоем переливающейся воды к дополнительному, сверх необходимого по условиям кавитации, заглублению турбин. Обычно это связано с применением турбин уменьшенной единичной мощности и увеличением их количества.

Необходимая длина водосливного фронта определяется как $B_{вод} = Q_{макс}/q$, где q — нормативный удельный расход в нижнем бьефе. Длина здания ГЭС $B_{гэс}$ зависит от количества агрегатов $z_{агр}$. Подбрав тип турбины и задавшись разными значениями $z_{агр}$, для каждого варианта следует подсчитать $N_t = N_{уст}/z_{агр}\eta_{ген}$, определить D_t (см. § 3), ширину агрегатного блока B_a (см. § 6.2) и длину здания ГЭС $B_{гэс} = B_a z_{агр}$. Пересечение кривой $B_{гэс} = f(z_{агр})$ с линией $B_{вод} = const$ определит необходимое количество агрегатов, а отсутствие пересечения укажет на несоответствие параметров водосливной ГЭС расходу половодья. Для выбранного варианта определяется H_a , делается компоновка машинного зала, определяются высота строительной части h_c и возможная отметка гребня водослива $\nabla B' = \nabla НБ_{мин} - H_a + h_c$. В предварительных расчетах для закрытого машинного зала можно принять $h_c \approx (3 \div 4,5) D_t$ (рис. 6.23, а).

Необходимо также проверить, обеспечивает ли найденная отметка гребня водослива $\nabla B'$ необходимую толщину переливающегося слоя воды. Расход через турбины Q_t в половодье при минимальном напоре $H_{мин}$ равен:

$$Q_t \approx \frac{N_{уст}}{8,5 H_p \sqrt{\frac{H_{мин}}{H_p}}}$$

Тогда расход водосливной $Q_{вод} = Q_{макс} = Q_t$ и удельный расход на водосливе

$$q_{вод} = \frac{Q_{вод}}{0,7 B_{вод}}$$

где 0,7 — коэффициент, учитывающий толщину бычков.

Преобразуя формулу $q_n = mV \sqrt{2gH^3/l^2}$ и полагая $m \approx 0,4$, получим формулу для определения толщины переливающегося слоя $H_n = 0,7q_n^{2/3}$. Тогда необходимая отметка гребня водослива $\nabla B = \nabla UB - H_n$.

Сравнивая ∇B и $\nabla B'$, заметим, что при $\nabla B > \nabla B'$ имеются благоприятные предпосылки для применения водосливного здания, при $\nabla B < \nabla B'$ потребуется либо дополнительное заглубление, либо снижение h_c за счет применения полукрытого машинного зала, для которого $h_c \approx (2+2,5)D_1$, или горизонтальных агрегатов, при которых $h_c \approx (1,5+2)D_1$.

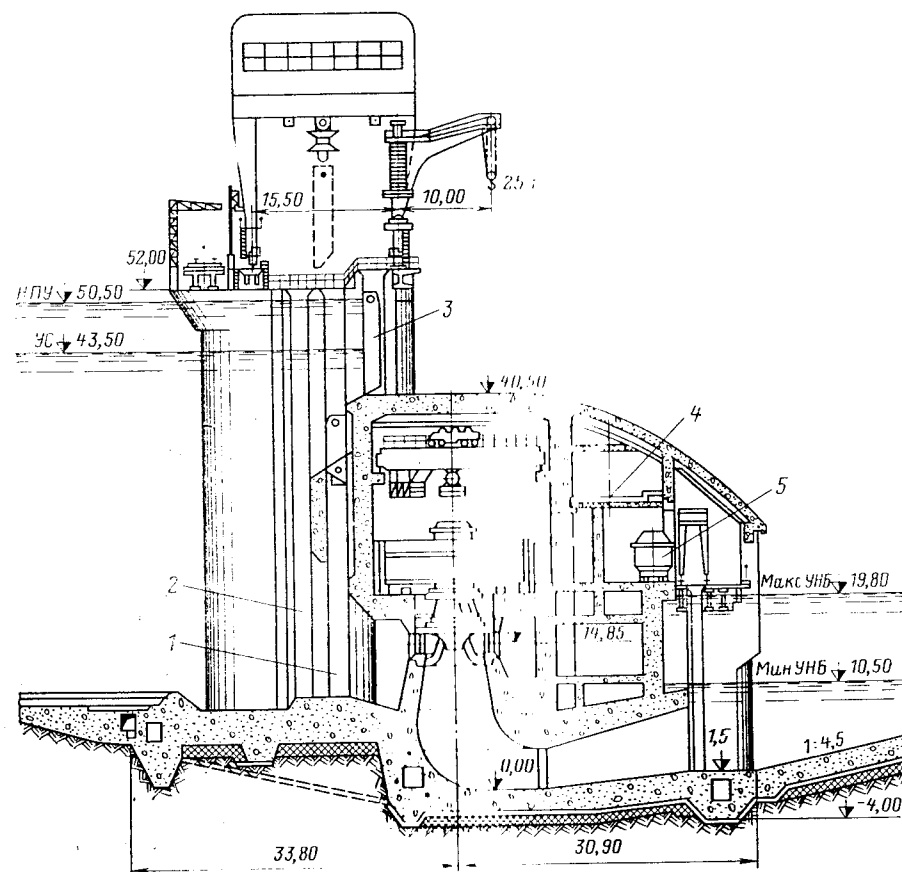


Рис. 6.24. Водосливное здание Плявиньской ГЭС на р. Даугаве:

1 — паз аварийного затвора; 2 — паз решетки; 3 — затвор водослива; 4 — мост-туннель; 5 — трансформатор.

Водосливные здания ГЭС внедрены в массовую практику строительства советскими гидроэнергетиками. Здания ГЭС с вертикальными агрегатами сооружены на Камской ГЭС на р. Каме, Кайраккумской ГЭС на р. Сырдарье, Павловской ГЭС на р. Уфе, Ириклинской ГЭС на р. Урале, а также строятся на Днестровском комплексном гидроузле на р. Днестре, Константиновской ГЭС — ГАЭС на р. Южный Буг.

Плявинская ГЭС имени В. И. Ленина на р. Даугаве (рис. 6.24), построенная в 1967 г., может служить примером рациональной компоновки водосливного здания ГЭС. Мощность ГЭС 825 МВт (десять агрегатов с турбинами РО, $D_1 = 6$ м), максимальный напор 40 м. Особенность конструкции здания ГЭС — отсутствие бычков на большей части водосливной плиты и размещение кранов, обслуживающих затворы нижнего бьефа, а также трансформаторов под козырьком водосливной плиты.

Опыт показывает, что при напорах ниже 28—30 м применение вертикальных агрегатов в водосливных зданиях ГЭС становится затруднительным из-за невозможности обеспечить необходимые габариты машинного зала. В этих случаях более эффективно применение горизонтальных агрегатов. В отечественной практике получили распространение капсульные гидроагрегаты (Киевская, Каневская ГЭС на р. Днепре, Череповецкая ГЭС на р. Шексне). Имея небольшую высоту, эти агрегаты вместе с полукрытым машинным залом легко размещаются под водосливом (рис. 6.25). Уменьшение заглубления здания ГЭС снижает стоимость его на 10—15% по сравнению с вариантом установки вертикальных агрегатов. Лобовой подвод воды к решеткам водосливного здания ГЭС обычно предопределяет высокие (около 2 м/с) скорости на них. Поэтому для уменьшения скоростей в приведенном примере предусмотрена установка дополнительной горизонтальной решетки.

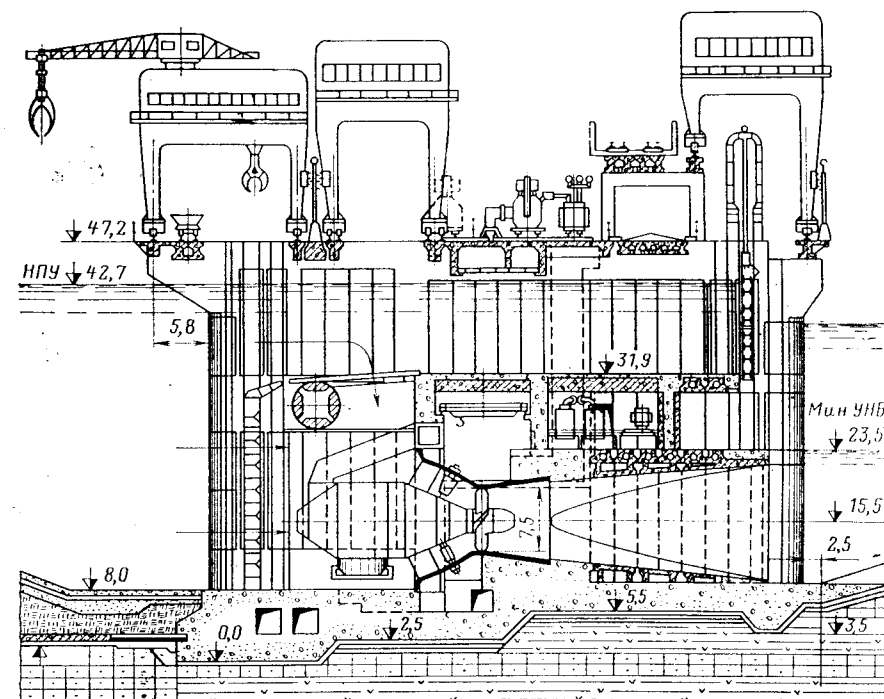


Рис. 6.25. Водосливное здание ГЭС с горизонтальными капсульными агрегатами (вариант проекта Нижнекамской ГЭС с агрегатами $D = 7,5$ м).

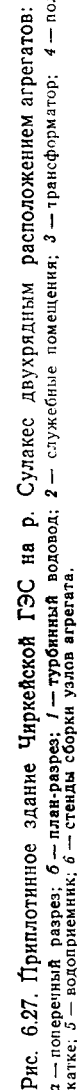
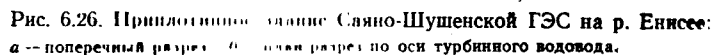
Следует, однако, учитывать, что эксплуатация капсульных агрегатов значительно сложнее, чем обычных вертикальных, а их ремонт ведется в стесненных условиях и требует повышенных трудозатрат. Агрегаты имеют малые значения GD^2 и T_a , что ухудшает их устойчивость в энергосистеме.

В зарубежной практике получили некоторое распространение бычковые здания ГЭС, на которых гидроагрегаты с проточной частью размещаются в широких бычках водосливной плотины. Такие здания ГЭС целесообразно сооружать на реках с затяжным ледоходом. В СССР построена бычковая Ортачалская ГЭС на р. Куре.

6.8. ПРИПЛОТИННЫЕ И НАЗЕМНЫЕ ОБОСОБЛЕННЫЕ ЗДАНИЯ ГЭС

Приплотинные здания ГЭС вплотную примыкают к станционным плотинам гравитационного, реже — арочного или контрфорсного типа. Напор при этом воспринимается плотиной, в которой устроен водоприемник, соединенный со зданием ГЭС турбинными водоводами. Такие здания ГЭС получили широкое распространение и применяются при

Чаще всего такие здания оборудуются радиально-осевыми турбинами с металлическими спиральными камерами (см. § 6.2). Повышенные напоры приводят к уменьшению диаметра рабочего колеса, поэтому у приплотинных зданий ГЭС отсасывающие трубы относительно короткие. Над ними не всегда удается разместить вспомогательные помещения и их выносят частично или полностью в зону примыкания турбинных водоводов к спиральным камерам. Там же устанавливаются трансформаторы. Здание ГЭС обычно отделено от плотины деформационным



швом, турбинный водовод в месте пересечения шва окружается эластичной прокладкой для компенсации неодинаковых осадок плотины и здания или снабжается компенсатором. Поперечная разрезка здания ГЭС на блоки из-за их несимметричности относительно водоводов обычно не совпадает с разрезкой плотины.

Крупнейшая в мире Саяно-Шушенская ГЭС строится на р. Енисее с 1963 г., в 1978 г. пущен ее первый агрегат. После завершения строительства ее мощность составит 6400 МВт при расчетном напоре 194 м (10 агрегатов с турбинами РО). Особенности здания Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 6.26) являются: зонтичная конструкция гидрогенератора, повышенная низовая напорная стенка, облегченная конструкция верхнего строения за счет применения полукослового крана, расположение агрегатных блоков не по прямой линии, а по дуге радиусом 452 м для обеспечения примыкания к арочно-гравитационной плотине. Применена жесткая сталежелезобетонная спиральная камера с распределением нагрузок между металлической облицовкой и окружающим ее железобетонным кольцом.

Встречаются более сложные конструкции приплотинных зданий, которые могут участвовать в работе на сдвиг совместно с плотиной или составлять в ней единое целое. Завершением такого объединения является конструкция встроенного здания ГЭС, которое размещается внутри массивной плотины (см. рис. 6.1). Несмотря на кажущуюся привлекательность такого решения, оно применяется сравнительно редко из-за усложнения конструкции плотины, необходимости применения мелких агрегатов, ухудшения условий эксплуатации. В зарубежной практике встречаются приплотинные здания ГЭС, крыша которых выполнена в виде водосбросного лотка.

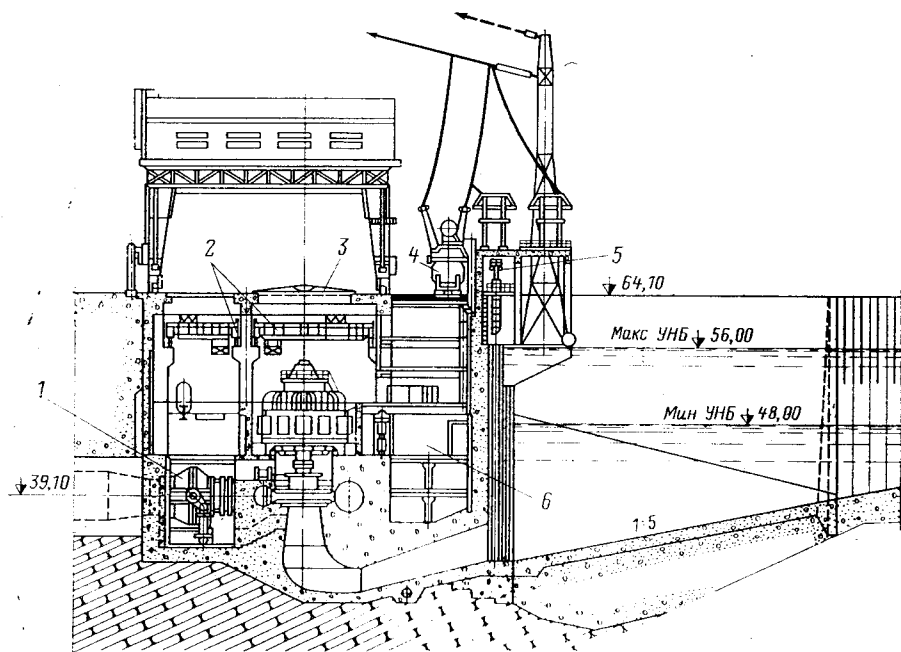


Рис. 6.28. Обособленное здание Нурекской ГЭС на р. Вахше:
1 — шаровой затвор; 2 — краны; 3 — съемные крышки; 4 — трансформатор; 5 — тельфер; 6 — служебные помещения.

Особого внимания заслуживают приплотинные здания ГЭС с двухрядным расположением агрегатов. Они применяются при строительстве ГЭС в узких горных ущельях. Сокращение длины здания ГЭС позволяет значительно уменьшить объемы скальных работ.

Построены две такие ГЭС: Чиркейская на р. Сулаке (рис. 6.27) и Токтогульская на р. Нарыне. Чиркейская ГЭС, построенная в 1979 г., имеет 4 агрегата общей мощностью 1000 МВт при $H_p=170$ м, расположенных в два ряда в здании, примыкающем к арочной плотине. Над каждым рядом агрегатов сооружен отдельный машинный зал. Отсасывающие трубы турбин верхового ряда имеют удлиненные конусы и диффузоры.

Обособленное здание ГЭС можно разместить в разных местах по длине напорного водовода или подводящей деривации. Обособленные здания ГЭС применяются в плотинных гидроузлах в тех случаях, когда конструкция плотины не позволяет разместить в ее составе водоприемник (земляные, каменнонабросные плотины) или когда это оказывается экономически нецелесообразным (арочные, контрфорсные плотины). Эти здания широко распространены на деривационных гидроузлах как с напорной, так и с безнапорной деривацией. Наземные обособленные здания по своей конструкции и компоновке мало отличаются от несоединенных приплотинных зданий ГЭС.

Примером такой конструкции могут служить здания Фархадской ГЭС, на р. Сырдарье (см. рис. 1.17), а также ГЭС-1 Куршавского каскада Кубань-Калаусской системы.

Некоторые отличия приобретают обособленные здания ГЭС, если на турбинных водоводах установлены предтурбинные затворы (шаровые, дисковые). Их размещение в здании ГЭС может потребовать расширения машинного зала.

Здание Нурекской ГЭС на р. Вахше (рис. 6.28) построено в 1978 г. Мощность десяти агрегатов ГЭС при $H_p=230$ м составляет 2700 МВт. Машинный зал ГЭС — полуоткрытый, причем для шаровых затворов предусмотрен дополнительный пролет. Здание имеет высокую низовую напорную стенку.

6.9. ПОДЗЕМНЫЕ И ПОЛУПОДЗЕМНЫЕ ЗДАНИЯ ГЭС

Подземные здания ГЭС могут применяться как в плотинных, так и в деривационных схемах. За последние 20—25 лет достигнут значительный прогресс в технике и способах ведения буровзрывных и горнопроходческих работ с повышением уровня их механизации, что привело к более широкому применению подземных ГЭС, которых во всем мире насчитывается около 500. Крупнейшие из них: Черчилл-Фолс на р. Черчилл в Канаде ($N=5225$ МВт при $H_p=312$ м), Гордон-Шрам на р. Пис-Ривер в Канаде ($N=2116$ МВт при $H_p=152$ м), Кабора Басса на р. Замбези в Мозамбике ($N=2040$ МВт при $H_p=180$ м). В СССР также построен ряд подземных ГЭС. Развитие их строительства сдерживается высокой стоимостью подземных работ. Между тем подземные ГЭС имеют ряд преимуществ. При подземном расположении ГЭС требуются существенно меньшие (почти в 2 раза) объемы бетона за счет использования несущей способности скальных пород. В суровых климатических условиях облегчаются строительство и эксплуатация подземных ГЭС, в горных районах проще решается защита от снежных лавин и селевых потоков. В деривационных схемах подземное расположение здания ГЭС позволяет разместить его в наиболее удобном месте трассы водовода (см. § 1.8). К недостаткам подземных зданий относятся необходимость устройства дорогостоящей вентиляции, усложнение транспортной схемы, более сложные схемы выдачи мощности.

Особенностью подземных зданий ГЭС является независимость их стоимости от заглубления рабочего колеса, что вносит новый элемент в компоновку: применение узкой, высокой и длинной отсасывающей трубы с круглыми сечениями крутоизогнутого колена. По сравнению с обычными отсасывающими трубами (также применяемыми на подземных ГЭС) они более экономичны, так как меньше ослабляют скальный массив, примыкающий к зданию ГЭС и позволяють сократить его длину. В прочной скале можно отказаться от облицовки бетона стен и свода машинного зала. При компоновке подземного машинного зала стремятся уменьшить его ширину, что резко снижает стоимость строительства.

Одним из основных факторов, влияющих на компоновку подземной ГЭС, является расположение трансформаторов. Обычно их располагают на дневной поверхности и подводят к ним ток при генераторном напряжении. При глубинах более 200 м может оказаться целесообразной подземная установка трансформаторов в расширенном машинном зале, либо в примыкающих к нему нишах, либо в отдельной галерее, с устройством высоковольтных кабельных выводов.

Предтурбинные затворы, если они необходимы, могут размещаться в машинном зале, но чаще для них устраивают отдельную галерею (см. рис. 1.20). Ремонтные затворы отсасывающих труб обычно разме-

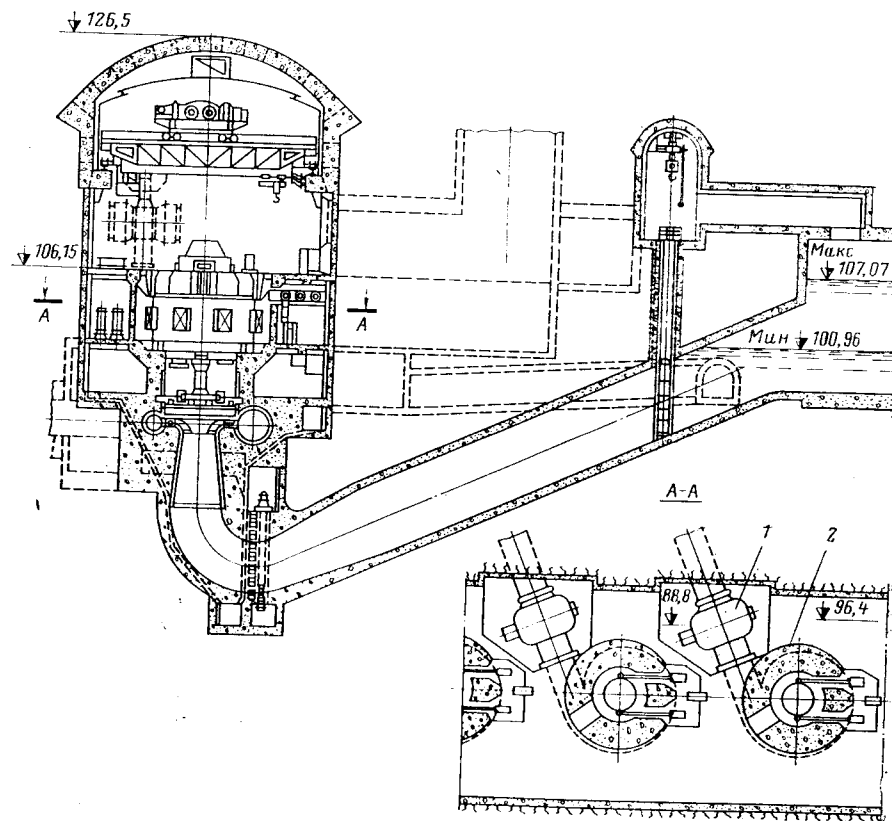


Рис. 6.29. Подземное здание Ингурской ГЭС на р. Ингури:
1 — предтурбинный затвор; 2 — спиральная камера.

щаются вместе с обслуживающими их механизмами в отдельных галереях.

Въезд на монтажную площадку следует осуществлять по специальному транспортному туннелю с уклоном не более 1:7. Если это невозможно — устраивается грузовая шахта с перегрузочным краном на дневной поверхности. Подземные здания ГЭС должны иметь систему шахт или туннелей для доставки персонала, осуществления электрических выводов и вентиляции. Обязательно устройство резервных выходов.

Отвод воды от здания ГЭС чаще осуществляют одним безнапорным туннелем, объединяющим выходы из отсасывающих труб. При больших колебаниях уровня нижнего бьефа может оказаться целесообразным устройством напорного отводящего туннеля (см. рис. 1.20), однако обычно это связано с необходимостью сооружения уравнительного резервуара. В конечных схемах для отвода воды могут применяться короткие туннели от каждого агрегата, иногда в нижний бьеф могут выводиться непосредственно отсасывающие трубы.

Самой крупной отечественной подземной гидроэлектростанцией является Ингурская ГЭС на р. Ингури (рис. 6.29).

Характерным для нее является косой подход турбинных водоводов к зданию ГЭС, что позволило разместить шаровые предтурбинные затворы в машинном зале, не уширяя его. На ГЭС установлено 5 агрегатов с турбинами РО ($D_1=4$ м) суммарной мощностью 1300 МВт при $H_p=325$ м.

В некоторых случаях (концевые деривационные схемы, здания ГЭС, входящие в состав плотинных гидроузлов), могут применяться полуподземные здания (см. рис. 6.1). Выемка под полуподземное здание ГЭС ведется открытым способом, после чего машинный зал перекрывается обычным перекрытием. Возможно применение полукрытого машинного зала.

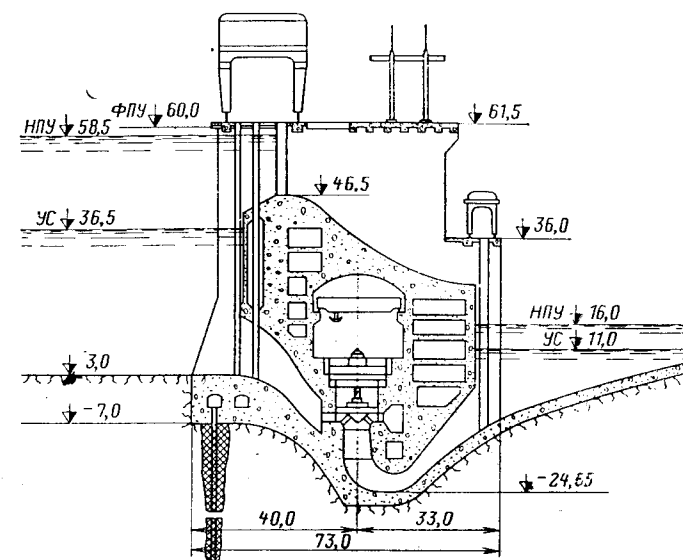


Рис. 6.30. Здание Константиновской ГЭС — ГАЭС на р. Южный Буг.

Конструкция подземных зданий ГЭС значительно упрощается при использовании ковшовых турбин, которые при достаточно высоких напорах могут оказаться предпочтительнее турбин РО.

6.10. ЗДАНИЯ ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Принципы компоновки зданий ГАЭС не отличаются от применяемых при компоновке зданий ГЭС. Это определяет сходство и различие этих зданий. Сходство состоит в том, что габариты и очертания массивной части определяются размерами проточной части агрегата и заглублением его рабочего колеса, а размеры машинного зала — условиями монтажа агрегата. Различие определяется, прежде всего, особенностями агрегатов ГАЭС. Применение трехмашинных агрегатов значительно усложняет массивную часть здания ГАЭС, в которой размещается не только турбинная, но и насосная проточная часть. Двухмашинные агрегаты с обратимой гидромашинной имеют сходные с обычным агрегатом очертания проточной части, но требуют очень большого заглубления рабочего колеса под уровень нижнего бьефа.

Здания ГАЭС могут входить в состав пилорного фронта или быть обособленными.

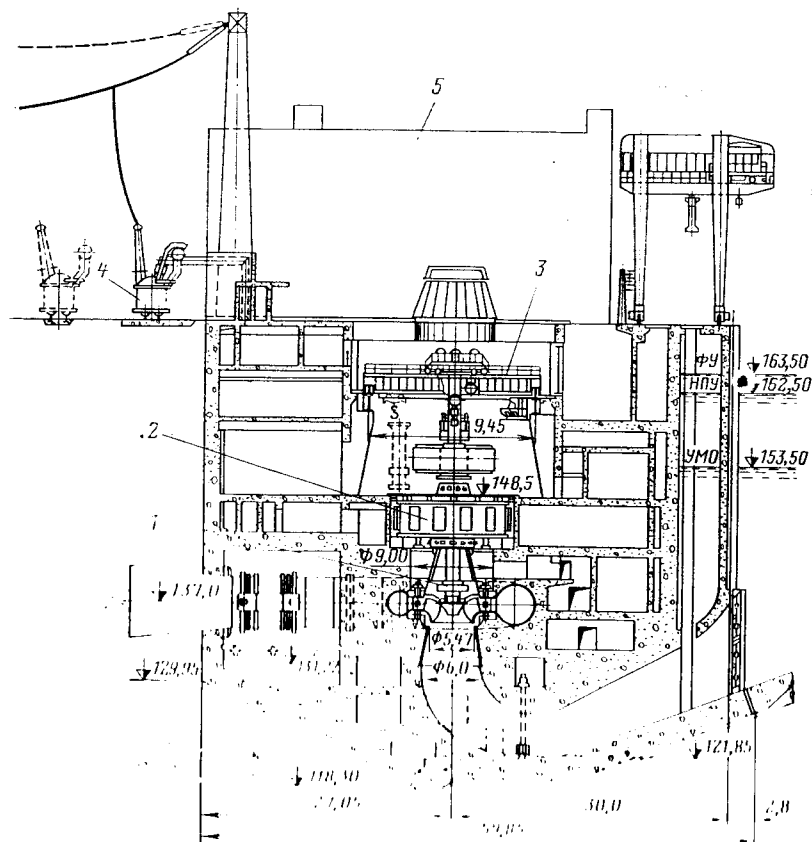


Рис. 6.31. Здание Загорской ГАЭС.

1 — обратимая гидромашина; 2 — диффузор; 3 — машинный зал; 4 — трансформатор; 5 — служебный корпус.

Здание строящейся на р. Южный Буг Константиновской ГЭС — ГАЭС (рис. 6.30) относится к водосливным. Его особенностью является глубокая посадка агрегата вместе с машинным залом и круто изогнутая в колене отсасывающая (всасывающая) труба. На Константиновской ГЭС — ГАЭС намечались обратимые агрегаты с диагональными обратимыми гидромашинными $D_1=7$ м. При $H_p=27$ м восемь таких агрегатов развивают в турбинном режиме мощность 384 МВт. Максимальный напор ГЭС — ГАЭС составляет 46,8 м.

Примером обособленного здания может служить здание строящейся Загорской ГАЭС (рис. 6.31). Шесть агрегатов этой ГАЭС, имеющих $D_1=6,3$ м, смогут в турбинном режиме при $H_T=100$ м развивать мощность 1200 МВт. Значительное заглубление рабочего колеса гидромашин привело к тому, что пол машинного зала находится на 18 м ниже планировочной отметки. Подход в выходное отверстие отсасывающей трубы имеет закругленные очертания, отверстие перекрывается решеткой (необходимость этого определяется с учетом степени засоренности нижнего бассейна).

Если нижний бассейн ГАЭС устроен в узкой долине небольшого водотока, гидравлический режим нижнего бьефа ГАЭС, скомпонованной по обычной линейной схеме расположения агрегатов, может оказаться неблагоприятным. В этом случае может оказаться целесообразной двухрядная или круговая схема расположения агрегатов.

Большие заглубления рабочих колес делают целесообразным применение для ГАЭС полуподземных и подземных зданий, которые при использовании двухмашинных агрегатов мало отличаются от зданий обычных ГЭС.

6.11. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТАХ ЗДАНИЙ ГЭС НА ПРОЧНОСТЬ

Здания ГЭС — это сложные железобетонные конструкции, подверженные воздействию разнообразных сочетаний нагрузок от собственного веса, давления воды, реакции основания, температурных и динамических воздействий. Эти нагрузки изменяются в процессе возведения здания и при его эксплуатации. Поэтому расчеты здания ГЭС на прочность очень сложны и даже при современном развитии вычислительной техники с применением ЭВМ в расчетные схемы приходится вносить ту или иную степень условности. Ниже приводятся некоторые общие положения этих расчетов.

Различают расчеты на общую прочность здания и расчеты местной прочности его отдельных частей. Найденные в результате этих расчетов моменты, нормальные и поперечные силы суммируются по определенным правилам. При этом следует отметить, что по вычисленным усилиям, как правило, подпирается арматура железобетонных элементов, а их размеры, определенные в ходе технологического проектирования, лишь уточняются. Это позволяет вести предварительное проектирование без выполнения сложных расчетов прочности.

Расчеты на общую прочность выполняют, рассматривая работу здания поперек и вдоль потока.

При расчетах поперек потока чаще всего принимают одну из двух схем. При относительно длинных секциях здания ГЭС каждая секция рассчитывается как балка на упругом основании. Неравномерная реакция основания (рис. 6.32,а) вызывает в конструкции напряжения изгиба.

При коротких секциях здание условно разрезают поперек потока на полосы, каждую из которых рассматривают как плоскую раму. Жесткость элементов рам принимается соответствующей жесткости бетона в полосе (рис. 6.32,б). Усилия и моменты в рамах определяют методами строительной механики, причем применение ЭВМ позволяет выполнять сложные расчеты с учетом взаимовлияния смежных рам.

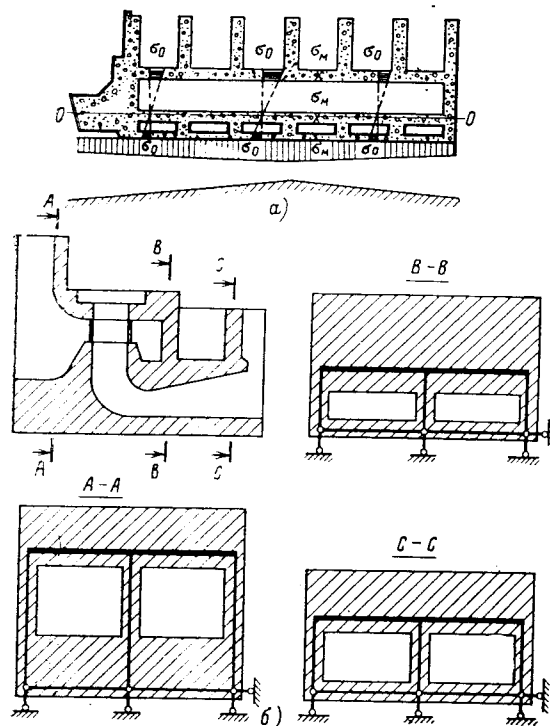


Рис. 6.32. К расчету прочности здания ГЭС поперек потока: а — схема расчета длинных секций; б — то же коротких секций.

Расчеты общей прочности вдоль потока также выполняют, представляя вырезанные слои здания в виде рам (рис. 6.33).

Метод рам применяется и в некоторых расчетах местной прочности (водоприемники русловых зданий ГЭС, диффузоры отсасывающих труб).

Некоторые части здания удается рассчитать, применив довольно простые схемы; например, напорную стенку, нагруженную гидростатическим давлением, рассчитывают как плиту, опертую по двум сторонам (на бычки).

Расчеты верхнего

строения выполняются по нормам проектирования промышленных зданий.

Здание ГЭС должно быть прочным на всех этапах его возведения, поэтому определение напряжений, которые перераспределяются по мере роста здания и появления эксплуатационных нагрузок, должно производиться с учетом способов производства работ.

Для определения напряжений наряду с расчетами широко применяют экспериментальные методы, используя нагружение моделей. Так, с помощью датчиков (тензометров), наклеиваемых на упругую модель, можно измерить ее деформации, которые, как известно, пропорциональны напряжениям. Интересен поляризационно-оптический метод, основанный на свойстве некоторых упругих прозрачных материалов изменять под нагрузкой характер пропускания ими поляризованного света.

Наиболее надежной проверкой правильности выполненных расчетов являются натурные исследования действующих сооружений, для чего при строи-

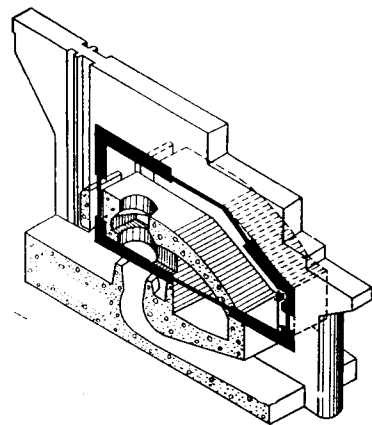


Рис. 6.33. Схема расчета водосливного здания ГЭС вдоль потока.

тельстве в массив бетона закладывают контрольно-измерительную аппаратуру. Результаты этих исследований обычно показывают хорошее совпадение значений расчетных и фактических напряжений, что свидетельствует о высоком уровне проектирования гидротехнических сооружений в нашей стране.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГЭС

7.1. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА

В проектировании, строительстве и эксплуатации ГЭС участвуют многочисленные коллективы изыскательских, проектных, научно-исследовательских, строительных, монтажных, эксплуатационных организаций, в которых трудятся инженеры, техники, рабочие самых разнообразных специальностей и профессий.

Весь комплекс работ, связанных с гидроэнергетикой, в нашей стране входит в систему Министерства энергетики и электрификации СССР (Минэнерго СССР). Главные управления (главки) и производственные объединения министерства руководят деятельностью проектных институтов, строительных и монтажных трестов и управлений, предприятий строительной индустрии, эксплуатационных энергетических управлений.

Проектирование. Основной организацией по изысканию и проектированию крупных гидроэлектростанций является Всесоюзный ордена Ленина проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт Гидропроект имени С. Я. Жука. Для решения специальных проблем Гидропроект привлекает на субподрядных началах другие проектные и научно-исследовательские организации различных министерств и ведомств.

Возможные створы будущих ГЭС выявляются в процессе разработки схем развития и размещения отраслей народного хозяйства и отраслей промышленности, а также схем комплексного использования и охраны водных ресурсов. При этом проводятся необходимые топографические, геологические, гидрологические исследования, выполняется эскизное проектирование гидроузлов с целью выявления их эффективности и целесообразности дальнейшего проектирования. Разрабатываются схемы на период не менее 15 лет, утверждаются планирующими органами и уточняются каждые пять лет. На основе схем и в соответствии с народнохозяйственным планом принимается решение о строительстве какой-либо ГЭС. Назначается заказчик — обычно энергетическое районное управление, которое будет эксплуатировать ГЭС. Заказчик заключает договор на проектирование с генеральным проектировщиком — одним из подразделений Гидропроекта и выдает ему техническое задание на составление проекта, утвержденное министерством. Одновременно, с участием местных органов, производится выбор и отвод площадки будущего строительства.

В процессе разработки проекта уточняются решения схемы, проводятся дополнительные подробные изыскания, разрабатываются планировка, архитектура гидроузла и сооружений, в него входящих, подбирается оборудование, составляются спецификации для его заказа, определяются основные способы производства работ, порядок ввода в экс-

плутацию, мероприятия охраны природы; устанавливается уточненная стоимость. Проекты крупных ГЭС утверждает Совет Министров СССР.

После утверждения проекта и принятия решения о развертывании строительства Гидропроект по договору с создаваемой дирекцией строящейся ГЭС приступает к составлению рабочей документации, т. е. подробных чертежей, детализирующих решение проекта и передаваемых непосредственно исполнителям работ по строительству. Рабочее проектирование должно опережать строительные работы не менее чем на полгода.

Проектирование — это сложный и ответственный процесс, определяющий не только надежность и эффективность сооружений, но и успешный ход строительства, а затем и эксплуатации. На этой стадии удачная инженерная мысль может сберечь громадные средства, большое количество человеческого труда, облегчить этот труд. Особенностью проектирования ГЭС является его вариантность, так как только на основе разработки и сравнения в схемах и проекте различных вариантов можно выбрать оптимальное решение.

В подразделении (отделении, филиале) Гидропроекта руководит проектированием назначаемый по каждому объекту главный инженер проекта. При нем формируется группа специалистов или создается объектовый отдел для проработки основных планировочных решений. Более подробные разработки по заданию главного инженера проекта выполняют специализированные (гидротехнические, гидромеханические, электротехнические и т. п.) отделы. В отделах имеются группы, руководители которых непосредственно работают с подчиненными исполнителями — инженерами и техниками.

Строительство. Для осуществления строительства ГЭС, которое также ведется подрядным способом, определяется генеральная подрядная организация — действующий трест либо вновь создаваемое управление строительством. В обязанности заказчика (дирекции строящейся ГЭС) входят финансирование строительства в соответствии с народнохозяйственным планом, передача генеральному подрядчику проектно-сметной документации, приобретение и передача в монтаж технологического оборудования, контроль за ходом строительного-монтажных работ и их качеством, приемка законченных объектов. Генеральный подрядчик выполняет весь комплекс строительного-монтажных работ, привлекая на правах субподрядчиков специализированные тресты, которые создают на строительной площадке свои участки. Обычно в строительстве ГЭС участвуют следующие специализированные тресты: Гидромеханизация (гидромеханизированные земляные работы), Гидроспецстрой (буровзрывные, проходческие, гидроизоляционные работы, водоотлив), Гидромонтаж (монтаж механического оборудования и металлоконструкций), Гидроэлектромонтаж (монтаж электрического оборудования), Спецгидроэнергомонтаж (монтаж турбин, генераторов, вспомогательного оборудования).

Незадолго до ввода ГЭС в эксплуатацию создается государственная приемочная комиссия, которая проверяет соответствие сооружений проекту, разрешает выполнение важнейших этапов пуска, заканчивающихся опробованием агрегата на холостом ходу, а затем под нагрузкой. После комплексного опробования гидроагрегат и сооружения, обеспечивающие его работу, передаются заказчику во временную эксплуатацию. В период временной эксплуатации строители ведут достройку ГЭС с наращиванием ее мощности, а эксплуатационники — осваивают оборудование. После ввода последнего

агрегата и полного окончания строительного-монтажных работ ГЭС передается в промышленную эксплуатацию районному энергетическому управлению.

Эксплуатация. Для эксплуатации сооружений и оборудования дирекция ГЭС создает гидротехнический, турбинный и электротехнический цеха (на малых ГЭС — гидротехнический и электромашинный) и оперативную службу. Цеха обеспечивают уход за оборудованием и сооружениями и текущий ремонт. Для капитальных ремонтов привлекаются специализированные организации. Оперативная служба, возглавляемая в каждой смене дежурным инженером, управляет режимом работы ГЭС по указаниям диспетчерской службы энергосистемы.

7.2. ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС

На большинстве ГЭС первые агрегаты могут быть введены в эксплуатацию задолго до полного окончания их строительства. Выработанная в период завершения строительства электроэнергия позволяет ускорить возвращение народному хозяйству вложенных средств и повышает экономическую эффективность ГЭС. Условия пуска первой очереди и временной эксплуатации разрабатываются в проекте ГЭС и оформляются в виде материалов пускового комплекса, определяющего минимальные пусковые объемы работ и необходимые дополнительные мероприятия. К пусковому комплексу предъявляются следующие требования: предельное сокращение объемов работ, выполняемых к пуску; экономическая обоснованность дополнительных затрат, связанных с эксплуатацией недостроенных сооружений; обеспечение нормальных условий труда эксплуатационного персонала и соблюдение правил технической эксплуатации вводимого оборудования в период временной эксплуатации; обеспечение благоприятных условий достройки сооружений. Стоимость осуществления пускового комплекса обычно не превышает 35—50% сметной стоимости ГЭС. Достижимый при этом экономический эффект может быть значительным: например, стоимость электроэнергии, выработанной Красноярской ГЭС в период ее достройки, практически окупил полную стоимость строительства к моменту ввода последнего агрегата.

Наибольшее снижение стоимости пускового комплекса достигается за счет пуска ГЭС с частично заполненным водохранилищем при пониженном (промежуточном) уровне верхнего бьефа. Это позволяет отнести ко второй очереди значительную часть затрат по водохранилищу, а на высоконапорных плотинных гидроузлах — осуществить пуск при недостроенной плотине. Пуск при пониженном уровне хорошо сочетается с условиями заполнения водохранилища многолетнего регулирования, которое можно наполнить лишь за несколько лет.

Поворотнлопастные и диагональные турбины способны работать при пониженных напорах. На ГЭС, оборудованных радиально-осевыми турбинами, монтаж первых агрегатов иногда осуществляют с временными рабочими колесами, приспособленными к работе с пониженным напором, с последующей их заменой штатными колесами (Нурекская, Саяно-Шушенская ГЭС).

На высоконапорных плотинных гидроузлах снижение пусковых объемов бетона происходит в основном за счет верхних ярусов плотины. На низконапорных гидроузлах с русловыми зданиями ГЭС сокращения объемов добиваются за счет временного отказа от укладки бетона агрегатного массива непусковых агрегатов. При этом обязательно выполняются верховые напорные стенки, бычки и уложенные на них пролет-

ные строения подкрановых путей и мостов, что необходимо для достройки ГЭС и поддержания напора (см. рис. 7.2,б).

Для пропуска расходов половодья при пониженных напорах на низконапорных гидроузлах предусматривают понижение гребня водосливов плотины и используют недостроенные агрегатные блоки ГЭС; на высоконапорных — временные поверхностные водосливы («гребенка» плотины) или дополнительные донные водосбросы.

7.3. УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГИДРОУЗЛА И ЕГО КОМПОНОВКА

Основной проблемой, возникающей при возведении любого гидроузла, является пропуск расходов реки во время строительства. Строительство низконапорных плотинных гидроузлов разделяется на два этапа. На первом — работы по возведению бетонных сооружений ведутся насухо под защитой перемычек, ограждающих котлованы этих сооружений. Строительные расходы пропускаются по оставшейся свободной части русла. По такой схеме работают до тех пор, пока не будет достигнута пусковая готовность сооружений. Тогда разбирают перемычки и перекрывают русло реки, направляя воду в водосбросы, водосливные пролеты, недостроенные агрегатные блоки. Перекрывая эти отверстия затворами, регулируют расход и наполняют водохранилище до отметки, обеспечивающей пуск первых агрегатов. Достройка бетонных сооружений на втором этапе строительства происходит под защитой затворов, перекрывающих пролеты со стороны верхнего и нижнего бьефов.

Для поддержания напора на недостроенном сооружении и его достройки требуется большое количество затворов. Эксплуатационных затворов для этой цели обычно не хватает, и приходится изготавливать временные строительные затворы. Их количество иногда удается уменьшить, перекрывая недостроенные агрегатные блоки специальными приспособлениями, например заглушками на конусе отсасывающей трубы, как это было сделано на Нижнекамской и Чебоксарской ГЭС (см. рис. 7.2,в).

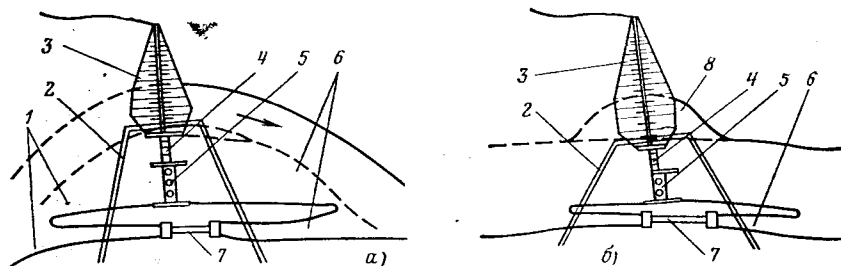


Рис. 7.1. Компонировка плотинных гидроузлов:

а — береговая (пойменная); б — русловая; 1 — подводящие каналы; 2 — перемычка; 3 — земляная плотина; 4 — водосливная плотина; 5 — здание ГЭС; 6 — отводящие каналы; 7 — судоходный шлюз; 8 — дополнительная прорезь.

Все бетонные сооружения целесообразно размещать в одном котловане под защитой единого контура перемычек. Однако при значительной ширине фронта бетонных сооружений это не всегда удается, так как в русле не остается достаточно места для пропуска расходов. В этом случае приходится поочередно выгораживать перемычками части бетонных сооружений, что осложняет ход строительства и удлиняет его сроки.

Различают русловую и береговую (пойменную) компоновку плотинного гидроузла (рис. 7.1). По условиям строительства береговая компоновка предпочтительнее, так как возведение сооружений почти всегда можно выполнить в один этап при невысоких перемычках. Русловая компоновка требует сооружения высоких перемычек и не всегда позволяет обойтись одной их очередью. Иногда целесообразно искусственное расширение русла путем устройства прорези для пропуска строительных расходов, как это было сделано на строительстве Чебоксарской ГЭС (рис. 7.1,б).

Компоновка плотинного гидроузла может быть односторонней (рис. 7.1) и двухсторонней, при которой бетонные сооружения располагаются на разных берегах. При двухсторонней компоновке приходится создавать производственные базы и поселки на двух берегах или строить мост, поэтому односторонняя компоновка предпочтительнее. При односторонней компоновке на выбор варианта размещения основных бетонных сооружений влияет наличие крупных населенных пунктов, дорог, площадок, удобных для размещения баз и поселков.

В целом выбор варианта компоновки определяется наименьшими объемами работ, условиями прохождения расходов воды, удобством эксплуатации; при этом соображения, связанные с условиями производства работ, нередко могут оказаться решающими.

Иначе строятся высоконапорные гидроузлы. Небольшие расходы воды сразу отводят в строительные туннели, перекрывая русло реки перемычками выше и ниже строящихся сооружений. На больших реках со значительными расходами нижнюю часть бетонных сооружений возводят в один или два этапа под защитой перемычек, перекрывающих часть русла. Окончательное перекрытие русла выполняют задолго до пуска, пропуска расходы воды по обводным туннелям, либо через недостроенную плотину, с тем чтобы своевременно возвести бетонные сооружения до пусковой отметки. Компоновка высоконапорных гидроузлов еще в большей степени связана с условиями строительства. Обводные туннели по окончании строительства нередко используют как постоянные, для сброса расходов половодья.

Головные узлы в деривационных схемах обычно сооружают также с отводом расходов воды в обводные туннели или каналы.

7.4. ОСОБЕННОСТИ ПРОИЗВОДСТВА БЕТОННЫХ РАБОТ ПРИ ВОЗВЕДЕНИИ ЗДАНИЙ ГЭС

При строительстве зданий ГЭС часто применяются бетоновозные эстакады, пролетные строения которых размещаются выше верхних отметок сооружения. Краны, устанавливаемые на эстакадах, могут обслуживать строительство до его окончания, включая период достройки после затопления котлована. Эстакады служат также для подачи материалов и конструкций к кранам. Пилоны эстакад, размещенные в бычках, постепенно обетонируются и остаются в массиве бетона. Применение эстакад обеспечивает очень удобную схему ведения бетонных работ. Часть бетона с эстакад можно укладывать без кранов, сбрасывая его в блоки бетонирования по виброхоботам. Недостатками эстакад являются большой расход металла, а также затруднения, возникающие при подаче под них крупных конструкций.

В последние годы русловые здания ГЭС чаще сооружают безэстакадным способом (рис. 7.2), применяя башенные краны типа КБГС-450 грузоподъемностью 25—10 т, БК-1000 и КБГС-1000

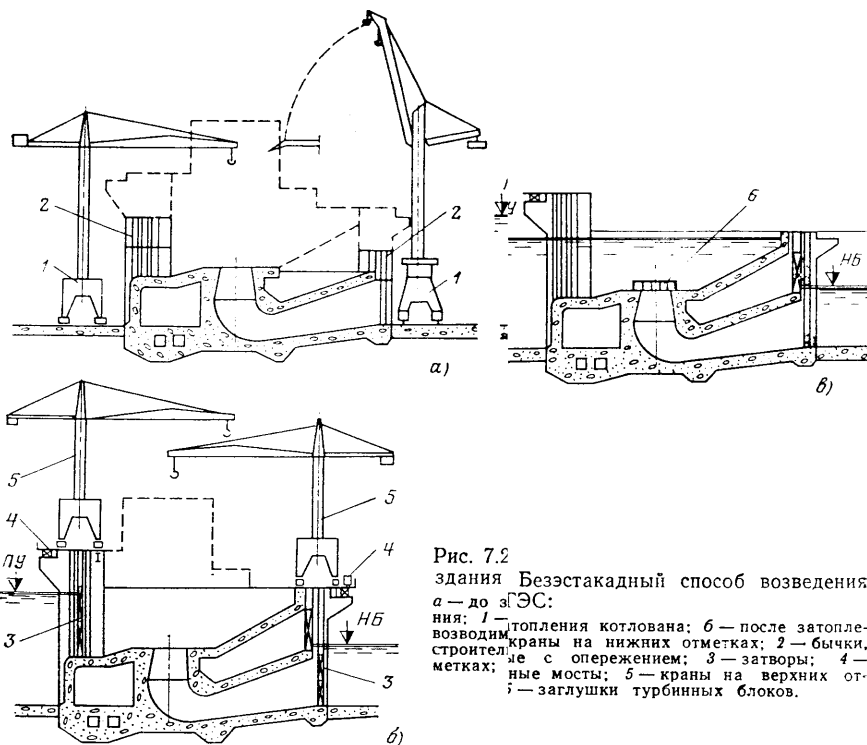


Рис. 7.2
Здания Безэстадный способ возведения
а — до зГЭС:
ния: 1 — топления котлована; 6 — после затопле-
возводим краны на нижних отметках; 2 — бычки,
строитель с опережением; 3 — затворы; 4 —
метках; 5 — краны на верхних от-
и — заглушки турбинных блоков.

грузоподъемностью 50—16 т. Фундаменты: помощью самосвалов, передвигающихся по (я плита бетонируется с по- Укладка бетона верхних частей сооружений: тоноукладочным мостикам. ведется кранами, расположенными на поця до затопления котлована него и нижнего бьефов должны возводиться ре и водобое. Бычки верх- нию к агрегатному массиву — это позволя с опережением по отноше- перемонтировать краны на пролетные стрет до затопления котлована использовать их в качестве эстакад. зения отделений затворов и

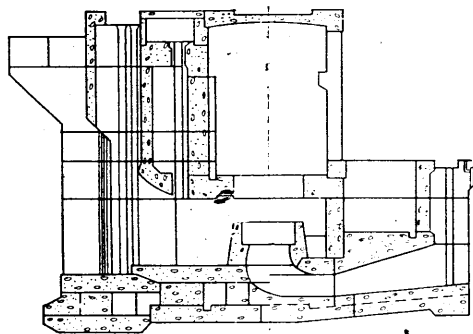


Рис. 7.3. Разрезка здания ГЭС на блоки бето- нирования (Каунасская ГЭС на р. Неман).

те Следует отметить нежела- прльность установки кранов на оромежуточных отметках со- ния, так как они затруд- бют дальнейшее ведение ра- т.

ис При возведении высокона- мерных сооружений могут при- соняться выдвигные краны в жетании с эстакадами, а так- в — кабельные краны, которые поотечественной практике ис- нельзуются как вспомогаель- те.

ГЭС Массивная часть зданий: нГЭС разрезается строитель- нми швами на блоки бето-

нирования объемом 200—600 м³ (рис. 7.3), которые по вер- тикали разделяют массив на ярусы. В каждом ярусе разбивка на блоки дается такой, чтобы не было сквозных вертикальных швов и осу- ствлялась их перевязка. Для компенсации температурных и усадочных деформаций проектом намечается определенная последовательность бетонирования блоков, выделяются замыкающие блоки, бетонлируемые в последнюю очередь, через 2—3 мес. после укладки основных блоков.

7.5. ИНДУСТРИАЛИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЗДАНИЙ ГЭС

Под индустриализацией строительства понимают при- менение в качестве элементов сооружения крупноразмерных констр- кций, изготовляемых на предприятиях строительной индустрии, которые могут быть централизованными, т. е. обслуживающими группу строек, и местными, входящими в производственную базу строительства.

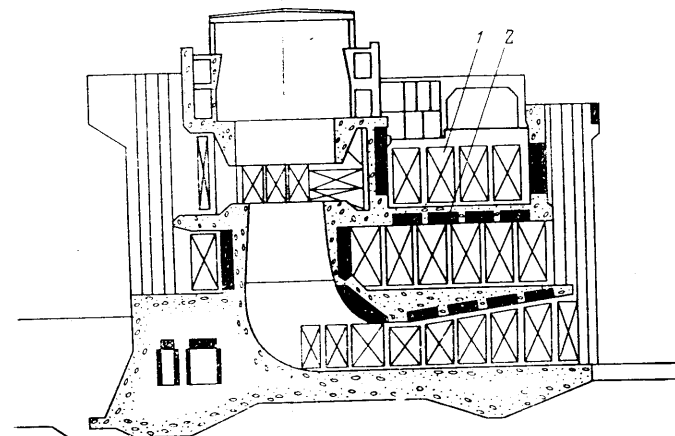


Рис. 7.4. Здание Саратовской ГЭС на р. Волге с применением круп- норазмерных железобетонных элементов:
1 — вертикальные элементы; 2 — горизонтальные элементы.

Наиболее индустриализированным является полносборное строи- тельство, однако при возведении гидротехнических сооружений оно трудно осуществимо, так как конструктивные элементы этих сооруже- ний слишком велики для заводского изготовления. Применение мелких элементов ухудшает качество сооружения и создает трудности при объ- единении их в единое целое.

Здание Саратовской ГЭС на р. Волге (рис. 7.4) было построено с применением крупноразмерных сборных железобетонных элементов бычков и перекрытий, масса которых достигала 176 т. Элементы изго- товливались на полуавтоматизированных поточных линиях и монтирова- лись специальными козловыми кранами грузоподъемностью 200 т, ох- ватывающими поперечное сечение здания. Этот крупномасштабный производственный эксперимент (всего было смонтировано около 500 тыс. м³ сборного железобетона) подтвердил возможность сокраще- ния продолжительности строительства и его трудоемкости, но показал, что для уменьшения количества трудновыполнимых стыков требуется дальнейшее увеличение массы элементов и грузоподъемности кранов.

Значительно большее распространение получили промышленные конструкции, улучшающие производство арматурных и опалубочных работ при монолитной укладке основных объемов бетона, например арматурные конструкции (армофермы, фермопакеты, сетки), изготавливаемые на арматурных заводах и монтируемые строительными кранами. Монтаж штучной арматуры в настоящее время почти не применяется.

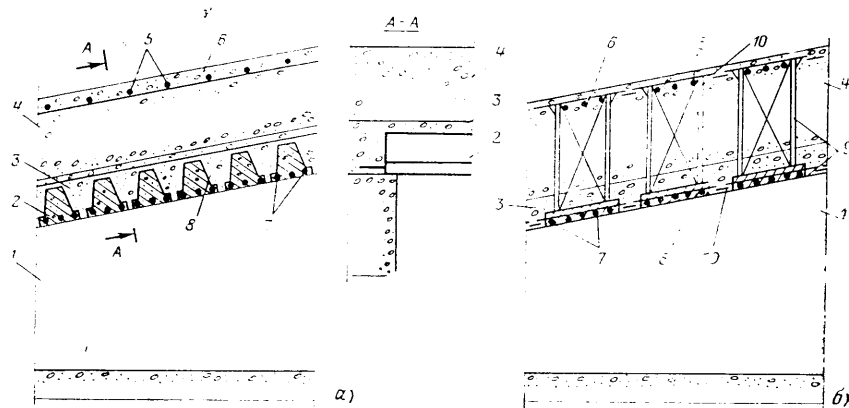


Рис. 7.5. Сборно-монолитные конструкции перекрытий:

а — с применением балок; б — с применением армоферм с омоноличенным нижним поясом; 1 — водовод; 2 — балки; 3 — первый ярус бетона; 4 — второй ярус бетона; 5 — верхняя продольная арматура; 6 — верхняя поперечная арматура; 7 — нижняя продольная арматура; 8 — нижняя поперечная арматура; 9 — армофермы; 10 — сварные стыки арматуры.

Большое распространение получили сборно-монолитные конструкции. На рис. 7.5 показаны два варианта сборно-монолитного перекрытия диффузора отсасывающей трубы (аналогично выполняются перекрытия водосбросов, потерн и т. п.). В первом варианте (рис. 7.5,а) пролеты между ранее выполненными бычками перекрываются сборными балками, в которые включена расчетная поперечная арматура перекрытия. Продольная арматура укладывается в виде сетки поверх балок, после чего укладывается монолитный бетон первого яруса перекрытия. Вес свежесушеного бетона воспринимается балками. После твердения бетона первого яруса укладывается второй ярус (в ряде случаев возможно бетонирование сразу на всю высоту перекрытия). Во втором варианте (рис. 7.5,б) пролеты перекрываются армофермами с омоноличенным нижним поясом. Эти конструкции также изготавливаются на предприятиях производственной базы. Продольная арматура нижнего пояса соединяется на монтаже сваркой. Бетонирование также ведется в два яруса.

Аналогично может выполняться сложнейший элемент массива — торцовая часть колена отсасывающей трубы. Ее собирают из заранее изготовленных на стенде железобетонных сегментов в виде криволинейных балок или армоферм с омоноличенным нижним поясом. Сегменты наружной стороной опираются на ранее выполненное перекрытие диффузора, внутренней — на инвентарные подмости (рис. 7.6).

На вертикальных элементах сооружения применяются арматурно-опалубочные панели (армопанели), представляющие собой железобетонную плиту толщиной 16—24 см с гладкой лицевой и шероховатой тыльной поверхностью, в которую заложена основная рабочая

и распределительная арматура соответствующего элемента сооружения. Применение армопанелей позволяет отказаться от опалубочных работ и в одной операции монтажа армопанелей совместить арматурные работы с образованием полости для укладки монолитного бетона. Армопанели, имея высокую жесткость, позволяют отказаться от дополнительной монтажной арматуры, которую приходится ставить в арматурных конструкциях. Армопанели удобны для выполнения больших вертикальных плоскостей и особенно целесообразны там, где затруднена распалубка (шахты, швы).

В качестве несъемной железобетонной опалубки применяются также плиты-оболочки толщиной 10—12 см.

Весьма эффективны конструкции предварительно омоноличенных пазовых закладных частей. Их изготавливают в специальных формах-кондукторах, обеспечивающих точную установку рабочих и обратных путей паза, армируют расчетной арматурой бычка и монтируют ярусами (рис. 7.7). В бычках небольшой толщины (до 2 м) применяют двухпазовые блоки омоноличенных закладных частей, представляющие собой фрагмент бычка на всю его толщину.

Сборно-монолитные конструкции были применены на строительстве Каунасской, Плявиньской, Рижской, Воткинской, Киевской, Канев-

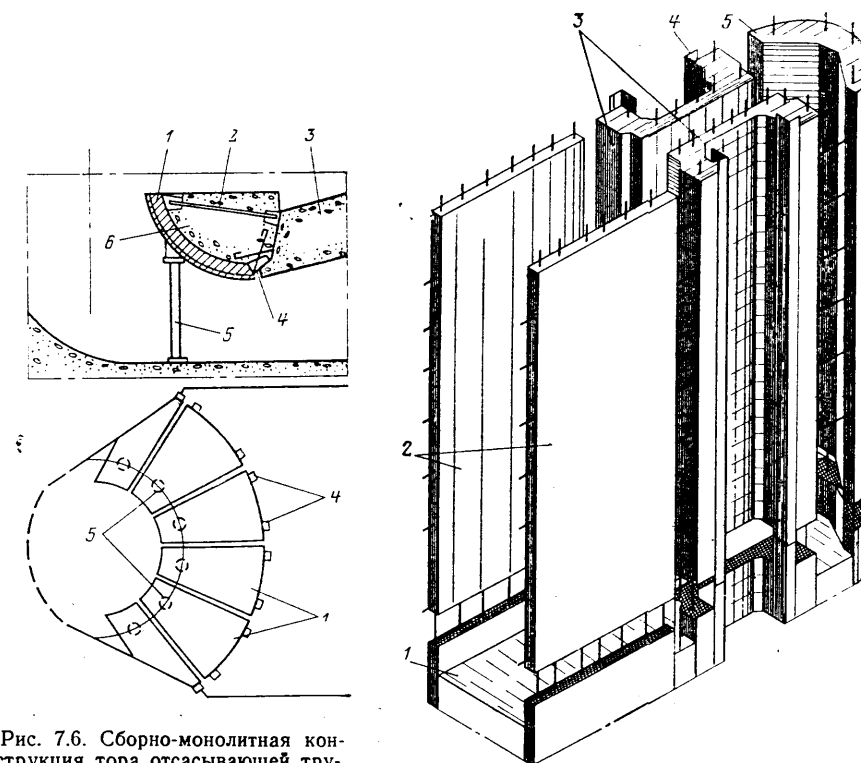


Рис. 7.6. Сборно-монолитная конструкция тора отсасывающей трубы:

1 — железобетонный сегмент; 2 — тяги; 3 — ранее забетонированное перекрытие; 4 — опорный узел; 5 — опорные инвентарные стойки; 6 — бетон омоноличивания.

Рис. 7.7. Сборно-монолитный бычок:

1 — ранее уложенный бетон; 2 — плоские армопанели; 3 — предварительно омоноличенные пазовые конструкции; 4 — металлические закладные части; 5 — армопанель оголовка бычка.

ской, Чесоксарской и ряде других ГЭС, где дали большой производственный эффект, выразившийся в снижении стоимости, трудоемкости и ускорении хода строительства.

При современном уровне оснащения строек кранами сборно-моноконструкции следует применять прежде всего в тех элементах сооружений, где они дают наибольший эффект, не исключая применения обычной инвентарной опалубки в других случаях (особенно на нижних ярусах сооружений). Применение сборного железобетона является не самоцелью, а средством для качественно нового, прогрессивного и экономичного способа выполнения наиболее трудоемких элементов.

Следует отметить также, что применение сборно-моноконструкций позволяет выполнять наружные поверхности сооружений, наиболее подверженные разрушающим воздействиям, из бетона более высоких марок и со специальными качествами. Многочисленные лабораторные и натурные исследования подтверждают наличие хорошего сцепления между сборными элементами и моноконструкцией бетоном при соответствующей подготовке их тыльных поверхностей (наилучшие результаты дает пескоструйная обработка поверхности затвердевшего, но не набравшего полной прочности бетона, а также отштамповка неровностей).

7.6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГЭС

Основная задача эксплуатации ГЭС — выработка электроэнергии с обеспечением высокой надежности энергоснабжения в соответствии с потребностями энергосистемы. Гидроэлектростанции — это предприятия с исключительно высоким уровнем механизации и автоматизации производственного процесса. Их эксплуатация требует сравнительно небольшого количества персонала. Относительная его численность характеризуется штатным коэффициентом, т. е. количеством работающих, приходящихся на 1 МВт установленной мощности. На крупных ГЭС этот коэффициент не превосходит 0,3—0,4 (на ТЭС он доходит до 3,0).

Эксплуатация ГЭС ведется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электростанций» (ПТЭ).

Эксплуатационный персонал ГЭС имеет возможность активно влиять на экономичность ее работы. Для этого необходимо обеспечивать режимы, в которых турбины имеют наивысший КПД, поддерживать наибольшие возможные напоры, ликвидировать утечки воды, не допускать потерь напора на засоренных решетках и, наконец, обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации водохранилища.

Важнейшей задачей эксплуатации ГЭС является поддержание в работоспособном состоянии сооружений и оборудования, чем занимается производственно-ремонтный персонал цехов. Основа надежной работы оборудования — планово-предупредительные профилактические ремонты, проводимые по графику. Вместе с ремонтными работами они относятся к текущим ремонтам.

Современные ГЭС оснащены хорошо оборудованными ремонтными мастерскими, в которых ремонт ведется агрегатно-узловым методом с доставкой узлов ремонтируемого оборудования в мастерские. Очень важно, чтобы в проекте предусматривалось оснащение всех эксплуатационных помещений грузоподъемными механизмами, а также транспортными коммуникациями.

Сложной задачей является защита оборудования, особенно механи-

ческого, от коррозии. Современные ГЭС оборудуются специальными цехами, в которых затворы, решетки и другое оборудование периодически подвергаются пескоструйной обработке и окраске высококачественными красками.

Режимы наполнения и опорожнения водохранилища рассмотрены в гл. 2. Основой назначения режимов служит диспетчерский график. Обычно режимы уровней водохранилища задаются диспетчерской службой энергосистемы.

Для ряда гидроэлектростанций и каскадов успешно разрабатываются автоматические системы управления (АСУ ГЭС), которые будут получать информацию о складывающейся гидрологической и энергетической обстановке, а затем с учетом прогнозов определять и осуществлять оптимальные режимы на ГЭС.

Гидротехнические сооружения ГЭС рассчитаны на работу в течение сотен лет. Между тем технический прогресс в конструировании оборудования приводит к тому, что действующее оборудование довольно быстро морально устаревает. Реконструкция ГЭС с заменой устаревшего оборудования или модернизация отдельных узлов гидроагрегатов позволяет значительно улучшить технико-экономические показатели ГЭС и облегчить работу персонала. Этой работой на ряде ГЭС успешно занимаются коллективы эксплуатационников.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аршеневский Н. Н. Обратимые гидромашинны гидроаккумулирующих электростанций. — М.: Энергия, 1977.
2. Гидроэлектрические станции/ Н. Н. Аршеневский, Ф. Ф. Губин, М. Ф. Губин и др. Под ред. Ф. Ф. Губина и Г. И. Кривченко. Учебник для студентов высших учебных заведений — 2-е изд. перераб. и доп. — М.: Энергия, 1980.
3. Гольцман В. Х. Расчет зданий ГЭС и водосливных плотин. — М.: Энергия, 1968.
4. Гончаров А. Н. Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. Учебник для техникумов. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1978.
5. Денисов И. П. Основы использования водной энергии. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1974.
6. Зарубаев Н. В. Комплексное использование и охрана водных ресурсов. — Л.: Стройиздат, 1976.
7. Использование водной энергии/ Д. С. Щавелев, П. И. Васильев, Ю. С. Васильев и др.: Под ред. Д. С. Щавелева. Учебное пособие для вузов. — Л.: Энергия, 1976.
8. Кривченко Г. И. Гидравлические машины. Турбины и насосы. Учебник для вузов. — М.: Энергия, 1978.
9. Нормы технологического проектирования гидроэлектростанций. ВНТП-12-77 Минэнерго СССР. — М.: Информэнерго, 1977.
10. Слисский С. М. Гидравлика зданий гидроэлектростанций. — М.: Энергия, 1970.
11. Справочник конструктора гидротурбин/ Л. Я. Бронштейн, А. Н. Герман, В. Е. Гольдин и др. Под ред. Н. Н. Ковалева. — Л.: Машиностроение, 1971.
12. Подъемные механизмы гидротехнических сооружений/ В. Я. Мартенсон, В. В. Багрянский, Ю. Н. Красильников, Г. И. Козак. Под ред. В. Я. Мартенсона. — М.: Энергия, 1978.
13. Полонский Г. А. Механическое оборудование гидротехнических сооружений. Учебник для техникумов. 3-е изд. — М.: Энергия, 1982.
14. Потапов В. М., Ткаченко П. Е., Юшманов О. Л. Использование водной энергии. — М.: Колос, 1972.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава первая. Основы гидроэнергетики	4
1.1. Водная энергия в природе	4
1.2. Энергия и мощность водного потока. Гидроэнергетические ресурсы	5
1.3. Основные способы создания напора	7
1.4. Принцип работы гидроэлектростанции, ее мощность и выработка электроэнергии	11
1.5. Классификация гидроузлов и основные типы зданий ГЭС	13
1.6. Плотинные гидроузлы	13
1.7. Деривационные гидроузлы	18
1.8. Электроэнергетика и роль ГЭС в энергетическом хозяйстве	22
1.9. Комплексное использование и охрана водных ресурсов	25
1.10. Развитие советской гидроэнергетики и ее перспективы	31
Глава вторая. Водноэнергетические и энергоэкономические расчеты	35
2.1. Задачи водноэнергетических расчетов и исходные материалы	35
2.2. Годичное и многолетнее регулирование стока	43
2.3. Определение мощности и выработки электроэнергии ГЭС	47
2.4. Суточное и недельное регулирование. Энергетические параметры ГЭС и ГАЭС	49
2.5. Энергоэкономические расчеты	54
Глава третья. Оборудование гидроэлектростанций	60
3.1. Состав оборудования ГЭС	60
3.2. Основные системы гидротурбин и их части	60
3.3. Схемы установки турбин, напор и мощность	61
3.4. Невращающиеся части реактивных турбин	62
3.5. Рабочие колеса реактивных турбин	64
3.6. Маслонапорные установки и регуляторы частоты вращения	66
3.7. Ковшовые турбины	68
3.8. Рабочий процесс турбин и основы теории	68
3.9. Номенклатура и типы гидротурбин	73
3.10. Подбор гидротурбин	75
3.11. Турбинные камеры	80
3.12. Отсасывающие трубы. Кавитация в турбинах и выбор отметки рабочего колеса	84
3.13. Принцип работы гидрогенератора и его основные параметры	88
3.14. Конструкция основных узлов гидрогенератора	90
3.15. Подбор гидрогенераторов и определение их основных размеров	91
3.16. Компоновка гидрогенераторов и гидроагрегатов	92
3.17. Затворы ГЭС	96
3.18. Сороудерживающие решетки и механизмы для их очистки	101
3.19. Грузоподъемные механизмы	103
3.20. Электрическое оборудование	106
3.21. Вспомогательное оборудование	109
Глава четвертая. Водоприемники, водоводы и сооружения на деривации	111
4.1. Водоприемники	111
4.2. Сооружения головных узлов деривационных ГЭС	116
4.3. Конструкции деривационных водоводов	120
4.4. Гидравлический и энергоэкономический расчет деривационных водоводов	123
4.5. Трассировка деривационных водоводов и режимы их работы	125
4.6. Сооружения на деривации	128

Глава пятая. Турбинные водоводы и уравнильные резервуары. Переходные процессы и гидравлический удар	130
5.1. Гидравлический удар в напорных водоводах	130
5.2. Переходные процессы и гарантии регулирования	133
5.3. Переходные процессы в ГАЭС с обратимыми гидромашинными	134
5.4. Уравнильные резервуары	135
5.5. Схемы расположения и конструкции турбинных водоводов	137
5.6. Расчет турбинных водоводов	141
Глава шестая. Здания гидроэлектростанций	143
6.1. Классификация и области применения различных типов зданий ГЭС	143
6.2. Массивная часть здания ГЭС	145
6.3. Подземный контур. Устойчивость здания ГЭС	149
6.4. Машинный зал, монтажная площадка и верхнее строение	155
6.5. Руслонные несомкнутые здания ГЭС	161
6.6. Здания ГЭС, совмещенные с напорными водосбросами	166
6.7. Водостивные здания ГЭС	169
6.8. Приплотинные и наземные обособленные здания ГЭС	171
6.9. Подземные и полуподземные здания ГЭС	175
6.10. Здания гидроаккумулирующих электростанций	178
6.11. Общие сведения о расчетах зданий ГЭС на прочность	179
Глава седьмая. Проектирование, строительство и эксплуатация ГЭС	181
7.1. Организационная структура	181
7.2. Пусковой комплекс	183
7.3. Условия строительства гидроузла и его компоновка	184
7.4. Особенности производства бетонных работ при возведении зданий ГЭС	185
7.5. Индустриализация строительства зданий ГЭС	187
7.6. Эксплуатация ГЭС	190
Список литературы	192