Библиотека СОК

88-5
4725

И024

И. И. Ильиных

ГИДРО-ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

2-е ИЗДАНИЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

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

УЧТЕНО
"РАКУРС"

МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1988

ББК 31.57
И 46
УДК 621.311.21(075.32)

Рецензент канд. техн. наук В. В. Волшаник

Ильиных И. И.

И 46 Гидроэлектростанции: Учебник для техникумов.—2-е изд., перераб и доп.—М.: Энергоатомиздат, 1988.—248 с.: ил.

ISBN 5-283-01958-6

Содержатся сведения об использовании водной энергии, оборудовании и сооружениях, организации проектирования, строительства и эксплуатации ГЭС.

Приводятся водноэнергетические и энергоэкономические расчеты, данные о компоновке ГЭС, физических процессах работы оборудования, описание сооружений, методы подбора оборудования.

Для учащихся техникумов по специальности «Гидротехническое строительство».

И $\frac{2305010000\text{-}267}{051(01)\text{-}88}$ Св. пл. сред. спец. учеб. заведений 124-88 ББК 31.57

© Энергоиздат, 1982

ISBN 5-283-01958-6 © Энергоатомиздат, 1988, с изменениями

88 - 59399

ГОС. ПУБЛИЧНАЯ БИБЛ...

Предисловие

Учебник предназначен для учащихся гидроэнергетических, энергетических и энергостроительных техникумов, обучающихся по специальности № 1203 «Гидротехническое строительство», и является основным пособием по курсу «Гидроэлектростанции и их оборудование».

Первое издание учебника вышло в свет в 1982 г. За истекшие годы произошли заметные изменения в направлениях развития энергетики, что нашло отражение в решениях XXVII съезда КПСС и в Энергетической программе СССР, повысивших роль гидроэнергетики как важнейшего компонента топливно-энергетического комплекса страны. Изменилась инвестиционная политика, позволяющая направлять крупные средства на реконструкцию и техническое перевооружение действующих гидроэлектростанций (ГЭС). Приняты решения о развитии на современной основе строительства малых ГЭС. Повысилось внимание к экологическим проблемам, возникающим при развитии энергетики. Все это потребовало изменения ряда разделов учебника и введения дополнительного материала.

Учебник состоит из семи глав. В гл. 1 кратко изложены основы гидроэнергетики, ее история и перспективы развития. В гл. 2 даются упрощенные методы водноэнергетических и энергоэкономических расчетов. В гл. 3 описаны конструкции гидроэнергетического оборудования и рекомендации по его подбору. В гл. 4—6 рассмотрены конструкции основных сооружений гидроузлов. В гл. 7 даны основные сведения об организации проектирования, строительства, эксплуатации ГЭС, их реконструкции и техническом перевооружении.

При изложении материалов описываются методы простейших инженерных расчетов, сопровождающиеся рядом примеров, число которых во втором издании увеличено. Особое внимание уделено фи-

зической сущности процессов, происходящих при работе оборудования и сооружений.

Учитывая дальнейшее развитие строительства гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), в учебнике приводятся основные сведения об особенностях их оборудования и сооружений.

Излагаемый материал иллюстрируется примерами и описаниями конкретных, наиболее интересных и современных объектов. В учебнике уделено внимание проблемам комплексного использования водных ресурсов и защите окружающей среды.

Автор выражает глубокую благодарность рецензенту канд. техн. наук В. В. Волшанику, редактору Э. Н. Поляковой, канд. техн. наук Е. Н. Чаплыгиной, В. А. Майорову и другим товарищам за полезные замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению рукописи при подготовке ее к изданию.

Все замечания по учебнику просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Автор

Глава 1

ОСНОВЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

1.1. Водная энергия в природе

Под действием солнечного излучения с поверхности океанов, морей, материков испаряется вода. Воздушные потоки разносят водяные пары над земной поверхностью. Сконденсировавшись в верхних холодных слоях атмосферы, водяные пары в виде дождя и снега выпадают на землю. Под действием силы тяжести частицы воды перемещаются по поверхности земли на более низкие уровни, образуются ручьи и реки, которые широкими и спокойными потоками или бурными стремнинами с водопадами вливаются в моря и озера.

Испаряясь под действием солнечных лучей, частицы воды вновь поднимаются в атмосферу, совершая бесконечный круговорот воды в природе, составляющий одну из основ жизни на Земле (рис. 1.1).

Вода обладает механической энергией и, проходя по руслу, постепенно теряет свою потенциальную энергию. Некоторая часть ее

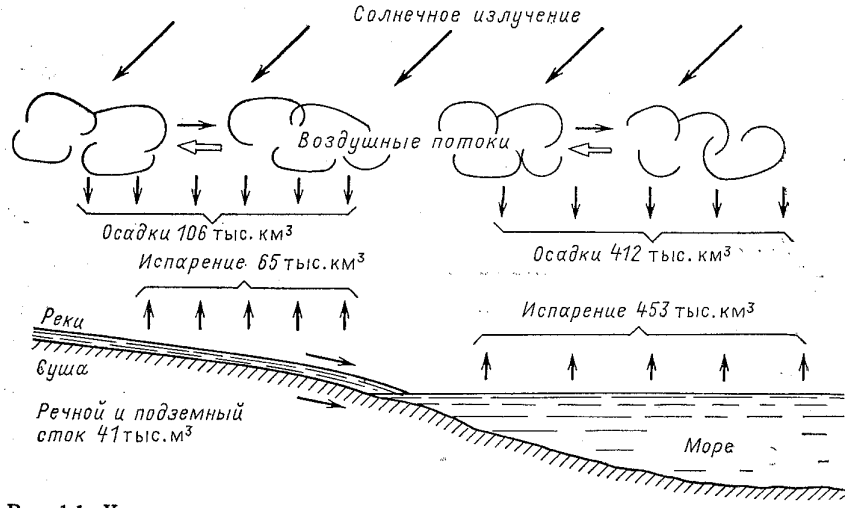


Рис. 1.1. Круговорот воды в природе

переходит в кинетическую, скоростную энергию движущихся масс, большая часть затрачивается на работу по преодолению сил трения между частицами воды, между водным потоком и руслом, размывая его и перемещая наносы. В конечном итоге энергия превращается в тепловую и рассеивается. Однако механическая энергия воды, или гидравлическая, непрерывно возобновляется.

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

Проблемы использования энергии воды изучает гидроэнергетика, которая является одной из составляющих отрасли, называемой электроэнергетикой.

1.2. Энергия и мощность водного потока. Гидроэнергетические ресурсы

Предположим, что поток имеет постоянные по длине русла сечение и скорость течения воды, при этом боковая приточность отсутствует. Для определения энергии водного потока рассмотрим его участок AB (рис. 1.2). Воспользуемся уравнением Бернулли, которое определяет удельную энергию потока, т. е. энергию массы воды, вес которой равен 1 Н (одному ньютону):

$$e = z + \frac{p}{\rho g} + \alpha \frac{v^2}{2g}, \qquad (1.1)$$

где e — удельная энергия, Дж или Н·м; z — геометрическая высота точки сечения над уровнем моря или над произвольной плоскостью сравнения 00, м; p — давление в точке сечения потока, Па; v — средняя скорость течения воды, м/с; ρ — плотность воды, кг/м^3; g=9,81 м/с^2 — ускорение свободного падения; α=1,03÷1,1 — безразмерный коэффициент кинетической энергии, или коэффициент Кориолиса, учитывающий неравномерность распределения скоростей по сечению.

Сумма $z+p/(\rho g)=h$ определяет запас удельной потенциальной энергии в данном сечении, т. е. запас энергии высотного положения z и энергии давления $p/(\rho g)$. Для всех точек сечения потока со свободной поверхностью суммарная потенциальная энергия h постоянна, так как с увеличением z на такое же значение уменьшается $p/(\rho g)$. Удельную потенциальную энергию в сечении потока можно, таким образом, определять высотой отметки свободной поверхности над плоскостью сравнения. Для сечений A и B эта энергия соответственно равна

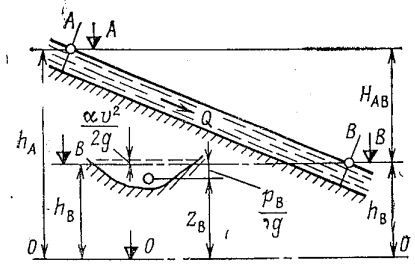


Рис. 1.2. К выводу формулы мощности потока

$$\left.\begin{aligned} h_A &= \nabla A; \\ h_B &= \nabla B. \end{aligned}\right\} \qquad (1.2)$$

Слагаемое $\alpha \frac{v^2}{2g}$ определяет удельную кинетическую (скоростную) энергию. Уравнение (1.1) характеризует запас всей удельной энергии e в данном сечении. Согласно закону сохранения энергии в потоке жидкости энергия e_{AB}, выделившаяся при движении на участке AB, равна разности энергии потока в сечениях (створах) A и B:

$$e_{AB}=e_A-e_B. \qquad (1.3)$$

Принимая $v_A=v_B$, разностью кинетических энергий можно пренебречь $\left(\alpha \frac{v_A^2}{2g} - \alpha \frac{v_B^2}{2g} = 0\right)$.

Тогда энергия водного потока на участке AB составит

$$e_{AB}=h_A-h_B=\nabla A-\nabla B=H_{AB}, \qquad (1.4)$$

где H_{AB} — перепад уровней свободной поверхности на участке AB.

При определении полной энергии потока необходимо учесть водность потока, определяемую расходом воды Q, м^3/с. Предположим, что в течение времени t через участок AB проходит объем воды Qt, м^3, вес которого составит $Qt\rho g$. Тогда полная энергия, Дж, выделившаяся на участке,

$$Э_{AB}=H_{AB}Qt\rho g. \qquad (1.5)$$

Определим мощность потока N_{AB}, т. е. энергию, выделяющуюся за 1 с:

$$N_{AB}=Э_{AB}/t=H_{AB}Q\rho g. \qquad (1.6)$$

В (1.6) размерность N_{AB} будет

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

Ватт — достаточно малая единица измерения, поэтому в энергетике используют более крупные кратные единицы мощности — киловатт (1 кВт=1000 Вт) и мегаватт (1 МВт=1000 кВт=10^6 Вт).

Выразив N_{AB} в киловаттах и приняв численные значения ускорения свободного падения g=9,81 м^2/с и плотности ρ=1000 кг/м^3 (для водотоков с чистой пресной водой), получим

$$N_{AB}=9{,}81QH_{AB}. \qquad (1.7)$$

Количество электроэнергии в промышленности принято измерять в киловатт-часах (1 кВт·ч=3,6·10^6 Дж). Если измерять время T в часах, то энергия $Э_{AB}$, кВт·ч, будет

$$Э_{AB}=9{,}81QH_{AB}T,$$

в частности энергия, выделившаяся за год, T=8760 ч,

$$Э_{AB}^{год} = 85\,936\,QH_{AB}. \qquad (1.8)$$

При подсчете энергии иногда удобнее пользоваться значением стока W в кубических метрах $W=Qt$ (Q — в м³/с; t — в секундах). Подставив в (1.5) W, численные значения ρ и g и выразив $Э$ в кВт·ч, получим

$$Э = \frac{WH}{367{,}2}. \qquad (1.9)$$

Формулы (1.7) и (1.9) применяются для определения гидроэнергетического потенциала, который выражается мощностью или годовой энергией, вычисленной для потока при его среднемноголетнем расходе. Для получения теоретического гидроэнергетического потенциала все реки рассматриваемого бассейна, страны, региона или всего 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 строительства ГЭС, определяют технический гидроэнергетический потенциал. Часть его, использование которой экономически целесообразно в настоящее время, называется экономическим гидроэнергетическим потенциалом.

Теоретический гидроэнергетический потенциал рек всего мира оценивается в 3750 млн. кВт по мощности или 32 900 млрд. кВт·ч по производству электроэнергии. Теоретический гидроэнергетический потенциал крупных и средних рек СССР составляет 450 млн. кВт или 3942 млрд. кВт·ч (около 12% мирового потенциала).

Технический гидроэнергетический потенциал оценивается в 240 млн. кВт и 2106 млрд. кВт·ч, экономический— в 125 млн. кВт и 1095 млрд. кВт·ч.

По экономическому гидроэнергетическому потенциалу СССР превосходит другие страны, например в США он составляет 705, в Бразилии 657, в Канаде 535 млрд. кВт·ч. Но по степени его освоения СССР уступает многим странам мира с развитой гидроэнергетикой, используется лишь 19,1% потенциала по фактической выработке электроэнергии (в США — 45, в Канаде — 42, в Японии — 58, во Франции — 94, в Швейцарии — 95%).

Соотношение между техническим и экономическим потенциалами зависит от экономической конъюнктуры, которая в последние годы изменяется в пользу гидроэнергетики. В настоящее время проявляется повышенное внимание и к гидроэнергетическим запасам малых рек, использование которых ранее не считалось экономически выгодным. По неполным данным технический потенциал малых рек СССР составляет около 10 млн. кВт по мощности и 84 млрд. кВт·ч по выработке электроэнергии.

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 некоторый напор H, близкий к перепаду участка. Установив турбины и пропуская через них расход воды Q под напором H, можно получить соответствующую мощность N.

Существуют два основных способа создания напора: плотинный и деривационный.

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

Водное пространство, прилегающее к верховой стороне подпорных сооружений, называется верхним бьефом, к низовой стороне — нижним бьефом. Уровень верхнего бьефа, или подпорный уровень, обозначается УВБ, уровень нижнего бьефа— УНБ. Разность уровней верхнего и нижнего бьефов называется статическим напором

$$H = УВБ — УНБ. \qquad (1.10)$$

Статический напор H несколько меньше перепада уровней H_{AB}, так как вода в верхнем бьефе имеет не горизонтальную, а вогнутую поверхность, образующую кривую подпора. Потери напора $h_{подп}=H_{AB}-H$ расходуются на перемещение воды в верхнем бьефе.

В створе B сооружают гидроэлектростанцию, через турбины которой пропускают под напором H воду для выработки электроэнергии.

Построить такую плотину, которая позволила бы использовать сразу весь перепад реки от устья до ее верховий, обычно невозмож-

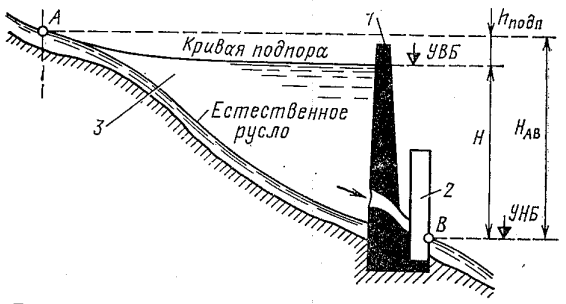


Рис. 1.3. Плотинная схема создания напора:
1 — плотина; *2* — здание ГЭС; *3* — водохранилище

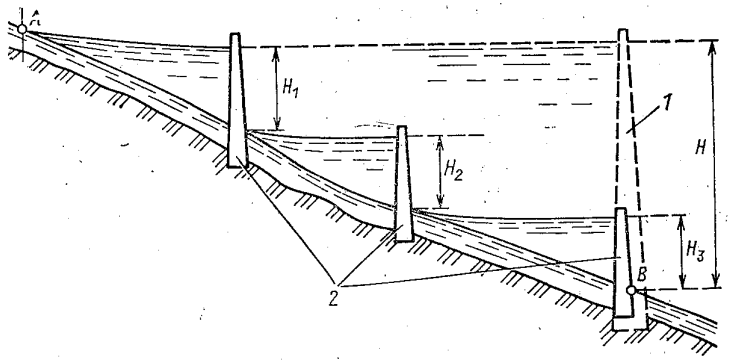


Рис. 1.4. Схема каскада гидроузлов:
1 — расположение плотины при одноступенчатой схеме; *2* — ступени каскада

но, к тому же это привело бы к непомерным затоплениям. Поэтому реку 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, называют 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 300 м.

На реках со сравнительно небольшим расходом 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 *А*) воду отводят из естественного русла в искусственный водовод, называемый деривацией, и подводят ее к концу участка (створ *В*). 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 или туннель трассируют с минимальным уклоном, используя благоприятные топографические условия. В этой схеме также не используется часть перепада участка *АВ* из-за неизбежных потерь $h_{дер}$ в деривации.

Если деривация выполнена в виде напорного туннеля (или трубопровода), то она называется напорной (рис. 1.5,*в*).

На рис. 1.5,*б*, *в* здание ГЭС располагается в конце деривации, называемой в этом случае подводящей. Возможно другое решение (рис. 1.5,*г*) — размещение здания ГЭС на низких отметках и отвод от него воды с помощью безнапорной или напорной отводящей деривации.

Часть напора $H_{пл}$ в деривационных схемах может создаваться плотиной (рис. 1.5,*в*, *г*). Деривационным способом можно создать

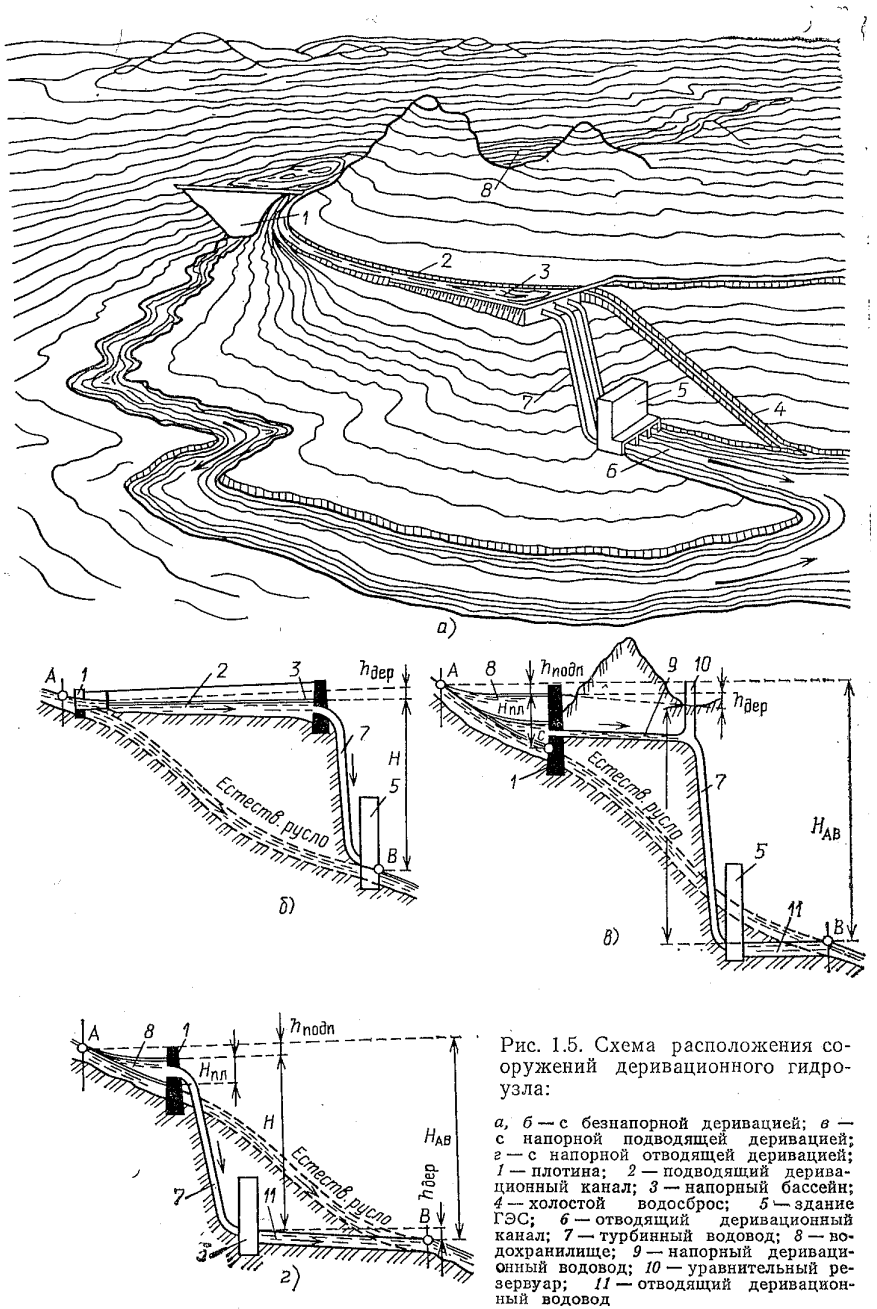


Рис. 1.5. Схема расположения сооружений деривационного гидроузла:

а, *б* — с безнапорной деривацией; *в* — с напорной подводящей деривацией; *г* — с напорной 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* — уравнительный резервуар; *11* — отводящий деривационный водовод

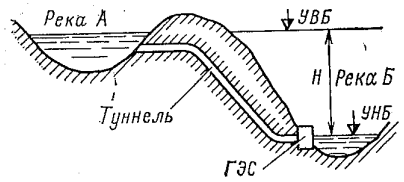


Рис. 1.6. Использование напора между смежными водотоками

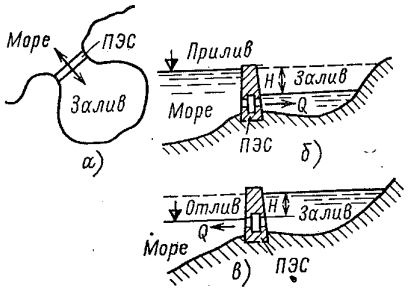


Рис. 1.7. Схема приливной электростанции:
а — план; *б* — схема работы при приливе; *в* — то же при отливе

любой обеспеченный природными условиями напор, возможно создание каскадов гидроузлов.

Применение деривационного способа на многоводных реках и реках с умеренным падением привело бы к устройству весьма протяженных водоводов большого сечения с очень большими объемами работ и непомерной стоимостью и поэтому нереально. Деривационные схемы с созданием больших мощностей возможны только на горных реках.

Природные условия позволяют иногда 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 перегородить плотиной и соорудить при ней ПЭС (рис. 1.7). 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 море в часы отлива через турбины при том же напоре.

Запасы приливной энергии СССР определены по мощности в 113 млн. кВт с возможной годовой выработкой электроэнергии 270 млрд. кВт·ч. Однако удобных для строительства ПЭС заливов в природе мало, поэтому использование приливной энергии пока

не получило широкого распространения; кроме того, ПЭС очень дороги.

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

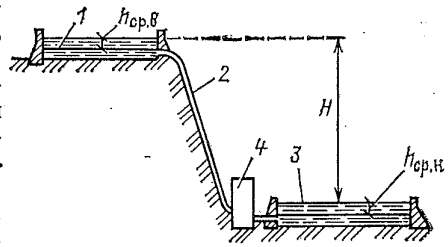


Рис. 1.8. Схема гидроаккумулирующей электростанции:
1 — верхний бассейн; *2* — напорный трубопровод; *3* — нижний бассейн; *4* — здание ГАЭС; $h_{ср}$ — глубина сработки

В периоды избытка энергии в энергосистеме агрегаты ГАЭС работают в насосном режиме и закачивают воду из нижнего в верхний бассейн, потребляя электроэнергию, выработанную другими 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 освоенные техникой аккумуляторы, способные запасать энергию в промышленных масштабах. В целом ГАЭС потребляет электроэнергии больше, чем вырабатывает, но при этом экономит топливо на тепловых электростанциях, обеспечивающих работу ее в насосном режиме. Отношение выработанной электроэнергии к затраченной называется коэффициентом полезного действия (КПД) гидроаккумулирования и составляет 0,73—0,8.

1.4. Принцип работы гидроэлектростанции, ее мощность и выработка электроэнергии

Гидравлическая энергия на участке реки AB в естественном состоянии быстро уменьшается при движении воды от створа A к створу B, рассеиваясь вдоль русла. После создания напора плотинным или деривационным способом энергия в верхнем бьефе конечного створа $B_в$ почти такая же, как и в створе A, в нижнем бьефе створа $B_н$ она примерно такая, как и в природном состоянии (рис. 1.9).

Гидроэлектростанция — это комплекс гидротехнических сооружений и оборудования для преобразования сконцентрированной гидравлической энергии потока в электрическую энергию (рис. 1.10). Из верхнего бьефа вода поступает в водоприемник *1* и затем по водоводам *2* подводится к турбинам *3*. Из проточной части турбин вода отводится в нижний бьеф.

Турбина вращает ротор гидрогенератора *4*, и в его статоре *5* вырабатывается электрический ток, который подается по шинам *6* на повысительный трансформатор *7*, передается на распределительное устройство *8* и под высоким напряжением по линиям электропередачи *9* направляется к потребителям электроэнергии.

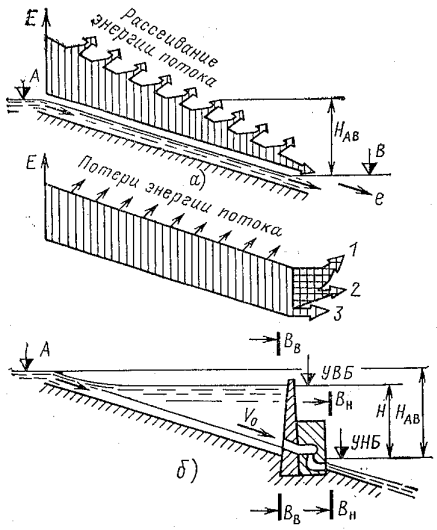


Рис. 1.9. Диаграмма энергии E водного потока:
а — в естественном состоянии; *б* — после сооружения ГЭС; *1*—выработанная электроэнергия; *2* — потери электроэнергии; *3*— неиспользованная энергия потока

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

$$N=9{,}81QH. \qquad (1.11)$$

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 КПД ГЭС η, учитывающего потери в водоприемнике, водоводах, турбине и генераторе. Тогда полезная электрическая мощность ГЭС определится формулой

$$N=9{,}81QH\eta. \qquad (1.12)$$

Для ориентировочных расчетов, принимая $\eta=0{,}87$, пользуются формулой

$$N=8{,}5QH. \qquad (1.13)$$

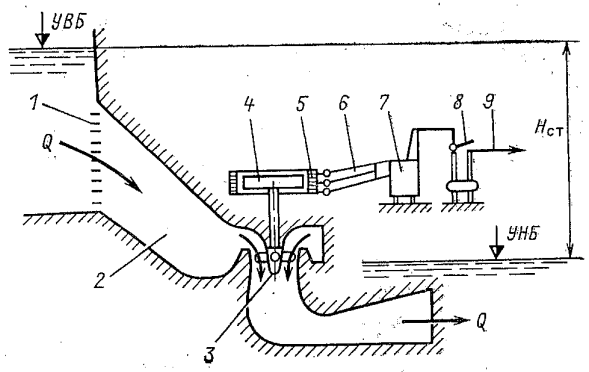


Рис. 1.10. Технологическая схема гидроэлектростанции

Выработка электроэнергии ГЭС, кВт·ч, за период работы T определяется по формуле

$$Э=NT=8{,}5QHT. \qquad (1.14)$$

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

$$N_{нас}=\frac{9{,}81}{\eta_{нас}}QH, \qquad (1.15)$$

где $\eta_{нас}$ — КПД в насосном режиме (примерно 0,92).

Параметры ПЭС можно определить по формулам

$$\left.\begin{aligned} N_{пэс}&=225A^2F;\\ Э_{пэс}&=1{,}97\cdot10^6AF,\end{aligned}\right\} \qquad (1.16)$$

где $N_{пэс}$ и $Э_{пэс}$ — мощность, кВт, и годовая выработка электроэнергии, кВт·ч; A — среднегодовая амплитуда прилива, м; F — площадь залива, отсеченного дамбой, км².

Примеры расчетов.

1. Определить мощность ГЭС, турбины которой пропускают расход $Q=2000$ м³/с при напоре $H=25$ м.

Решение. $N=8{,}5\,QH=8{,}5\cdot2000\cdot25=425\,000$ кВт$=425$ МВт.

2. Определить годовую выработку электроэнергии той же ГЭС при условии, что ее мощность используется в течение $T=5200$ ч в году.

Решение. $Э=NT=425\,000\cdot5200=2{,}210\cdot10^9$ кВт·ч$=2{,}21$ млрд кВт·ч.

3. Сопоставить расходы двух ГЭС, имеющих примерно одинаковую мощность: Нижнекамской на р. Каме мощностью 1248 МВт при напоре 12,4 м и Токтогульской на р. Нарыне мощностью 1200 МВт при напоре 140 м.

Решение. Расход Нижнекамской ГЭС, м³/с,

$$Q=\frac{N}{8{,}5H}=\frac{1\,248\,000}{8{,}5\cdot12{,}4}=11840{,}6.$$

Расход Токтогульской ГЭС, м³/с,

$$Q=\frac{N}{8{,}5H}=\frac{1\,200\,000}{8{,}5\cdot140}=1008{,}4.$$

Пример 3 наглядно показывает энергетическую ценность горных рек, имеющих большой уклон, позволяющий концентрировать на одном гидроузле значительный напор, получать большую мощность при отсутствии большой водности. Так, р. Нарын, протекающая в горной местности Средней Азии, имеет средний уклон 2,75 м/км и при среднемноголетнем стоке 15,4 км³ располагает энергетическим потенциалом 36,5 млрд. кВт·ч. Средний уклон Камы, протекающей по Европейской равнине, равен 0,11 м/км, среднемноголетний сток 119 км³, энергетический потенциал реки составляет 12,7 млрд. кВт·ч, что почти в 3 раза меньше потенциала р. Нарына, хотя водность Камы больше в 7,7 раза.

Использование кинетической энергии потока. Выше рассматривалось энергетическое использование только потенциальной энергии потока. Нельзя ли использовать его кинетическую, скоростную энергию? Безусловно, можно. Существуют

многочисленные проекты и предложения создания ГЭС со свободнопоточными (русловыми) гидромашинами с лопастными колесами, вертушками и т. п. Интересны, например, гирляндные ГЭС Б. С. Блинова, в которых ряд небольших вертушек вращают общий гибкий вал — трос. Определим мощность, которую можно получить от кинетической энергии 1 м² сечения потока. По формуле (1.1) удельная кинетическая энергия $e_к=\alpha V^2/(2g)$. За 1 с через 1 м² проходит объем воды, численно равный Q, при этом численно $Q=V$. По аналогии с выражением (1.6)

$$N=\alpha\frac{V^2}{2g}Q\rho g=\alpha\frac{V^2Q\rho}{2}=\alpha\frac{V^3}{2}\rho.$$

Принимая $\alpha=1$, $\rho=1000$ кг/м³, выражая мощность в киловаттах и вводя КПД установки (теоретически он не превышает 0,5), получаем

$$N=0{,}5V^3\eta. \qquad (1.17)$$

При достаточно высокой для равнинной реки скорости течения 2 м/с мощность, которую можно получить с 1 м², составит всего 2 кВт. Таким образом, речь может идти только о микроГЭС, которые не могут иметь особого значения в хозяйстве. Попытки устройства большого числа таких ГЭС привели бы к загромождению реки и образованию подпора.

1.5. Классификация гидроузлов и основные типы зданий ГЭС

Гидроузел — это комплекс гидротехнических сооружений, объединенных по своему расположению и назначению. Рассмотрим гидроузлы, основным назначением которых является выработка электроэнергии. 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.

Здания ГЭС делятся на *русловые*, входящие в состав напорного фронта гидроузлов, т. е. способные воспринимать напор и выполнять функции подпорного сооружения, и здания, которые *непосредственно напора не воспринимают* и в состав напорного фронта не входят. К ним относятся *приплотинные* здания ГЭС, т. е. непосредственно примыкающие к бетонной плотине, и *обособленные* — *наземные* или *подземные*.

Водоприемник русловых зданий ГЭС является частью здания, располагаясь непосредственно перед входом в проточную часть турбины. В компоновках со зданием ГЭС, не воспринимающим 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:

плотинный гидроузел (т. е. использующий напор, создаваемый плотиной) с русловым зданием ГЭС;

плотинный гидроузел с приплотинным зданием ГЭС;

плотинный гидроузел с обособленным (подземным или наземным) зданием ГЭС;

деривационный (т. е. использующий напор, создаваемый деривацией) гидроузел с безнапорной деривацией;

деривационный гидроузел с напорной деривацией.

Здания ГЭС деривационных гидроузлов являются обособленными.

1.6. Плотинные гидроузлы

Гидроузлы с русловым зданием ГЭС. Русловые здания ГЭС применяются при сравнительно небольших напорах (до 60 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, расходы весеннего половодья которых намного превышают пропускную способность турбин, поэтому в состав напорного фронта входит бетонная водосливная плотина. Иногда в конструкцию руслового здания ГЭС входят поверхностные или напорные водосбросы для сброса воды помимо турбин (здания ГЭС *совмещенного типа*). В этом случае водосливная плотина отсутствует или ее размеры сокращаются. Если река

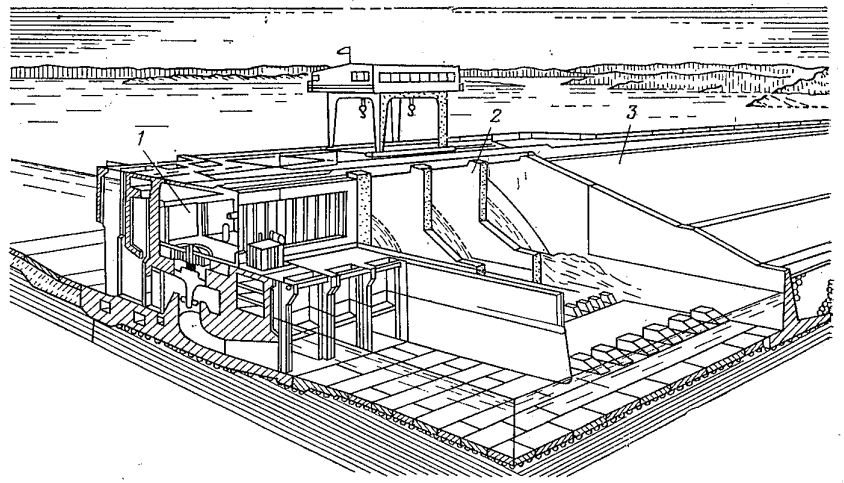


Рис. 1.11. Плотинный гидроузел с русловым зданием ГЭС:
1 — здание ГЭС; *2* — водосливная плотина; *3* — глухая плотина

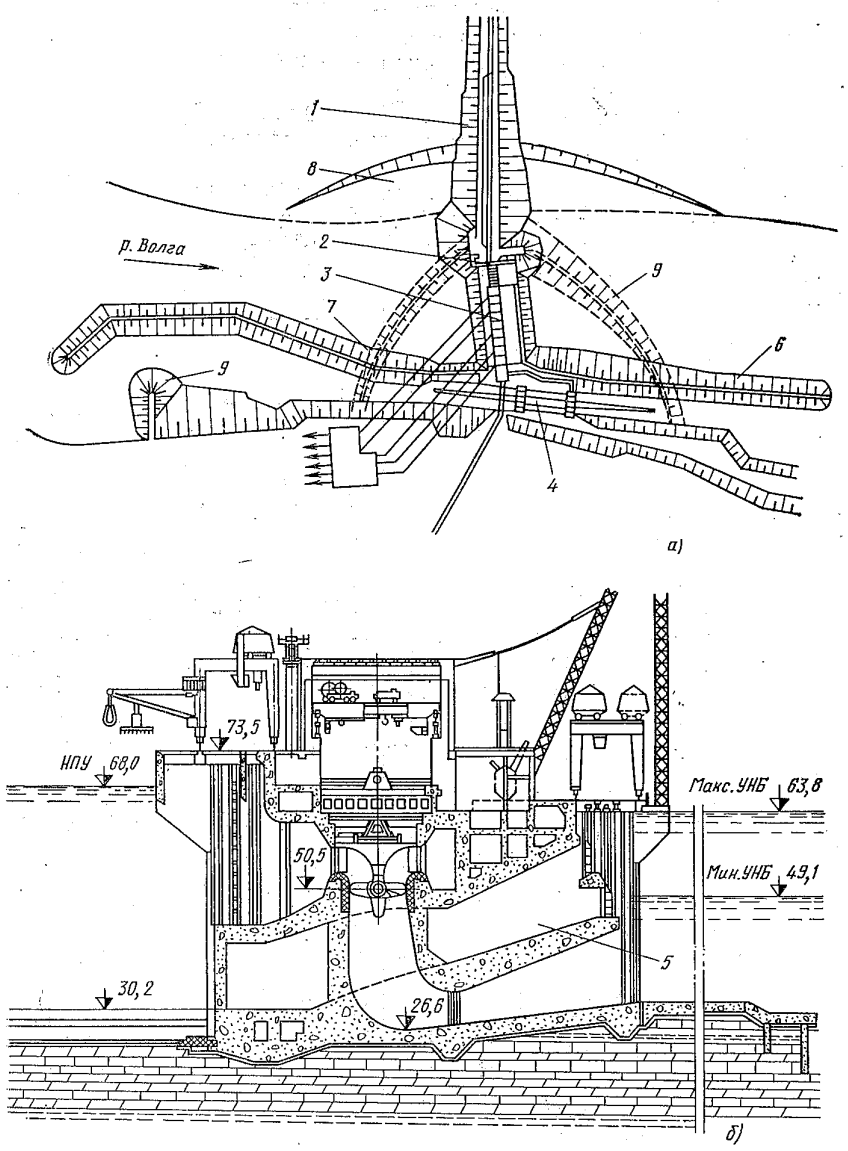


Рис. 1.12. Чебоксарский гидроузел на р. Волге:

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

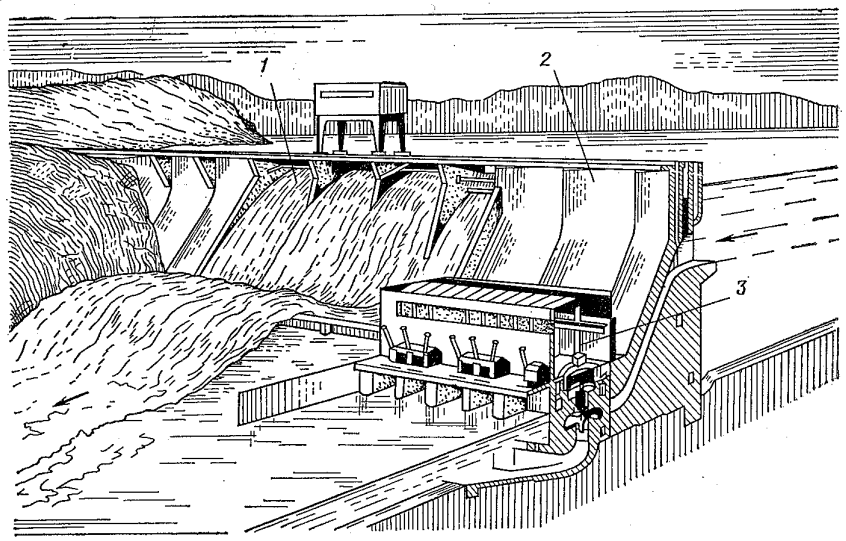


Рис. 1.13. Плотинный гидроузел с приплотинным зданием ГЭС:

1 — водосливная плотина; *2* — станционная плотина; *3* — здание ГЭС

судоходна, в составе гидроузла предусматривают судопропускные сооружения (шлюз или судоподъемник).

К плотинным гидроузлам с русловым зданием ГЭС относятся, например, все гидроузлы Волжско-Камского, Днепровского (кроме Днепрогэс им. 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 здание ГЭС совмещенного типа, в котором размещаются 16 гидроагрегатов общей мощностью 1400 МВт при напоре 12,4 м, водосливная и земляная плотины. Через турбины ГЭС может быть пропущено около 12 тыс. м^3/с воды, через водосбросы здания ГЭС и водосливную плотину — 36 тыс. м^3/с. Со стороны правого берега к зданию ГЭС примыкает двухниточный однокамерный судоходный шлюз.

Гидроузлы с приплотинным зданием ГЭС. При напорах свыше 60 м, а на малых ГЭС—и при более низких напорах строительство руслового здания ГЭС становится нецелесообразным или 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 турбинными водоводами, проходящи-

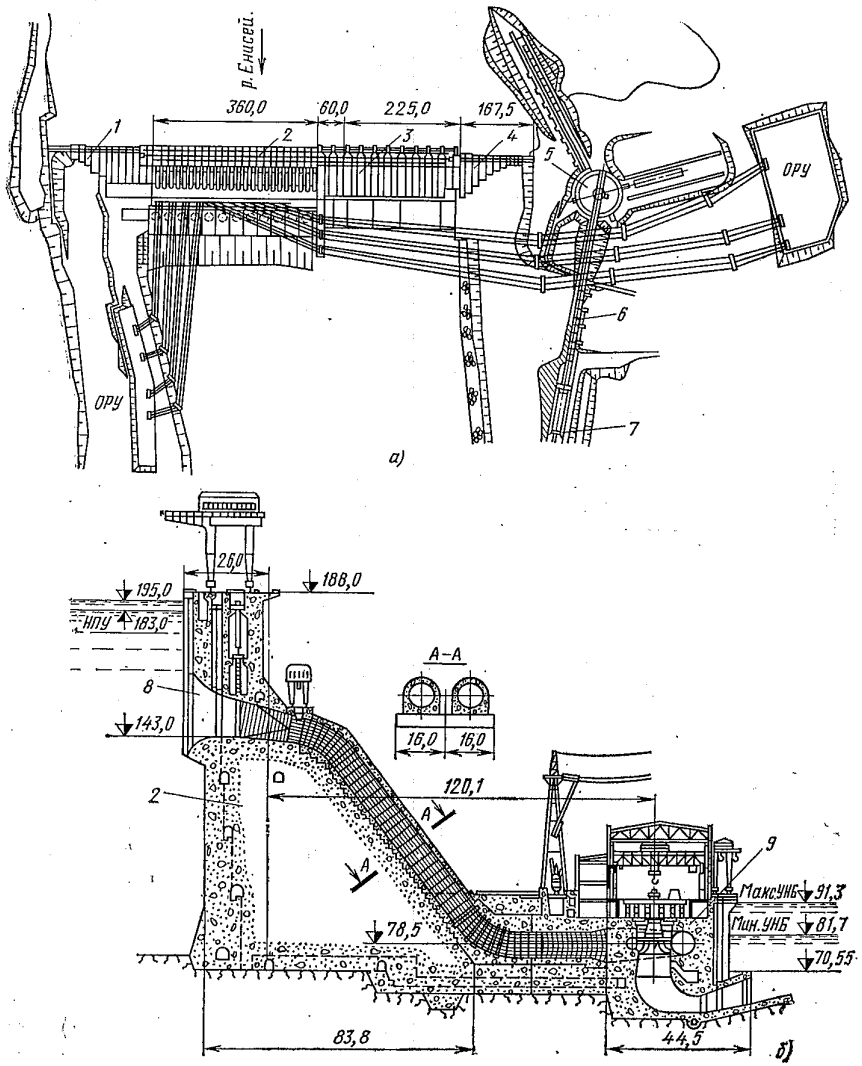


Рис. 1.14. Красноярский гидроузел на р. Енисее:

а — план гидроузла; *б* — разрез по станционной плотине и зданию ГЭС; *1, 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

ми в массиве станционной плотины или 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 300 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, Днепровская им. В. И. Ленина на р. Днепре и ряд других.

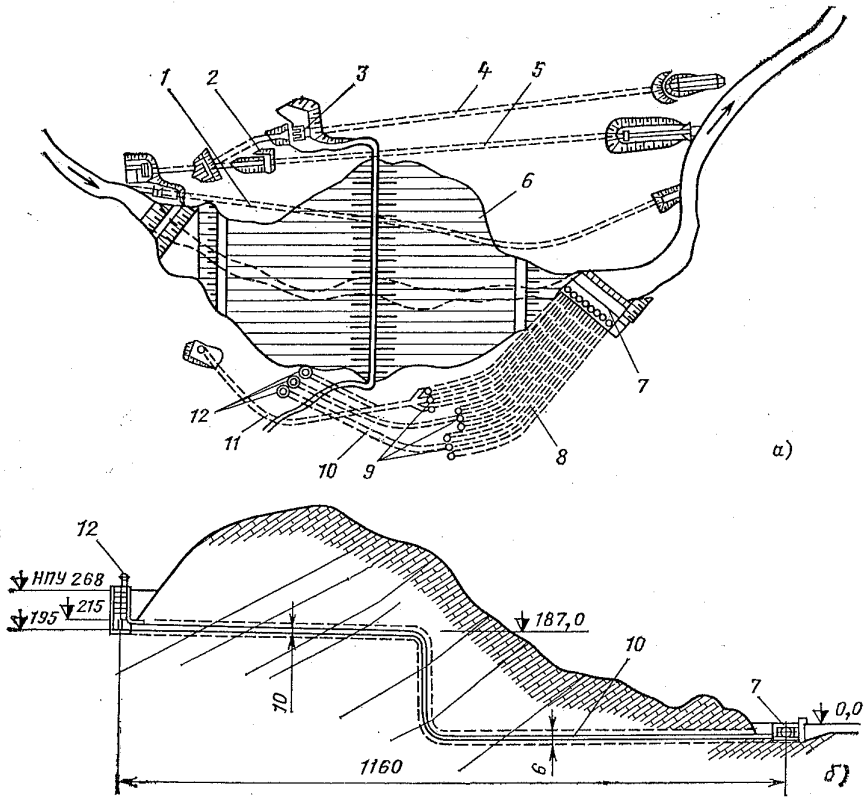


Рис. 1.15. Нурекский гидроузел на р. Вахше:

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

Гидроузлы с обособленным зданием ГЭС. Если напор создается плотиной 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 плотиной или в обход нее. 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.

Обособленное здание ГЭС может 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 плотиной из грунтовых материалов высотой 300 м. В верхнем бьефе гидроузла размещены башенные водоприемные сооружения, от которых системой туннелей вода подается к обособленному зданию ГЭС, где установлено девять гидроагрегатов суммарной мощностью 2700 МВт при напоре 230 м. По особым туннелям сбрасывается вода в половодье.

Схема с обособленным зданием ГЭС применена на Капчагайском гидроузле на р. Или, Мингечаурском на р. Куре, Курейском на р. Курейке, Бурейском на р. Бурее и др. Обособленное здание ГЭС может быть не только наземным, но и подземным (например, на Колымском гидроузле на р. Колыме).

1.7. Деривационные гидроузлы

Компоновка и состав сооружений деривационных гидроузлов зависят прежде всего от типа деривации. Природные условия создают 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 в тех случаях, когда колебания уровня верхнего бьефа невелики и топографические условия благоприятны для трассировки канала. В качестве безнапорной деривации нередко используют оросительные каналы, на перепадах которых ставят небольшие ГЭС. Схема гидроузла показана на рис. 1.16. Его сооружения подразделяются 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 наносов и уменьшения истирания наносами облицовок водоводов, деталей турбин непосредственно после регулятора устраивают отстойник.

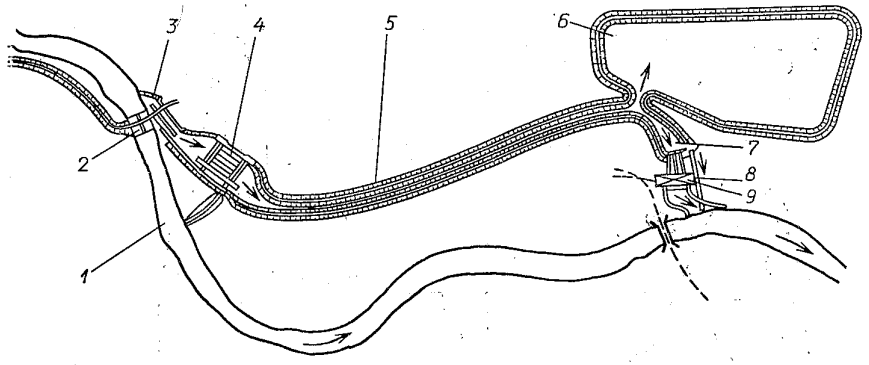


Рис. 1.16. План гидроузла с безнапорной деривацией:
1 — русло реки; *2* — плотина; *3* — водоприемник; *4* — отстойник; *5* — деривационный канал; *6* — бассейн суточного регулирования; *7* — напорный бассейн; *8* — водосброс; *9* — здание ГЭС

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, позволяющий накапливать некоторый запас воды.

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

Примером гидроузла с безнапорной деривацией является плотинно-деривационный Фархадский гидроузел на р. Сырдарье (рис. 1.17). Напор, равный 32 м, создается за счет как плотины (20 м), так и подводящей и отводящей деривации (12 м). Канал общей длиной 23 км может пропускать до 460 м^3/с воды и предназначен в основном для орошения. Мощность ГЭС 120 МВт.

Гидроузлы с напорной деривацией сооружаются в горных условиях со сложными топографическими и климатическими условиями. Напорные деривационные туннели пронизывают горные массивы по наивыгоднейшим трассам. Они защищены от внешних атмосферных воздействий. Напоры ограничиваются только природными условиями и могут быть достаточно высокими. На Татевской ГЭС на р. Воротане в Армении создан напор 575,8 м, за рубежом на некоторых гидроузлах напор достигает 2000 м.

На рис. 1.18 приведена схема гидроузла с напорной деривацией. Верхним бьефом служит водохранилище, образуемое водоудерживающей плотиной. Из водохранилища вода забирается глубинным водоприемником, допускающим работу при значительных колебаниях уровня, и направляется в напорный деривационный туннель. В конце напорного водовода обычно устраивается уравнительный резервуар, ограничивающий давление в деривации при гидравли-

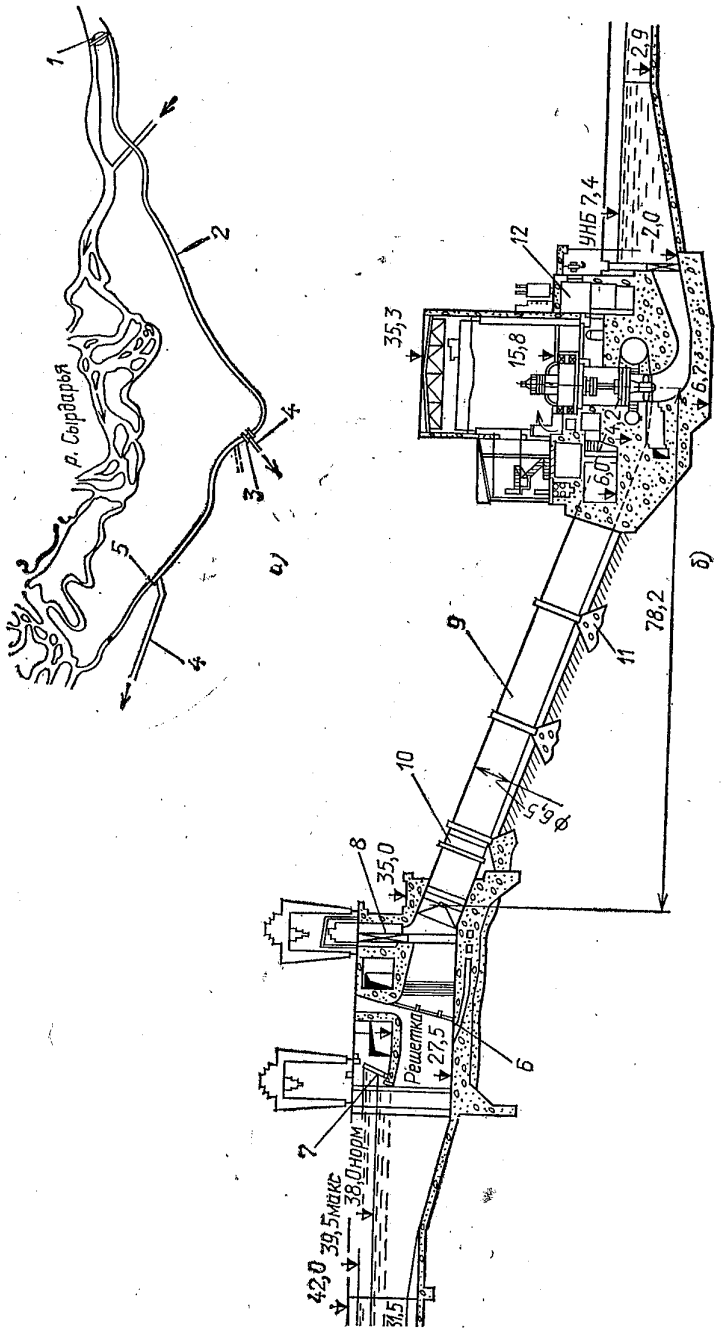


Рис. 1.17. Фархадский гидроузел на р. Сырдарье:
а — план гидроузла; *б* — разрез по напорному бассейну и зданию ГЭС; *1* — головной узел; *2* — деривационный канал; *3* — станционный узел; *4* — оросительный канал; *5* — вододелитель; *6* — промывные галереи; *7* — шугосброс; *8* — аварийный затвор; *9* — турбинный водовод; *10* — компенсатор; *11* — опора водовода; *12* — здание ГЭС

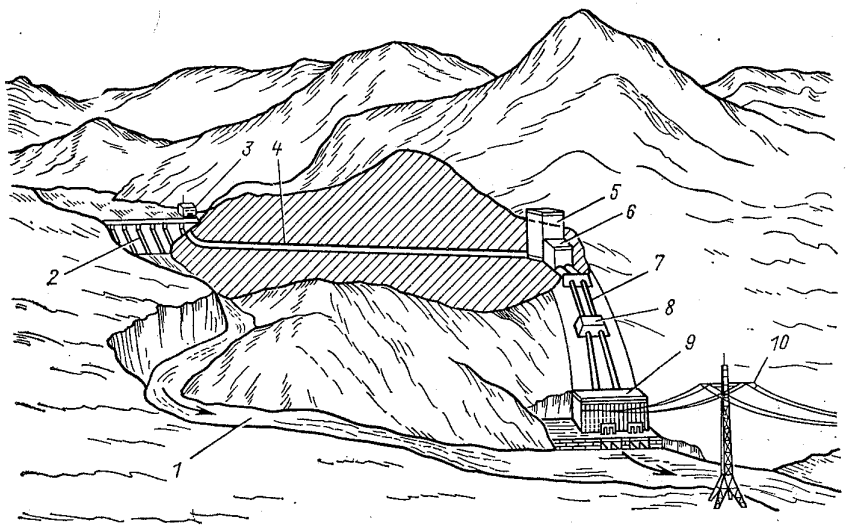


Рис. 1.18. Гидроузел с напорной деривацией:
1 — русло реки; *2* — плотина; *3* — водоприемник; *4* — деривационный туннель; *5* — уравнительный резервуар; *6* — помещение развилки водоводов; *7* — турбинные водоводы; *8* — опора водоводов; *9* — здание ГЭС; *10* — линия электропередачи

ческом ударе и улучшающий условия работы турбин. К зданию ГЭС вода подводится по турбинным водоводам, отходящим от уравнительного резервуара.

Деривационные гидроузлы с подземным зданием ГЭС. В схемах с напорной, а иногда и с безнапорной деривацией наряду с наземными часто применяются подземные здания 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. 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 непосредственно 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 уравнительный 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 уравнительным резервуаром, безнапорная — напорным бассейном. Здание ГЭС располагается в конце деривации, вода отводится от него коротким отводящим туннелем.

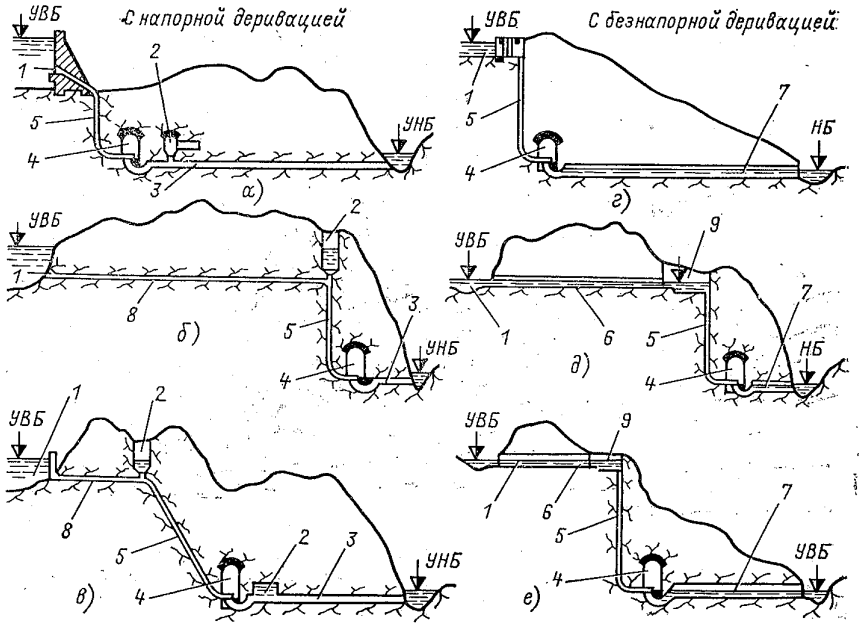


Рис. 1.19. Схемы деривационных гидроузлов с подземным зданием ГЭС:

а, б, в — с напорной деривацией; *г, д, е* — с безнапорной деривацией; *а, г* — головная схема; *б, д* — концевая схема; *в, е* — промежуточная схема; *1* — водоприемник; *2*—уравнительный резервуар; *3* — отводящий напорный туннель; *4* — здание ГЭС; *5* — турбинный водовод; *6* — подводящий безнапорный туннель; *7* — отводящий безнапорный тунель; *8*—подводящий напорный туннель; *9* — напорный бассейн

В промежуточной схеме (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 применяют при напорах не выше 100 м, промежуточные при напорах 200—250 м. Наиболее распространенная концевая схема применяется при любых напорах. Выбор схемы окончательно определяется технико-экономическим расчетом с учетом геологических условий.

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

1.8. Роль ГЭС в энергетическом хозяйстве

Развитие человеческого общества требует все возрастающего количества энергии. Совокупность отраслей, производящих и потребляющих электроэнергию, называют топливно-энергети-

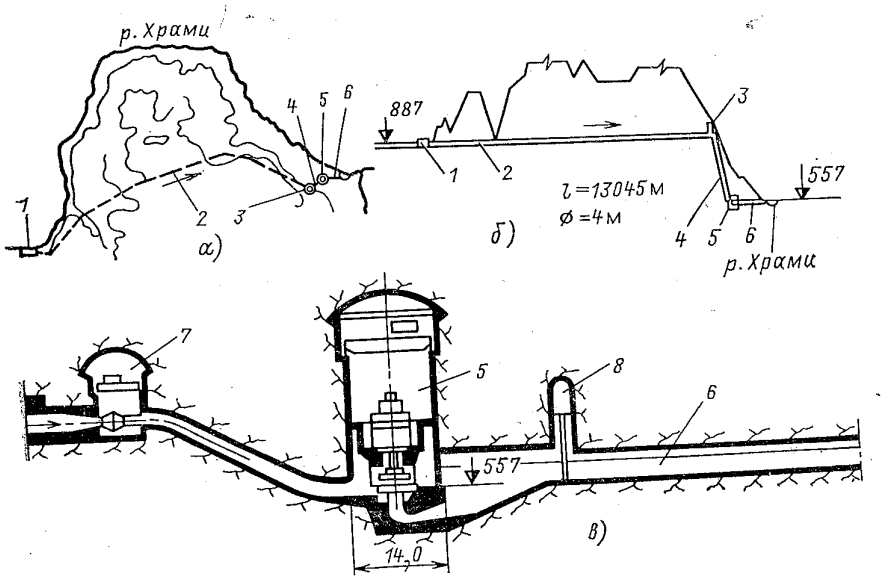


Рис. 1.20. Схема сооружений Храмской ГЭС на р. Храми:

а — план сооружений; *б* — продольный разрез по деривации; *в* — разрез по зданию ГЭС; *1*— водоприемник; *2* — напорный деривационный туннель; *3* — уравнительный резервуар; *4* —турбинный водовод; *5* — здание ГЭС; *6* — отводящий туннель; *7* — галерея затворов; *8* — галерея ремонтных затворов

ческим комплексом. Он включает топливоснабжение (добычу и транспортировку угля, газа, нефти), энергетику (производство и распределение электрической и тепловой энергии) и энергетическое хозяйство отраслей (потребление энергии). Основным звеном топливно-энергетического комплекса является электроэнергетика. Более 30% потребляемых в мире энергоресурсов расходуется на выработку электрической энергии, без которой не может в настоящее время обойтись ни одна отрасль народного хозяйства. Электроэнергетика больше, чем какая-либо другая отрасль, определяет уровень экономического развития любой страны.

В современной электроэнергетике преимущественно 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 (ГЭС). Электростанции всех типов и распределительные подстанции, к которым подключаются потребители, объединяются воздушными линиями электропередачи (ВЛ) в электроэнергетические системы (энергосистемы), охватывающие крупные экономические районы, страны и даже группы стран. Такое объединение позволяет рационально использовать особенности электростанций

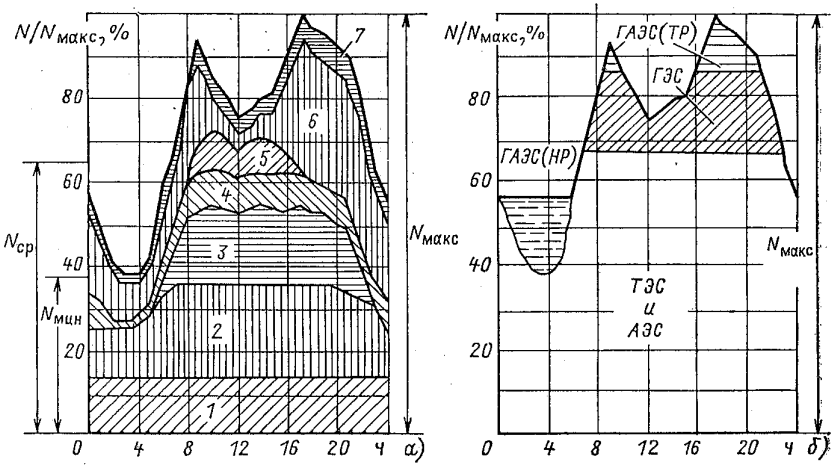


Рис. 1.21. Суточные графики энергосистемы:

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

различных типов, повышает их экономичность, облегчает создание резерва мощности, выравнивает нагрузки энергосистем.

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 или резком увеличении нагрузки. Задержка ввода может привести к падению частоты тока в энергосистеме, перерастающему иногда в крупную аварию.

Электроэнергия может потребляться только одновременно с ее производством, поэтому суммарная мощность электростанций в каждый момент времени должна в точности равняться суммарной нагрузке от потребителей, подключенных к энергосистеме, с добавлением мощности, теряемой при передаче энергии. 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 нагрузки (рис. 1.21) характерны ночной минимум нагрузки $N_{мин}$ и вечерний пик $N_{макс}$, а также среднесуточная мощность $N_{ср}$. Часть графика нагрузки 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 видом ТЭС является конденсационная электростанция (КЭС). В СССР принято крупные КЭС называть государственными районными электрическими станциями (ГРЭС).

Конденсационная электростанция состоит из отдельных энергоблоков мощностью 500, 800, 1200 или 1500 МВт и использует пар предельно высоких параметров (давление до 24 МПа при температуре до 565 °С), 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, из холодного 6—7 ч.

Другой вид ТЭС — теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), строятся 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 теплоте. Теплоэлектроцентрали также должны работать в базисе графика нагрузки. С учетом отпущенной тепловой энергии КПД ТЭЦ достигает 65—75%.

Для покрытия пиковой части графика нагрузки применяют пиковые и полупиковые ТЭС, имеющие пониженные параметры пара и небольшую мощность агрегатов (100—150 МВт), что требует значительного увеличения расхода топлива.

В стадии опытно-промышленной разработки находятся ТЭС с магнитогидродинамическими (МГД) генераторами, в которых тепловая энергия непосредственно преобразуется в электрическую. На таких электростанциях возможно увеличение КПД до 45—50%.

Из ТЭС наиболее маневренны газотурбинные установки (ГТУ), однако мощность их агрегатов не превышает 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, в которых котел заменен теплообменником, нагреваемым атомным реактором за счет происходящей в нем цепной реакции распада ядер атомов урана. Расход ядерного топлива по массе в десятки тысяч раз меньше расхода органического топлива, что позволяет строить АЭС в районах, не имеющих топливных ресурсов. Маневренность АЭС невысока, они должны работать на расчетной мощности, желательно без всякого регулирования, в базисной части графика нагрузки, КПД АЭС около 25%.

Гидроэлектростанции отличаются от ТЭС и АЭС прежде всего тем, что используют возобновляемый источник энергии и не нуждаются в топливе, КПД гидроэлектростанций очень высок — 80—90%. Мощность ГЭС может быть самой различной — от небольших установок в несколько киловатт до гигантов мощностью в десятки тысяч мегаватт. Наибольшая единичная мощность гидроагрегата в настоящее время в мире достигла 700 МВт (ГЭС Гренд Кули, США, и Итайпу, Бразилия — Парагвай). В СССР наибольшую мощность — 640 МВт имеют гидроагрегаты Саяно-Шушенской ГЭС.

Гидроэлектростанции обладают исключительно высокими маневренными свойствами: работающий гидроагрегат может увеличить свою мощность за несколько секунд, а запуск остановленного гидроагрегата занимает всего 1—2 мин. Крупные многоагрегатные ГЭС могут экономично без снижения КПД работать во всем диапазоне мощностей.

Истощение источников органического топлива, увеличивающееся загрязнение воздуха и воды тепловыми электростанциями повысили интерес к нетрадиционным возобновляемым источникам энергии. Энергетический потенциал таких источников огромен. Достаточно сказать, что в энергию течения рек превращается лишь 1/500 000 часть солнечной энергии, поступающей на Землю. Энергия ветра превышает энергию рек в 20 раз, энергия волн и прибоев — в 10, энергия приливов — в 20, энергия теплоты океана — в 100 раз. Потенциал этих видов энергии, однако, крайне рассеян, и использование его весьма затруднительно. Кратко рассмотрим некоторые типы электростанций, работающих на нетрадиционных источниках энергии.

Ветроэлектростанции (ВЭС) используют кинетическую энергию воздушных потоков. Огромный потенциал ветровой энергии побуждает специалистов настойчиво искать способы ее крупномасштабного использования. Существует много типов ветродвигателей, основными из которых являются пропеллерное колесо с горизонтальной осью вращения и система лопастей, движущихся вокруг вертикальной оси. Многие из этих типов хорошо отработаны на ветроустановках (ВЭУ) небольшой мощности. Переход к большим мощностям требует огромных размеров двигателей, так как плотность воздуха в 888 раз меньше плотности воды. Аналогично формуле (1.17) с учетом среднего значения плотности воздуха выводится формула мощности ветродвигателя

$$N_{вд} = \frac{F v_в^3 \xi \eta}{1632},$$

где F — площадь, ометаемая лопастями; $v_в$ — расчетная скорость ветра, м/с; ξ — коэффициент использования энергии (ξ=0,15÷0,5 в зависимости от типа двигателя); η — КПД ветроустановки.

Конструирование ветродвигателей осложняет необходимость рассчитывать их прочность на ураганные ветры со скоростью 40—50 м/с, в то время как рабочие скорости не превышают 15 м/с, а нагрузки пропорциональны квадрату скорости. Все это создает труднопреодолимые технические сложности, требует применения сверхпрочных и легких материалов, компьютерного управления. Опытные ветровые агрегаты мощностью до 3—4 МВт оказались недостаточно надежными. Поиски технических решений продолжаются, но ожидать в ближайшее время массового применения мощных ВЭС не приходится. В то же время ВЭС мощностью 1—20 кВт хорошо освоены и очень выгодны для ряда отраслей.

Другой трудностью в освоении ВЭС является крайняя неравномерность ветра, вследствие чего крупные ВЭС смогут работать только совместно с ГЭС или ГАЭС.

Солнечные электростанции (СЭС), или гелиоэлектростанции, используют два принципа преобразования энергии лучей солнца в электрическую. При фотоэлектрическом преобразовании применяют солнечные элементы из полупроводниковых материалов, вырабатывающие ток под действием света. Такие установки в настоящее время очень дороги, и их мощность не превышает нескольких киловатт. Они являются основными источниками энергии для космических аппаратов. Другой тип СЭС концентрирует солнечные лучи с помощью зеркал-гелиостатов на теплообменнике-котле, который вырабатывает пар, используемый далее, как на обычной ТЭС. Созданы СЭС такого типа мощностью до 10 МВт, в СССР построена первая СЭС мощностью 5 МВт в Крыму. Солнечные установки пока громоздки и дороги, их КПД не превышает 15 %.

Геотермальные электростанции используют теплоту недр Земли. Эта энергия неисчерпаема, но доступна для использования лишь в немногих районах, где теплоту можно получить на сравнительно небольшой глубине. Суммарная мощность геотермальных электростанций мира достигла 2000 МВт. В СССР действует одна электростанция мощностью 11 МВт.

Приливные электростанции (ПЭС) могут иметь значительную мощность, но существенный потенциал приливов доступен для использования лишь при особо благоприятном сочетании ряда природных факторов. В мире построено несколько ПЭС, из которых крупнейшая ПЭС Ранс мощностью 240 МВт эксплуатируется во Франции. В СССР действует опытная Кислогубская ПЭС мощностью 400 кВт, разрабатываются проекты ПЭС мощностью до 100 000 МВт.

Другие источники энергии менее изучены. Однако имеется ряд разработок и экспериментальных устройств (в том числе в СССР), использующих энергию волн океана с помощью гравитационно-волновых установок, тепловую энергию морской воды с помощью тепловых насосов.

Рассмотренные нетрадиционные электростанции пока очень дороги и неконкурентоспособны с обычными электростанциями. В будущем, после накопления опыта работы, совершенствования конструкций и технологии, они займут определенное место в энергетическом балансе.

Электростанции различных типов имеют преимущества и недостатки, но было бы ошибочным категорическое противопоставление их. Для энергосистем необходимо гармоническое сочетание различных энергоисточников, взаимно дополняющих друг друга. Соотношение между их мощностью зависит от структуры топливно-энергетического баланса и традиций развития энергетики в каждой стране.

Запасы органического топлива ограничены. Доля ТЭС, работающих на нефтепродуктах, будет быстро сокращаться, а электростанции, работающие на низкосортных энергетических углях, частично на природном газе, еще долго будут основными поставщиками электроэнергии. В 1980 г. из 8239 млрд. кВт·ч энергии, произведенной во всем мире, на ТЭС вырабатывался 71%. Мировая доля выработки электроэнергии на АЭС к 1980 г. достигла 8 % и

продолжает расти. Мировая доля в выработке электроэнергии на ГЭС в то же время составляла 21%.

Массовое строительство крупных, маломаневренных АЭС и КЭС заставило пересмотреть роль гидроэлектростанций и определять их не только как источник дешевой энергии, но и как необходимую составную часть топливно-энергетического комплекса. Исследования и опыт эксплуатации показывают, что без регулирующей способности ГЭС и ГАЭС атомная энергетика полноценно развиваться не может. Гидроэлектростанции, принимая на себя пиковые нагрузки, позволяют АЭС и крупным КЭС работать с равномерной, выгодной для них нагрузкой в безопасном режиме.

На рис. 1.21,*б* показано рациональное использование электростанций разных типов при покрытии графика нагрузок. Кроме того, на ГЭС выгодно размещать резервы энергосистемы, особенно нагрузочный (частотный) резерв, имеющий исключительное значение для надежности и высокого качества энергоснабжения.

В СССР в 1985 г. выработка электроэнергии на ГЭС составила 13,9% всего производства (АЭС — 10,8, ТЭС — 75,3%). Примерно такое же соотношение в США. В то же время ряд стран, таких, как Норвегия, Швеция, Канада, Бразилия, традиционно базируют свою энергетику преимущественно на использовании ГЭС. Однако роль гидроэлектростанций нельзя оценивать только степенью участия в выработке электроэнергии.

1.9. Комплексное использование и охрана водных ресурсов

Гидроэнергетика тесно связана с другой важнейшей отраслью народного хозяйства — *водным хозяйством*.

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 реках, среднегодовой сток которых во всем мире составляет около 39 тыс. км³, и в озерах, емкость которых около 91 тыс. км³.

Если в прошлые столетия в большинстве районов планеты вода казалась бесплатным и неисчерпаемым природным даром, то в XX в. стремительное развитие промышленности и рост численности городского населения привели 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 относится 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 4720 км³, по водности рек 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.

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 30 тыс. водохранилищ с объемом воды в них более 5000 км³ (примерно 250 годовых стоков Волги). Они занимают территорию 400 тыс. км² (10 территорий Нидерландов). Ежегодно создается 300—500 новых водохранилищ. 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. 1.1 даны сведения о крупнейших водохранилищах мира и СССР.

Орошение. Главным водопотребителем, использующим около 70% забираемой из рек воды, является *орошение*, при этом 3/4 использованной для орошения воды в реки не возвращается. Во всем мире орошается около 230 млн. га. Из 600 млн. га сельскохозяйственных угодий СССР около 70%, в том числе 60% пашни, расположены в засушливых районах. В некоторых из них, например в Средней Азии, вести сельское хозяйство без поливов вообще

ГПНТБ Публичная библиотека

Таблица 1.1. **Характеристика крупнейших водохранилищ**

Водохранилище, река	Объем, км³		Полезный объем, отнесенный к годовому стоку
	полный	неполный	
Оуэн-Фолс, р. Виктория	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

Примечание. Понятия полного и полезного объема — см. § 2.1.

невозможно. Орошение необходимо для стабильного производства сельскохозяйственной продукции и для выполнения продовольственной программы. В настоящее время орошаемая площадь страны около 20 млн. га. К 2000 г. эта площадь должна увеличиться до 30—32 млн. га. Около половины площадей орошается за счет водохранилищ крупных комплексных гидроузлов, создающих за счет половодного стока запасы воды на поливной период. В целом ежегодно расходуется на орошение около 180 км³ воды. Гидроэлектростанции обеспечивают дешевой электроэнергией насосные станции оросительных систем, суммарная мощность которых близка к 10 тыс. МВт.

Водоснабжение. Значительное количество воды потребляет промышленность, особенно металлургическая, химическая и целлюлозно-бумажная. Крупным потребителем воды стала 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. Общий объем воды, расходуемой ежегодно на водоснабжение, достигает 136 км³, из них 19 км³ расходуется безвозвратно.

Коммунальное водоснабжение потребляет не более 20% воды, расходуемой 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, энергетики и отдыха населения. Важным резервом, позволяющим снизить остроту проблем водопотребления, надо считать экономию воды. В орошении необходимо прекратить избыточные поливы, приводящие к заболачиванию и засолению почв, использовать закрытые поливные системы, снижающие бесполезное испарение. В промышленности следует развивать замкнутые системы водоснабжения, при которых вода очищается и используется многократно, а безвозвратный расход снижается в десятки раз. В коммунально-бытовом водоснабжении необходимо ликвидировать потери воды из-за протечек и бесхозяйственного использования.

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 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.

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 г. построено более 700, что привело

к заметному улучшению качества воды. В ближайшем будущем сброс неочищенных стоков будет полностью прекращен.

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, экологическому и социальному обоснованию с учетом средств и капиталовложений, необходимых для компенсации ущерба. Принимаются меры для сокращения площади затапливаемых земель путем снижения напоров на ступенях каскадов, обвалования мелководных участков с плодородными землями, ценными строениями и природными месторождениями. Осуществляются мероприятия по подготовке новых берегов, ускоряющие их стабилизацию.

На горных реках водохранилища создают обычно в малонаселенных горных долинах с крутыми берегами и ущерб от затоплений сравнительно невелик. С появлением водохранилищ исчезают привычные для населения ландшафты, меняются зоны обитания и хозяйственной деятельности, отдыха, но возникают новые, подчас более привлекательные. Некоторые водохранилища наряду с естественными водоемами становятся достопримечательностями природы.

Образование водохранилищ нередко способствует самоочищению воды, и ее качество, особенно в северных районах, улучшается. Однако на юге в водохранилищах 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, что при правильной хозяйственной деятельности не должно иметь места.

Колебания уровней и изменение температурного режима воды в нижнем бьефе также вызывают негативные последствия. Они значительно уменьшаются при строительстве каскадов ГЭС с непрерывной цепью водохранилищ или при создании в нижнем бьефе контррегулирующих гидроузлов (см. § 2.7). 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 попусков 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. Только в Волжско-Камском бассейне экономический эффект для водного транспорта, достигнутый в результате гидроэнергетического строительства, оценивается почти в 1,1 млрд. руб. Созданы предпосылки для дальнейшего развития водного транспорта.

Здравоохранение и спорт. Речные водохранилища превращаются в места массового отдыха людей, способствуют созданию больших водных поверхностей, удобных для водного спорта и туризма, улучшению климатических условий районов. Создаются санатории, дома отдыха, туристские базы, пионерские лагеря. На водохранилищах имеется около 100 тыс. мест для длительного отдыха, только на Волге и Днепре их число может быть увеличено до 400—450 тыс.

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 рыбы. 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 и изменившийся режим расходов и уровней воды в реке; при уменьшенных расходах в половодье перестают затапливаться 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 р ы б о х о д а м и, позволяющими рыбе преодолевать створы плотин. Применяются плавучие р ы б о н а к о п и т е л и — контейнеры для доставки рыбы из нижнего бьефа в верхний, перед пло-

тинами сооружаются искусственные нерестилища. Режим расходов приспосабливают к нуждам рыбного хозяйства. Наибольший эффект дают заводы по искусственному выращиванию мальков проходных рыб, действующие, например, в низовьях Волги. Они обеспечивают постепенное наращивание стада осетровых рыб и увеличение улова.

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. К сожалению, возможности, создаваемые водохранилищами, для рыбного хозяйства используются еще недостаточно. Однако 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 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 от 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 целью строится, например, Днестровский гидроузел. В целом по стране водохранилища ГЭС уменьшают ущерб от наводнений в среднем на 100 млн. руб. в год.

Воздействие ГЭС на окружающую среду. Гидроэлектростанция — это экологически наиболее чистое энергетическое предприятие, не создающее каких-либо загрязнений земли, воды и атмосферы.

В последние годы наряду с повышением внимания общественности к экологическим проблемам развернута критика гидротехнического строительства, связанная с последствиями создания водохранилищ. Сопоставим последствия строительства ГЭС с последствиями создания ТЭС аналогичной мощности. Например, ТЭС мощностью 1000 МВт, работающая на привозном угле среднего качества, потребует ежедневного подвоза 15 тыс. т угля, в результате в отвалы пойдет 3 тыс. т золы и шлака, а в атмосферу будет выброшено 500 т газов и золы (за год эти цифры составят соответственно 4500, 900 и 150 тыс. т). Выбросы ТЭС будут непрерывно поражать большую территорию (в зависимости от высоты труб). Сернистый ангидрид, основной компонент выбросов, взаимодействуя с атмосферной влагой, образует серную кислоту, которая с осадками будет постепенно отравлять поля, леса и водоемы. Значительное количество земель займут выработки угольных карьеров, золоотвалы, дороги для транспортировки угля и отходов; 2/3 теплоты, выделенной при сжигании угля, будет выброшено в атмосферу и водоем с охлаждающей водой, что создаст тепловое загрязнение. Подсчитано, что ТЭС, которые можно было бы построить вместо действующих в стране ГЭС, ежегодно выбрасывали бы в атмосферу около 7 млн. т золы и газов, а в водоемы — несколько десятков кубических километров подогретой воды.

Атомные электростанции при нормальной работе выделяют мало вредных выбросов, но последствия хотя и маловероятных аварий носят непредсказуемый характер. Тепловое загрязнение от АЭС больше, чем от ТЭС. Ремонт ядерных установок ограничен, поэтому примерно через 20 лет встает вопрос об их консервации. Сложна проблема ликвидации радиоактивных отходов.

Это сопоставление не учитывает неравноценность энергетических показателей электростанций и эффект от ГЭС для других отраслей народного хозяйства. Оно не учитывает и того, что засорение природной среды тепловыми электростанциями ничем не восполняется, в то время как ГЭС заменяют одну экологическую структуру другой, причем обе структуры имеют как недостатки, так и преимущества.

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 отечественной электроэнергетики и гидроэнергетики

Развитие электроэнергетики как отрасли топливно-энергетического комплекса в настоящее время направлено на устойчивое обеспечение потребностей страны в электроэнергии путем увеличения ее производства в условиях проведения энергосберегающей политики во всех отраслях и сферах народного хозяйства.

В царской России электроэнергетика была развита слабо и отставала от энергетики развитых стран Европы и Америки. Общая мощность существующих ГЭС в 1913 г. не превышала 16 МВт с годовой выработкой около 35 млн. кВт·ч. Гражданская война и интервенция подорвали эту и без того слабую отрасль.

Восстановление и развитие энергетики, которое предстояло начать практически с нуля, представлялось В. И. Ленину главным звеном в цепи усилий по развитию экономики. По его инициативе была образована комиссия по разработке Государственного плана электрификации России. Комиссия работала под руководством Г. М. Кржижановского — революционера и крупного ученого. 22 декабря 1920 г. план ГОЭЛРО был принят VIII Всероссийским съездом Советов. Ленинский план электрификации страны предусматривал строительство в течение 10—15 лет 30 крупных для того времени электростанций общей мощностью 1750 МВт, в том числе десяти ГЭС мощностью 640 МВт. Это был первый в мире научно обоснованный единый план хозяйственного развития страны, сформулировавший основные принципы развития гидроэнергетики: использование в первую очередь установок, особо выгодных по природным условиям и возможностям

использования их энергии, а также комплексное использование водотоков для энергетики, орошения, судоходства и других нужд. Эти принципы неуклонно соблюдались во все последующие годы.

Первыми гидроэлектростанциями, введенными в 1926—1929 гг. по плану ГОЭЛРО, стали Волховская ГЭС мощностью 66 МВт и ряд ГЭС меньшей мощности в Средней Азии и на Кавказе. В 1932 г. была пущена самая мощная в то время Днепровская ГЭС им. В. И. Ленина мощностью 560 МВт, ставшая символом индустриальной мощи страны. В 1933 г. вошла в строй Нижнесвирская ГЭС мощностью 109 МВт, построенная в исключительно сложных геологических условиях. Одновременно со строительством первых ГЭС создавалась отечественная школа гидроэнергетики, основоположниками которой были талантливые ученые и инженеры Б. Е. Веденеев, Г. О. Графтио, А. В. Винтер, И. Г. Александров, возглавившие плеяду блистательных специалистов.

К 1935 г. план ГОЭЛРО был значительно перевыполнен, мощность электростанций страны за 1935 г. достигла 6923 МВт, из них 896 МВт на гидроэлектростанциях. Была создана предпосылка индустриализации страны. Появилась возможность планомерного освоения водных ресурсов, которое интенсивно велось вплоть до начала Великой Отечественной войны. В предвоенные годы был построен ряд ГЭС на Северном Кавказе и в Закавказье, на Кольском полуострове и в Карелии, в Средней Азии и Казахстане. Началось строительство первых ГЭС Волжского каскада: Иваньковской (30 МВт), Угличской (110 МВт), Рыбинской (330 МВт).

Гидроэлектростанции в годы войны имели особое значение. От Волховской ГЭС по кабелю на дне Ладожского озера подавался ток в осажденный Ленинград. Мурманская энергосистема, отрезанная от топливных баз, питалась исключительно от своих ГЭС, в энергоснабжении Москвы важную роль играли Угличская и Рыбинская ГЭС. В восточных районах страны строительство ряда ГЭС продолжалось.

После войны электроэнергетика, в том числе и гидроэнергетика, развивалась стремительными темпами. Уже в 1947 г. по производству электроэнергии страна вышла на второе место в мире.

В 50-х годах были созданы крупнейшие ГЭС на Волге, Каме, Днепре и других реках, началось крупномасштабное освоение водных ресурсов; 60—80-е годы характеризуются строительством мощных и высокоэкономичных ГЭС на Ангаре и Енисее, крупнейших комплексных гидроузлов в Средней Азии и на Кавказе, многочисленных ГЭС на других реках (табл. 1.2). В табл. 1.3 показана динамика развития отечественной электроэнергетики.

Промышленность СССР освоила выпуск крупнейших в мире по мощности и размерам гидротурбин и гидрогенераторов, оборудование некоторых видов поставляется во многие страны мира. Окрепла признанная во всем мире советская гидроэнергетическая школа, специалисты которой научились создавать гидроэлектростанции любой мощности, разнообразных типов, при любых напорах, в любых климатических зонах. Советские специалисты успешно оказывают техническое содействие на строительстве многочисленных гидроэнергетических объектов за рубежом.

Последнее десятилетие развития электроэнергетики СССР характеризовалось ускоренными темпами строительства атомных и гидравлических электростанций: за счет ГЭС и АЭС в 11-й пятилетке получено более половины прироста мощностей.

Таблица 1.2. **Действующие гидроэлектростанции СССР мощностью 1000 МВт и более (на 1 января 1987 г.)**

Гидроэлектростанция	Река	Установленная мощность, МВт	Расчетный напор, м	Годы	
				начала строительства	ввода на полную мощность
Саяно-Шушенская	Енисей	6400	194	1963	1985
Красноярская им. 50-летия СССР	»	6000	93	1956	1971
Братская им. 50-летия Великого Октября	Ангара	4500	100	1955	1966
Усть-Илимская им. Ленинского комсомола	»	4320	85,5	1963	1979
Нурекская	Вахш	2700	230	1961	1979
Волжская им. XXII съезда КПСС	Волга	2541	20	1951	1962
Волжская им. В. И. Ленина	»	2300	20	1949	1959
Днепровская им. В. И. Ленина	Днепр	1538	36,3	1927	1934
				1944	1950*
				1974	1980**
Чебоксарская	Волга	1404	12,4	1968	1985
Саратовская им. Ленинского комсомола	»	1360	9,7	1956	1970
Ингурская	Ингури	1300	325	1961	1980
Зейская	Зея	1290	78,5	1964	1980
Нижнекамская	Кама	1248	12,4	1963	1984
Токтогульская	Нарын	1200	140	1964	1975
Воткинская	Кама	1020	17,5	1956	1963
Чиркейская	Сулак	1000	170	1964	1976

* Восстановление.
** Вторая очередь.

Таблица 1.3. **Динамика развития электроэнергетики СССР**

Показатель	1925 г.	1935 г.	1940 г.	1955 г.	1965 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Установленная мощность электростанций, млн. кВт	1,4	6,9	11,2	37,2	115	217,5	266,8	314,7
В том числе ГЭС:								
млн. кВт	0,03	0,9	1,6	6	22,2	40,5	52,3	61,6
процент от всей мощности	1,9	12,9	14,3	16,1	19,3	18,6	19,6	19,6
Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч	2,9	26,3	48,6	170,2	506,7	1038,6	1293,9	1544,2
В том числе ГЭС:								
млрд. кВт·ч	0,04	3,7	5,3	23	81	126,0	183,9	213,46
процент от всего производства	1,4	14	11	14	16	12,1	14,2	13,9

Действующие ГЭС благодаря низкой себестоимости электроэнергии дают около 2/3 прибыли в энергетике. Они экономят ежегодно около 80 млн. т условного топлива, улучшают условия работы энергосистем, предотвращают дополнительное загрязнение атмосферы, за счет высокого уровня автоматизации и со-

вершенства технологического процесса высвобождают для других отраслей народного хозяйства около 400 тыс. работников, которые были бы заняты на тепловых электростанциях, топливодобыче и транспорте.

В составе комплексных гидроузлов ГЭС способствуют решению ряда задач других отраслей народного хозяйства. Крупные ГЭС помогают в освоении новых экономических районов, особенно в Сибири, на Крайнем Севере, Дальнем Востоке, становясь центрами территориально-промышленных комплексов.

Большинство электростанций страны включено в состав Единой энергетической системы (ЕЭС СССР), в которую входят девять из одиннадцати объединенных энергосистем (ОЭС). Изолированно работают пока лишь ОЭС Средней Азии и ОЭС Востока. Единая энергетическая система СССР охватывает территорию площадью около 10 млн. км^2 с населением более 220 млн. чел. Суммарная мощность электростанций ЕЭС достигла 265,3 млн. кВт. ЕЭС связана с энергосистемами всех европейских социалистических стран, а также с Финляндией, Норвегией, Турцией. С учетом мощности в этих странах мощность ЕЭС превышает 359 млн. кВт. Крупнейшие электростанции ЕЭС связаны многочисленными ВЛ напряжением 220, 500, 750 кВ. Строятся ВЛ переменного тока на напряжение 1150 кВ и постоянного тока 1500 кВ. Однако электробаланс народного хозяйства страны напряжен, резервные мощности недостаточны. Значительная часть электростанций, особенно ТЭС, устарела и требует модернизации.

Для преодоления недостатков и обеспечения быстрого, гармоничного развития энергетики разработана и утверждена Энергетическая программа СССР на длительную перспективу. Она закрепляет осуществляемое в последние годы генеральное направление развития энергетики. Изменения в энергетической политике связаны с тем, что наиболее доступные топливные базы, особенно в европейской части СССР, истощаются, перспективные запасы топлива расположены в отдаленных восточных и северных районах страны, что удорожает добычу и затрудняет транспортировку. Повышение в мире цен на нефть делает все более нерациональным ее использование в качестве энергетического топлива. В этих условиях основное количество электроэнергии целесообразно вырабатывать в европейской части СССР на мощных атомных электростанциях, в восточных районах — на мощных блочных КЭС, использующих в качестве топлива низкосортные энергетические угли, запасы которых, например в Экибастузском и Канско-Ачинском бассейнах, значительны. Лишь в отдельных районах имеет смысл использовать в качестве топлива природный газ.

Работа крупных, маломаневренных КЭС и АЭС невозможна без высокоманевренных ГЭС и ГАЭС, поэтому развитию гидроэнергетики, сберегающей топливо и обеспечивающей экономичную и надежную работу ТЭС и АЭС, в программе уделено большое внимание, что также отражено в плане на 12-ю пятилетку и одобрено XXVII съездом КПСС. Производство электроэнергии к 1990 г. намечено увеличить до 1860 млрд. кВт·ч, в том числе 245 млрд. кВт·ч на ГЭС, таким образом, доля электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС, составит 13,2 %.

Установленная мощность ГЭС к 1990 г. составит 72 млн. кВт. Будет продолжено освоение экономически выгодных гидроэнергоресурсов в европейской части СССР. На Кавказе намечено ускорить строительство Ирганайской и завершить строительство Миатлинской ГЭС (мощностью 800 и 220 МВт) в составе каскада на р. Сулаке. На р. Ингури в Грузинской ССР будут введены первые агрегаты Худонской ГЭС (700 МВт); строится ряд других ГЭС: Жинвальская на р. Арагви (130 МВт), Варцихские ГЭС на р. Риони (184 МВт), Зарамагские

ГЭС на р. Ардон (374 МВт). В бассейне р. Кубани строится каскад Зеленчукских ГЭС (530 МВт).

Продолжается строительство ряда ГЭС в Карелии и на Кольском полуострове. Ведется строительство Загорской ГАЭС под Москвой (1200 МВт) и Кайшядорской ГАЭС в Литовской ССР (1600 МВт). Будет развернуто строительство Ленинградской, Днестровской и Каневской ГАЭС (1560, 2283 и 3600 МВт), а также ГАЭС мощностью 2200 МВт в составе Южно-Украинского энергокомплекса.

В Средней Азии строятся крупные комплексные гидроузлы, обеспечивающие, помимо производства электроэнергии, нужды орошения. В Таджикской ССР строится самая крупная в Средней Азии Рогунская ГЭС на р. Вахше (3600 МВт), на этой же реке начнется строительство Сангтудинской ГЭС (890 МВт). Планируется начать строительство важной для освоения горных районов Памирской ГЭС.

В Киргизской ССР продолжается строительство ГЭС Нарынского каскада. Предусмотрен ввод Ташкумырской и Шамалдысайской ГЭС (450 и 240 МВт), будет развернуто строительство Камбаратинских ГЭС (1960 МВт). В Казахской ССР будет завершено строительство Шульбинской ГЭС на р. Иртыше (702 МВт).

Большой объем работ предстоит выполнить гидроэнергостроителям восточных районов страны. Продолжается освоение высокоэффективных ресурсов Ангаро-Енисейского каскада. Строится Богучанская ГЭС на р. Ангаре (3000 МВт), начаты подготовительные работы по сооружению Среднеенисейской ГЭС (6000 МВт). На Дальнем Востоке будут введены первые гидроагрегаты на Бурейской ГЭС (2000 МВт), которая вместе с действующей Зейской ГЭС уменьшит ущерб от паводков в бассейне р. Амура.

Исключительное значение имеет строительство ГЭС в отдаленных районах Севера. В 12-й пятилетке намечается пуск первых агрегатов третьей очереди Вилюйской ГЭС (360 МВт), строится Курейская ГЭС. Начнется строительство Усть-Среднеканской на р. Колыме. Ведутся работы по проектированию и подготовке к строительству самой мощной в стране Туруханской ГЭС на р. Нижней Тунгуске. Проектная мощность этой ГЭС до 15 000 МВт. Таким образом, в 12-й пятилетке будут вестись работы на нескольких десятках строящихся ГЭС, на половине из них намечен ввод мощностей.

Важная особенность плана — ведение работ последовательно на нескольких ГЭС одного каскада (Нарынский каскад: Токтогульская, Курпсайская, Ташкумырская, Шамалдысайская, Камбаратинские ГЭС; Вахшский каскад: Нурекская, Байпазинская, Рогунская, Сангтудинская ГЭС и др.), что будет способствовать созданию постоянно действующих строительных коллективов, рациональному использованию баз строительной индустрии, сокращению сроков строительства и уменьшению стоимости. Другой особенностью плана можно считать строительство ряда ГЭС, которые еще недавно считались малоэффективными.

В 12-й пятилетке будет начато строительство на новой технической основе малых ГЭС мощностью менее 30 МВт, вплоть до небольших установок мощностью менее 1 МВт. Строительство малых ГЭС в нашей стране интенсивно велось в 1946—1952 гг., было построено более 6000 ГЭС общей мощностью около 500 МВт. В дальнейшем с развитием большой энергетики интерес к ним был утрачен и часть малых ГЭС была ликвидирована или законсервирована как неэффективная. В настоящее время все же действует около 400 ГЭС, часть которых рентабельна. Для новых малых ГЭС создается современное оборудование,

способное работать в автоматическом режиме, без частых ремонтов, с незначительным числом персонала. В первую очередь малые ГЭС будут строиться в составе уже действующих и строящихся гидроузлов для утилизации энергии сбрасываемой воды, а также в труднодоступных районах, лишенных источников энергии. Освоение потенциала малых рек позволит в дальнейшем сберечь большое количество топлива и возродит к жизни пересыхающие и запущенные малые реки.

XXVII съезд КПСС уделил большое внимание реконструкции действующих предприятий, в том числе и энергетических. На ряде действующих ГЭС, прежде всего на тех, которые находятся в эксплуатации более 40 лет, начнется реконструкция. Это позволит с умеренными затратами получить дополнительные мощности за счет применения более совершенного оборудования, увеличить выработку, снизить стоимость эксплуатации, улучшить условия труда и обеспечить работоспособность реконструированных ГЭС.

Повышенное внимание к развитию гидроэнергетики наблюдается в последнее время во всех странах, располагающих гидроэнергоресурсами. В текущем десятилетии до 1990 г. более 60 % мирового прироста выработки электроэнергии придется на долю ГЭС. Это связано не только с истощением и удорожанием топливных ресурсов, но и с требованиями охраны окружающей среды, так как ее загрязнение выбросами ТЭС принимает в ряде регионов угрожающий характер. В США, например, выполнено расширение самой мощной в стране ГЭС Гранд Кули, ее мощность увеличена с 2715 до 10 000 МВт. В Канаде завершено строительство крупнейшей в мире подземной ГЭС Черчилл Фолс мощностью 5225 МВт, строится каскад из четырех ГЭС на р. Ла Гранд общей мощностью 8300 МВт. Грандиозное гидростроительство развернулось в странах Южной Америки. Бразилией и Парагваем завершается строительно на р. Парана самой мощной в мире ГЭС Итайпу мощностью 12 600 МВт, в Венесуэле на р. Карони строится ГЭС Гури мощностью 10 000 МВт. Большой интерес к строительству ГЭС проявляют развивающиеся страны Африки и Азии, где построенные ГЭС, не зависящие от источников топлива, становятся центрами развития национальной промышленности. Во Вьетнаме, например, одновременно строятся две крупнейшие ГЭС: Хоабинь на севере страны и Чиан на юге.

Во многих странах возродился интерес к малым ГЭС. В КНР за последние годы построено около 90 000 малых ГЭС общей мощностью 6300 МВт. В США предполагается строительство нескольких тысяч малых ГЭС с доведением их мощности к 2020 г. до 50 000 МВт. Ряд европейских стран — Италия, Австрия, Франция, Швеция, Чехословакия и др. строят тысячи малых ГЭС, вносящих заметный вклад в энергобаланс.

Ускоряется строительство ГАЭС, особенно в странах, где гидроэнергоресурсы в значительной степени использованы. Мощность ГАЭС мира превысила 70 000 МВт, в США их мощность к началу 80-х годов достигала 12 000 МВт.

8—2

Глава 2

ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

2.1. Задачи водноэнергетических расчетов и исходные данные для проектирования энергетического гидроузла

Проектирование 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 их составе выполняются расчеты *регулирования стока* (перераспределения бытового стока во времени с помощью водохранилищ), необходимые 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 гидроузла.

Такие расчеты могут выполняться и для действующих гидроузлов, чтобы установить наиболее эффективные режимы их эксплуатации. В настоящей главе рассматриваются упрощенные методы водноэнергетических расчетов, соответствующие начальной стадии проектирования и достаточные для определения важнейших энергетических параметров 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 в расчетах предполагается, что естественный (бытовой) режим стока в период существования гидроузла будет примерно таким же, как и в прошедшие годы. Важнейшим исходным материалом служат возможно более длительные гидрологические наблюдения за режимом реки. Основные наблюдаемые гидрологические характеристики — это *сток* W, м^3, т. е. объем воды, прошедшей через створ за некоторое время t, или *расход* Q, т. е. сток за 1 с, м^3/с. Непосредственное измерение расходов воды является сложным процессом. Однако для каждого створа существует определенная связь между значениями расхода и уровня воды. По данным замеров расходов при разных уровнях строится *кривая связи*

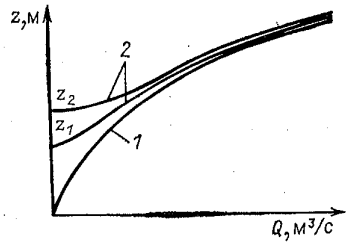


Рис. 2.1. Кривые связи уровней и расходов:
1 — при отсутствии подпора; *2* — при наличии подпора от нижележащего гидроузла; z_1, z_2 — подпорные отметки

уровней и расходов $z=f(Q)$, и в дальнейшем для определения расхода достаточно измерить уровень (рис. 2.1). При наличии подпора от нижележащего гидроузла кривые связи 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

$$Q_т = W_t/t, \qquad (2.1)$$

где t — время, с.

В результате наблюдений составляются хронологические графики $Q=f(t)$, называемые гидрографами. Гидрограф делится по гидрологическим годам, в качестве первого месяца которых принимается месяц начала весеннего половодья (в средней полосе СССР — апрель).

На рис. 2.2,*б* показаны гидрографы $Q_{сут}$ и $Q_{мес}$ для трехлетнего периода. Кроме гидрографов применяются графики продолжительности расходов.

На рис. 2.2,*а* приведены графики продолжительности среднесуточных $Q_{сут}$ и среднемесячных $Q_{мес}$ расходов, построенные по данным гидрографа (рис. 2.2,*б*), ординаты ступенчатого хронологического графика расположены в убывающем порядке. На оси абсцисс графика наносится шкала времени и шкала процентов — обеспеченности p (за 100 % принимается длительность рассматриваемого периода) или шкала месяцев и часов условного года, к которому приравнивают период.

Такие графики можно строить для любых других изменяющихся во времени значений величин (напоров, уровней, мощности и т. п.). Продолжительность рассматриваемой величины определяется как длительность отрезка времени (в единицах времени или в процентах длительности периода), в течение которого наблюдается превышение этого значения; например (по рис. 2.2,*а*), продолжительность среднемесячного расхода 800 м³/с составляет 7 мес (из 36), или 19 %, или 1680 ч условного года (из 8760).

Кривые продолжительности по абсциссе в процентах называют также кривыми обеспеченности. По таким кривым можно, в частности, судить о повторяемости значений (событий). Обеспеченность p события — это вероятность превышения этого значения в многолетнем разрезе, повторяемость — значение, обратное обеспеченности (при $p=1$ % повторяемость равна 100, т. е. один раз в 100 лет).

Кривые обеспеченности можно построить математическим способом, имея немногочисленные натурные данные и зная коэффициент вариации или изменчивости стока c_v, от значения которого зависит форма кривой. Значения c_v определяются статистической обработкой данных наблюдений и приведены в справочниках для различных бассейнов и регионов.

Для выполнения расчетов из имеющегося ряда наблюдений (исходный период) выбирается расчетный ряд, образующий расчетный период. Для снижения трудоемкости безмашинных расчетов принимают сокращенный расчетный период

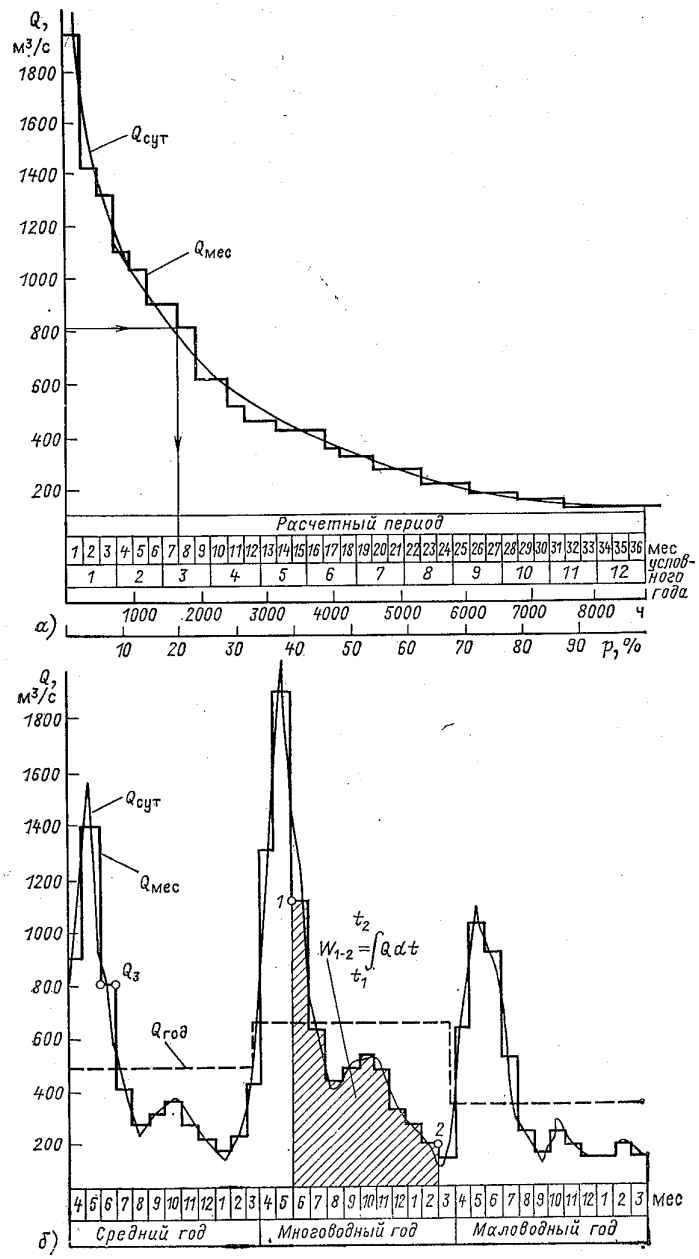


Рис. 2.2. Исходные материалы для водноэнергетических расчетов:
***а* — кривая продолжительности; *б* — гидрограф**

(3—6 лет). Он отражает основные особенности исходного периода — в расчетном и исходном периодах должны примерно совпадать значения средних расходов и коэффициента вариации, в расчетный период обязательно включают 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 ГЭС 75—80, для орошения 80—85 %.

При расчетах с помощью ЭВМ анализируются особенности исходного периода и на основе выявленных закономерностей составляется искусственный удлиненный период, что повышает достоверность расчетов.

2.2. Характеристики водохранилищ

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 объема $V_в=f(\text{УВБ})$, а также кривая площади поверхности (зеркала) $F_в=f(\text{УВБ})$ (рис. 2.3,*б*).

Полный объем водохранилища $V_{полн}$ определяется при нормальном подпорном уровне (НПУ) — наивысшем уровне, поддерживаемом в нормальных условиях эксплуатации. В чрезвычайных условиях при пропуске расчетного расхода половодья в некоторых водохранилищах допускается кратковременное повышение уровня сверх НПУ. Этот уровень называется форсированным (ФУ), а дополнительный объем воды между НПУ и ФУ — резервным объемом $V_{рез}$ (рис. 2.3,*а*).

Для регулирования стока используется часть полного объема водохранилища 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 — мертвым объемом $V_м=V_{полн}-V$. Определение наивыгоднейшего уровня сработки является задачей водохозяйственных и энергоэкономических расчетов.

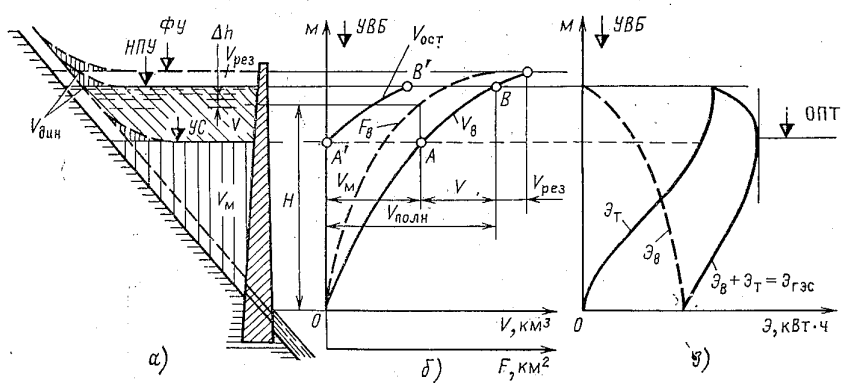


Рис. 2.3. Характеристики водохранилища:
а — уровни и объемы; *б* — кривые объемов и площадей; *в* — энергетическая характеристика

Рассмотрим процесс выработки электроэнергии на ГЭС, которая складывается из двух частей: потенциальной энергии воды, запасенной ранее в водохранилище и отдаваемой турбинам при его опорожнении (сработке), и энергии потока воды, протекающей через водохранилище и турбины под напором, зависящим от уровня воды в водохранилище. Запас потенциальной энергии воды в водохранилище $Э_в$, наполненном до некоторого уровня, можно определить, суммируя энергию малых горизонтальных слоев воды толщиной Δh по глубине H. Для этого можно воспользоваться уравнением (1.9), введя в него в качестве стока W объем слоя $F\Delta h$, где F — площадь водохранилища при рассматриваемом уровне. С учетом среднего КПД при сработке через турбины ГЭС

$$\Delta Э = \frac{F\Delta h}{427} H. \qquad (2.2)$$

По уравнению (2.2) строится кривая $Э_в$ (рис. 2.3,*в*). Энергия, отдаваемая транзитным потоком, $Э_т$ зависит от напора, т. е. от уровня воды в водохранилище, и уменьшается по мере его опорожнения. Это выражается кривой $Э_т$ (рис. 2.3,*в*), которая строится по уравнению

$$Э = \frac{\Delta W}{427} H, \qquad (2.3)$$

где ΔW — сток воды, проходящей транзитом при рассматриваемом напоре.

В ходе расчетов суммируют кривые $Э_в$ и $Э_т$ и по максимуму суммарной кривой $Э_{ГЭС}=Э_в+Э_т$ находят оптимальный, обеспечивающий наибольшее количество выработанной энергии уровень сработки.

При заданной отметке УС для расчетов регулирования стока удобно пользоваться не полной кривой объемов, а кривой остатка полезного объема $V_{ост}=f(\text{УВБ})$. Эта кривая, обозначенная на рис. 2.3,*б* точками $A'B'$, представляет собой участок AB кривой объемов, сдвинутый к оси уровней с учетом того, что $V_{ост}$ 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 $V_{дин}$, 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 среднемноголетнего стока W_0, называемым коэффициентом емкости водохранилища

$$\beta = V/W_0. \qquad (2.4)$$

Так, полезный объем Куйбышевского водохранилища на р. Волге составляет 34 км³, Бухтарминского на р. Иртыше — 31 км³. Однако относительный объем Куйбышевского водохранилища $\beta=0{,}14$, Бухтарминского $\beta=1{,}65$. Это означает, что Бухтарминское водохранилище, хотя имеет меньший объем, обладает гораз-

до большими возможностями для регулирования стока Иртыша, чем Куйбышевское для регулирования стока Волги.

При создании водохранилища увеличивается площадь водной поверхности и возрастает испарение. Годовые потери стока на испарение, м³, при уточненных расчетах можно ориентировочно определить по формуле

$$W_{исп} = F_в \frac{h_в - h_с}{1000}, \qquad (2.5)$$

где $F_в$ — площадь поверхности водохранилища, м²; $h_в$ и $h_с$ — толщина слоя испарения соответственно с водной поверхности и с суши, мм/год.

Толщина слоя испарения может быть принята следующей:

	$h_в$	$h_с$
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 определить путем сложных гидрогеологических расчетов и исследований.

2.3. Способы расчетов регулирования стока

При рассмотрении регулирования стока будем пользоваться некоторыми специальными терминами и обозначениями:

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

зарегулированный расход $Q_р$, 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.

Расчет регулирования стока сводится к составлению баланса объемов воды: поступающего с естественным (бытовым) расходом притока Q, вытекающего из водохранилища с расходом потребления (зарегулированным расходом) $Q_р$ и находящегося в водохранилище наличным объемом $V_{ост}$. При этом расход $Q_р$ устанавливается исходя из нужд водопользователей и водопотребителей, но возможность удовлетворения их потребностей ограничивается значениями Q и полезного объема водохранилища V.

Таблично-цифровой способ. Расчетный период разбивают на ряд достаточно малых, одинаковых интервалов времени Δt и для каждого определяют значения необходимых расходов, объемов и т. д., последовательно заполняя табл. 2.1. Этот способ является основным при выполнении расчетов на ЭВМ и позволяет на основе за-

Таблица 2.1. **Бланк для расчета регулирования стока таблично-цифровым способом**

№ п/п.	Наименование	Единица	Даты интервалов			
			1	2	...	n
1	Интервал времени Δt	месяц, декада				
2	Расход притока Q	м³/с				
3	Расход потребления $Q_р$	м³/с				
4	Расход наполнения (+) или опорожнения (—) водохранилища $Q-Q_р$	м³/с				
5	Изменение объема воды в водохранилище $\Delta V=(Q-Q_р)\Delta t$	км³				
6	∇ УВБ по кривой $V_{ост}=f(\nabla$ УВБ)	м				
7	∇ УНБ по кривой $z=\nabla$ УНБ$=f(Q_р)$	м				
8	Напор $H=\nabla$УВБ$-\nabla$УНБ	м				
9	Мощность $N=8{,}5Q_рH$	кВт				
10	Выработка $Э=N\Delta t$	кВт·ч				

Примечание. Значения по п. 1—9 даются на конец интервала.

ранее разработанной программы определить варианты регулирования, отбросить неприемлемые и выбрать оптимальный вариант. При безмашинном счете таблично-цифровой способ связан с большим числом однообразных расчетов, приемлемые расходы потребления удается назначить лишь после ряда неудачных попыток. Метод лишен наглядности и затрудняет анализ процесса регулирования.

Интегральные кривые стока. Для предварительных расчетов, особенно в учебной практике, рекомендуется несложный, наглядный графоаналитический способ расчетов по интегральным кривым стока. Он основан на графическом интегрировании, широко распространенном в инженерной практике при оперировании с кривыми, которые трудно выразить математическими функциями.

По гидрографу (рис. 2.2,*б*) 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 приращения стока $\Delta W=Q\Delta t$. Суммируя приращения нарастающим итогом, строят интегральную кривую $W=f(t)$ (рис. 2.4,*а*). Интегральной она называется потому, что сумма приращений $Q\Delta t$ — это приближенное значение интеграла функции гидрографа $Q=f(t)$

$$W_{1-2} = \int_{t_1}^{t_2} Q\,dt. \qquad (2.6)$$

Численное значение интеграла соответствует заштрихованной на рис. 2.2,*б* площади графика гидрографа. Интегральная кривая содержит информацию о расходах. Действительно, из выражения

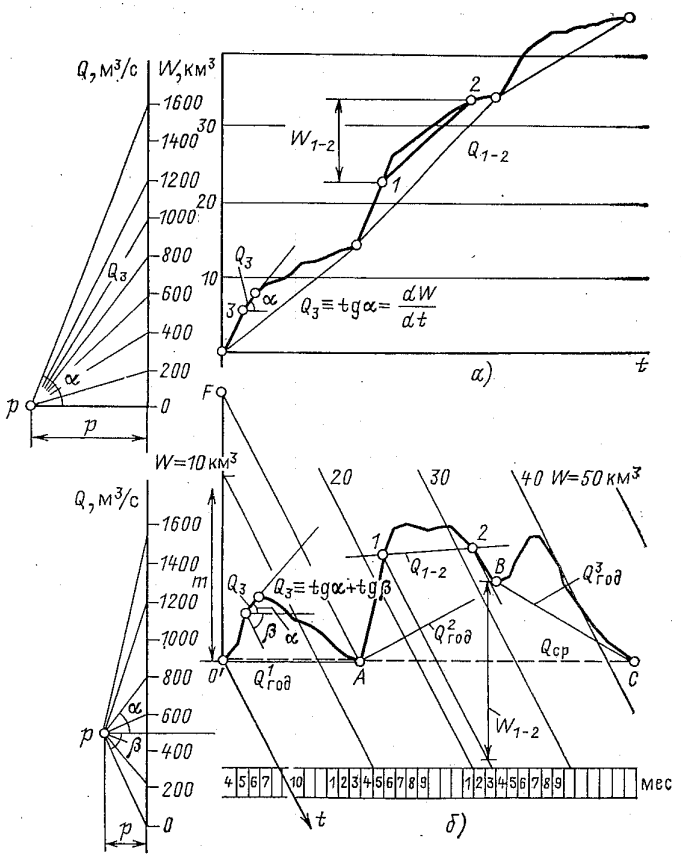


Рис. 2.4. Интегральная кривая стока:
а — в прямоугольных коэффициентах; *б* — в косоугольных координатах

(2.6) следует, что

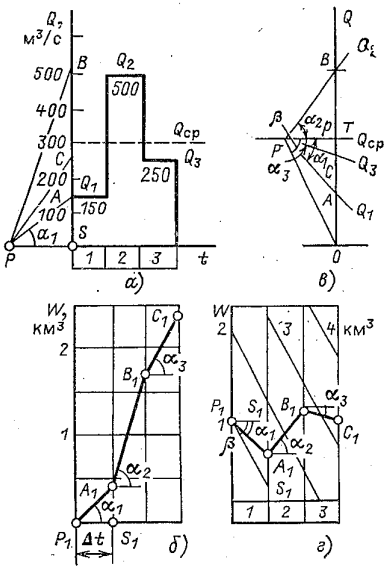
$$Q = \frac{dW}{dt}, \qquad (2.7)$$

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. 2.4,*а*). 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. 2.5,*а*).

Рис. 2.5. 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



На продолжении оси времени t нанесем произвольную точку P на расстоянии $p=PS$ 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, линии PA, PB и PC — лучами расходов. Луч определяет значение расхода тангенсом угла своего наклона к горизонтали α, 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 Δt (рис. 2.5,*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 $P_1A_1S_1$

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

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 на лучевом масштабе расхода и может быть легко вычислен.

Интегральная кривая в прямоугольных координатах (рис. 2.4,*а* и 2.5,*б*) занимает узкую полосу по диагонали графика, что неудобно для пользования. Гораздо удобнее построить интегральную кривую в косоугольных координатах (рис. 2.4,*б* и 2.5,*г*). Для этого необходимо определить средний расход периода

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

и при построении лучевого масштаба (рис. 2.5,*в*) отложить полюсное расстояние не от нулевой метки шкалы расходов, а от метки $Q=Q_{ср}$. При этом луч расхода $Q=0$ будет не горизонтальным, а наклонным к горизонтали под углом β. Дальнейшее построение аналогично построению в прямоугольных координатах и показано на рис. 2.5,*г*, однако начальная линия отсчета стока $W=0$ не горизон-

тальна, а наклонена под углом β и остальные линии отсчета стока параллельны ей. Из рис. 2.5,*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 $Q > Q_{ср}$ (лучи таких расходов восходящие), знак «—» соответствует $Q < Q_{ср}$ (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. 2.4,*б*. Построение проводится в следующем порядке:

1. Определяют среднегодовые расходы (см. рис. 2.2, *б*): $Q^{(1)}_{год} = 480$ м³/с; $Q^{(2)}_{год} = 660$ м³/с; $Q^{(3)}_{год} = 320$ м³/с. Затем вычисляют средний расход расчетного периода, м³/с,

$$Q_{ср} = \frac{Q^{(1)}_{год} + Q^{(2)}_{год} + Q^{(3)}_{год}}{3} = \frac{480 + 660 + 320}{3} = 487.$$

2. В произвольном масштабе (рис. 2.4,*б*) вычерчивают шкалу расходов и на перпендикуляре к ней из точки $Q_{ср} = 487$ м³/с намечают положение полюса P. Полюсное расстояние $p = PS$ определяет масштаб построения, правильный выбор его очень важен. Можно рекомендовать такое значение p, при котором $\beta = 60 \div 70°$. Лучевой масштаб, полученный таким способом, желательно вычертить на кальке.

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

4. Сначала проводятся лучи среднегодовых расходов $Q^{(1)}_{год}$, $Q^{(2)}_{год}$, $Q^{(3)}_{год}$ (линия $O'ABC$ на рис. 2.4,*б*). При правильном построении точка C должна лечь на горизонтальную линию, проведенную через точку O', так как луч $O'C$ соответствует $Q_{ср}$. 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, которые должны прийти в точки A, B, C. Небольшие невязки разносятся, как это описано выше.

6. Определяют масштаб стока, для чего 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 год $= 31{,}5 \cdot 10^6$ с, годовой сток будет равен, км³,

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

Тогда отрезок m, изображающий, например, сток в 10 км³, определится из пропорции

$$\frac{O'F}{m} = \frac{15{,}1}{10}.$$

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. 2.4,*а*, *б*), 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.

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).

2.4. 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 лет с помощью водохранилищ, т. е. годичное и многолетнее регулирование, относящиеся к длительному регулированию.

Годичное регулирование может быть полным, т. е. обеспечивающим в течение года постоянный зарегулированный расход $Q_р = Q_{год}$. Для такого регулирования требуется значительный объем водохранилища, которым располагают лишь немногие гидроузлы. При ограниченном объеме 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 меженный 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 в результате изменения стока. 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 среднемноголетний сток ($\beta > 1$). Оно также может быть полным с постоянным расходом $Q_р$

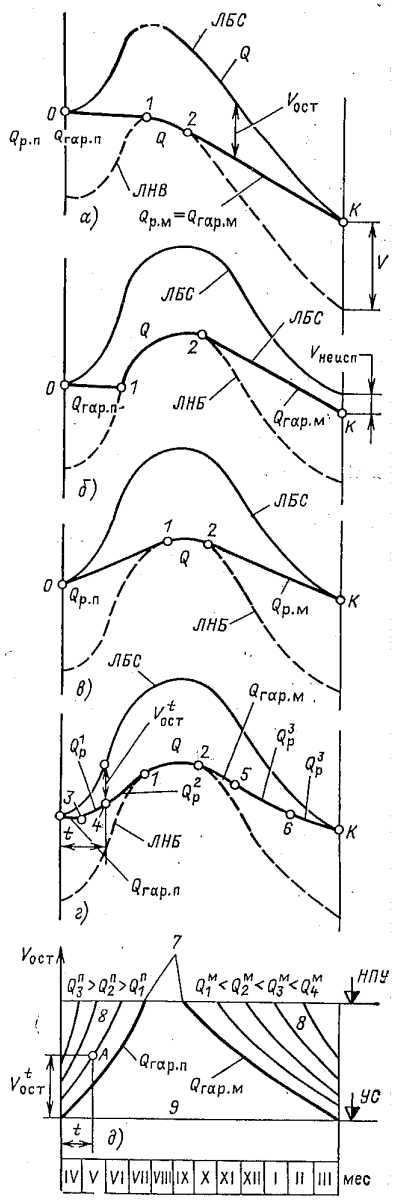


Рис. 2.6. Схемы годичного регулирования:
а—определение гарантированных расходов; *б*—регулирование по жесткой схеме; *в* — регулирование по идеальной схеме; *г* — диспетчерское регулирование; *д*— диспетчерский график; *1, 2*— период работы на бытовом стоке; *3—6*— моменты корректировки расхода; *7* — линии гарантированной отдачи; *8*— зона повышенной отдачи; *9* — зона перебоев

в течение ряда лет, но, как правило, удается вести лишь частичное многолетнее регулирование.

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

При назначении этих параметров решаются народнохозяйственные проблемы, связанные с комплексным использованием водотока: наибольшие выработка и мощность ГЭС, покрытие наиболее напряженных графиков нагрузки, подача воды на орошение по оптимальному графику, попуски для улучшения условий судоходства или рыбного хозяйства, ограничение расходов, сбрасываемых в половодье, и т. д.

При хорошо рассчитанном регулировании к концу половодного сезона или многоводного периода водохранилище должно быть наполнено при минимальных холостых сбросах. Запасенная вода должна расходоваться до самого конца меженного сезона или маловодного периода без срыва регулирования и вынужденного перехода на работу с бытовым стоком.

Для выполнения расчетов регулирования выбирается расчетный период, и по его гидрологическим данным строится (рис. 2.6,*а*) интегральная кривая бытового стока — линия бытового стока (ЛБС). Для удобства расчета ниже ЛБС следует вычертить точно такую же линию, но смещенную эквидистантно от первой на заданное значение полезного объема водохранилища, — линию 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 $Q_р$. Она не может выходить из промежутка между ЛБС и ЛНВ водохранилища. Если луч $Q_р$ встретился с ЛНВ (точка *1* на рис. 2.6,*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 $Q_р$ и ЛБС. Совпадение лучей $Q_р$ с ЛНВ (участок *1—2*) означает, что при полностью заполненном водохранилище транзитом пропускаются бытовые расходы $Q_р=Q$. Значения $Q_р$ определяются по лучевому масштабу.

Годичное регулирование по идеальной схеме. По интегральной кривой стока легко определить зарегулированные расходы половодья и межени $Q_{р.п}$ и $Q_{р.м}$, 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. 2.6,*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. На рис. 2.7 показано регулирование трехлетнего периода по идеальной схеме.

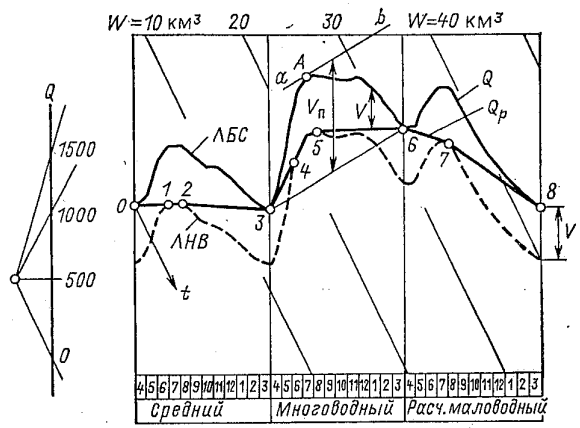


Рис. 2.7. Годичное регулирование трех характерных лет по идеальной схеме:
1—8 — точки регулирования

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 маловодного года по идеальной схеме (рис. 2.6,*а*), найдем зарегулированные расходы $Q_{гар.п}$ и $Q_{гар.м}$, 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, предполагающей, что каждый предстоящий год будет маловодным и прогнозы отсутствуют. На рис. 2.6,*б* показано регулирование года средней водности. Вначале предполагается, что год будет маловодным и для наполнения водохранилища задается расход $Q_{гар.п}$, заранее определенный для маловодного года, что приводит к преждевременному наполнению водохранилища и повышенным сбросам. Опорожнение начинается только тогда, когда устанавливается $Q<Q_{гар.м}$. В результате в конце года в водохранилище остается неиспользованный объем воды $V_{неисп}$. Эта схема применяется иногда на практике как весьма надежная по обеспечению гарантированной отдачи, но она не позволяет достаточно полно использовать сток.

Диспетчерское регулирование. Наиболее совершенно регулирование по диспетчерскому графику (рис. 2.6,*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 $Q_{гар.п}$ (рис. 2.6,*г*), но через некоторое время анализируют результаты и прогнозы, нанося на график (рис. 2.6,*д*) точку *А*, отвечающую фактическому остатку воды. Если она попадает в зону повышенной отдачи, расход $Q_р$ увеличивают, принимая его значение по изолиниям расходов на графике. Выполняя периодически описанную корректировку, регулирование можно приблизить к идеальному. Аналогично ведется сработка водохранилища. Допускать попадания точки *А* в зону перебоев нельзя, так как это может привести к срыву регулирования, когда $Q_р<Q_{гар}$.

Определение необходимых объемов водохранилища. При помощи интегральной кривой стока можно определить объем водохранилища, необходимый для полного годичного регулирования. Для этого на интегральной кривой бытового стока точки начала и конца многоводного года (точки *3* и *6* на рис. 2.7) 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 $V_п$ (на рис. 2.7 он намного больше наличного объема V).

Многолетнее регулирование по интегральной кривой. Наблюде-

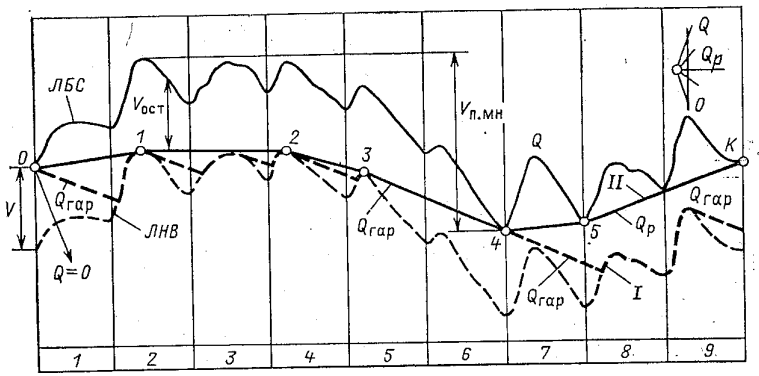


Рис. 2.8. Многолетнее регулирование девятилетнего периода на интегральной кривой стока:
I — жесткая схема; *II* — идеальная схема; *1—5* — точки регулирования

ния 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 год, а характерное сочетание маловодных лет, т. е. расчетный период должен быть гораздо длиннее, чем при годичном регулировании. На рис. 2.8 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 5-го года водохранилище будет наполнено, а за период маловодья, т. е. конца 6-го года, полностью сработано, то, проводя из точки *4* касательную к ЛНВ *4—3*, найдем минимально возможный, а следовательно, гарантированный расход $Q_{гар}$. Пользуясь его значением, можно провести регулирование по жесткой схеме аналогично годичному регулированию (линия *I* на рис. 2.8). 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 $Q_р$ (линия *II* на рис. 2.8).

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

Объем водохранилища, который потребовался бы для полного многолетнего регулирования, $V_{п.мн}$ можно определить, проведя две прямые, параллельные лучу среднемноголетнего расхода и касающиеся линии бытового стока сверху и снизу. Расстояние между этими линиями определит $V_{п.мн}$ (рис. 2.8).

Многолетнее регулирование с использованием методов математической статистики. На основании статистической обработки многочисленных данных о стоке разных рек разработаны номограммы, связывающие значения коэффициента объема водохранилища $\beta=V/W_0$ и гарантированного зарегулированного расхода

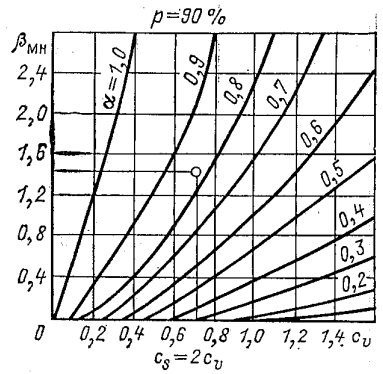


Рис. 2.9. К расчету многолетнего регулирования с применением статистического метода (график Я. Ф. Плешкова)

$Q_{р.гар}=\alpha Q_0$ при заданном коэффициенте вариации c_v и расчетной обеспеченности p. Одна из таких номограмм приведена на рис. 2.9.

По номограмме можно определить гарантированный расход $Q_{р.гар}$. Заданный полезный объем водохранилища условно разделяют на многолетний и годичный

$$V=V_{мн}+V_{год}. \qquad (2.8)$$

При этом $V_{год}$ можно принять равным объему, необходимому для полного выравнивания стока маловодного года, определив его по интегральной кривой стока. Тогда $V_{мн}=V-V_{год}$ и $\beta_{мн}=V_{мн}/W_0$. На график (рис. 2.9) для заданной обеспеченности p наносится точка с координатами заданного коэффициента c_v и найденного $\beta_{мн}$. По этой точке находят на одной из изолиний значение α и определяют расход $Q_{р.гар}$.

Нахождение гарантированного расхода достаточно для дальнейших упрощенных энергетических расчетов.

Выше рассмотрены простейшие случаи регулирования в чисто энергетических целях. Однако с их помощью можно решать и более сложные задачи комплексного использования стока с учетом требований судоходства, рыбного хозяйства, орошения, учитывать потери на испарение, фильтрацию и т. д.

Особые виды регулирования. Если в верховьях рек, 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 срабатывают, восстанавливая НПУ.

2.5. Определение мощности и выработки электроэнергии ГЭС

Предположим, что весь зарегулированный расход проходит через турбины ГЭС. Изменение расхода $Q_р$ в процессе регулирования вызывает колебания уровня нижнего бьефа, а изменение объема остатков воды в водохранилище приводит к изменению уровня верхнего бьефа. Таким образом, в результате регулирования изменяется и напор. Для определения мощности по полученным в результате расчетов регулирования значениям $Q_р$ и $V_{ост}$ необходимо определить: уровень нижнего бьефа ∇УНБ в зависимости от

$Q_р$ по кривой расходов; уровень верхнего бьефа ∇УВБ в зависимости от $V_{ост}$ по кривой объемов водохранилища; напор $H=$ $=$∇УВБ—∇УНБ; мощность $N=8{,}5Q_рH$.

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

По результатам расчетов строят график продолжительности среднесуточных мощностей (рис. 2.10). Значения среднесуточной мощности $N_{сут}$ (расположенные по ординате в убывающем порядке), из которых составлен график, называют также располагаемыми $N_{расп}$, т. е. обеспеченными в какой-либо день года расходом реки при сложившемся напоре.

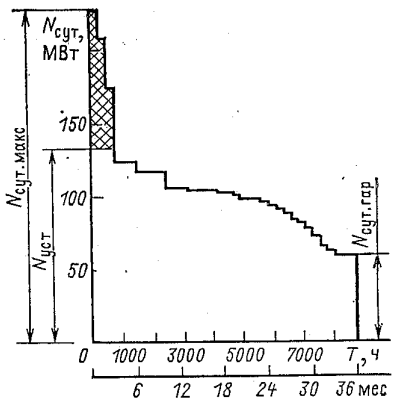


Рис. 2.10. График продолжительности среднесуточной мощности ГЭС (на оси абсцисс верхняя шкала—число часов использования в условном году, нижняя — месяцы расчетного периода)

Минимальная мощность на графике (рис. 2.10) 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. Эта энергия, численно равная площади графика, будет выработана лишь в случае, если весь годовой сток будет пропущен через турбины.

Сумма номинальных значений активной мощности 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 (заштрихованная часть графика выше ординаты $N_{сут}$) не используется. Нижерасположенная часть площадки графика определит фактическую среднюю годовую выработку энергии $Э_{год}$. Окончательный выбор значения $N_{уст}$ является важнейшей задачей водноэнергетических и энергоэкономических расчетов.

2.6. Суточное и недельное регулирование. Энергетические параметры ГЭС и ГАЭС

В § 1.8 было установлено, что для покрытия пиков суточных 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 срабатывая воду в часы пик, при этом среднесуточный расход должен остаться неизменным. Этот процесс называется суточным регулированием. Оно может осуществляться одновременно с длительным регулированием или 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 регулирование является кратковременным.

Анализирующая кривая графика нагрузки энергосистем. Расчеты суточного регулирования ведутся с использованием суточного графика нагрузки энергосистемы. Для выполнения расчетов удобно использовать анализирующую кривую этого графика $Э=f(N)$ (рис. 2.11). Энергия, потребляемая системой по графику нагрузок, определяется площадью этого графика. В базисной (нижней) части графика зависимость $Э=f(N)$ представляет собой прямую линию с наибольшей абсциссой $Э_б=24N_б$. Чтобы построить кривую для пиковой (верхней) части графика, следует разбить его по горизонтали на части, вычислить (с учетом масштабов N и t) их площади $\Delta Э=\Delta N t_i$ и получить ординаты кривой, последовательно суммируя значения $\Delta Э$.

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.

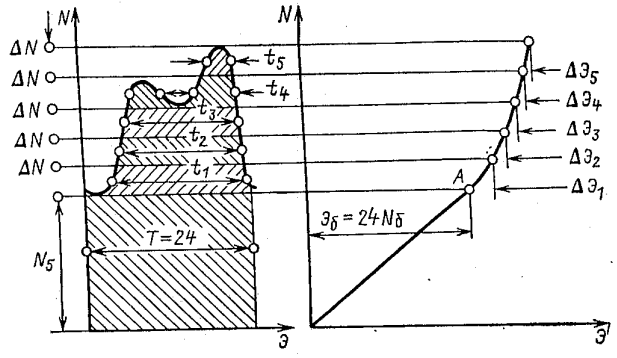


Рис. 2.11. Построение анализирующей кривой суточного графика нагрузки

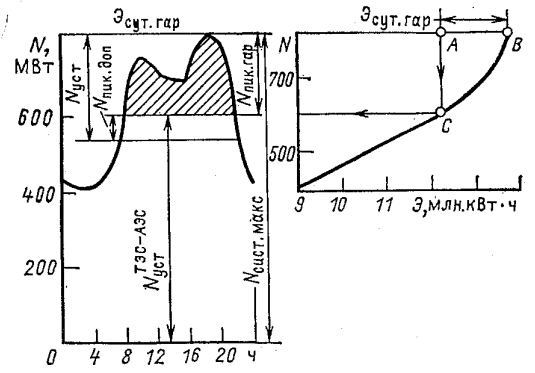


Рис. 2.12. Выработка электроэнергии ГЭС в суточном графике нагрузки

Неограниченное суточное регулирование и выбор энергетических параметров ГЭС. Предположим, что других ГЭС в энергосистеме нет и ограничения неравномерности режима рассматриваемой ГЭС отсутствуют. Пользуясь графиком нагрузки зимних суток, рассмотрим гарантированный режим: участие ГЭС в покрытии графика нагрузки энергосистемы в межень маловодного года, когда возможности ГЭС минимальны (т. е. ГЭС располагает лишь минимальной среднесуточной мощностью $N_{сут.гар}$), а требования энергосистемы максимальны (межень 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 $N_{сут.гар}$ (рис. 2.12), определим значение гарантированной суточной выработки энергии

$$Э_{сут.гар}=24N_{сут.гар}.$$

Отложим от конечной точки B анализирующей кривой (рис. 2.12) отрезок BA, численно равный $Э_{сут.гар}$, спроектируем точку A на кривую и через найденную таким образом точку C проведем горизонтальную линию. Она отсечет 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 $N_{пик}$, в рассматриваемом случае эта пиковая мощность — гарантированная $N_{пик.гар}$, т. е. обеспеченная в наихудших для ГЭС условиях.

Следовательно, для покрытия суточного графика нагрузки установленная мощность ГЭС должна быть значительно выше $N_{сут.гар}$

и, во всяком случае, не должна быть меньше гарантированной пиковой мощности ($N_{уст} \geqslant N_{пик.гар}$).

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

В ряде случаев целесообразно дополнительное увеличение установленной мощности на $N_{доп}$ сверх $N_{пик.гар}$. 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 $N_{доп}$ поэтому называют также дублирующей. Во-вторых, как видно из рис. 2.10, увеличение $N_{уст}$ на значение $N_{доп}$ повышает годовую выработку энергии за счет уменьшения сбросов в половодье, что позволит сберечь в системе топливо. Предел дополнительного увеличения мощности определяется 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

$$N_{уст} = N_{пик.гар} + N_{доп} + N_{рез}, \qquad (2.9)$$

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

Степень неравномерности работы электростанции определяют числом часов использования установленной мощности

$$T_{исп} = Э_{год}/N_{уст}. \qquad (2.10)$$

Для ГЭС, работающих преимущественно в базисе графика нагрузки (что характерно для ГЭС, построенных до 50-х годов), $T_{исп}$ доходит до 5—6 тыс. ч, в то время как для современных пиковых ГЭС $T_{исп}$ не превышает 1,5—3 тыс. ч.

По электростанциям Минэнерго СССР $T_{исп}$ в 1985 г. в среднем составляло 5224, ТЭС — 5574, ГЭС — 3612 ч.

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 нагрузки (рис. 2.13,*а*).

Очень часто даже в межень часть мощности ГЭС вынужденно размещают в базисной части графика для того, чтобы обеспечить круглосуточный попуск воды для нужд судоходства или водоснабжения (рис. 2.13,*б*). Такой же режим работы ГЭС приходится назначать, если по требованиям рыбного хозяйства или других отраслей необходимо ограничить в нижнем бьефе колебания уровня. Для построения на анализирующей кривой суточного графика нагрузки суточную выработку делят на две части:

пиковую $Э'_{сут}$ и базисную $Э''_{сут}$ ($Э_{сут} = Э'_{сут} + Э''_{сут}$) и размещают их на графике нагрузки.

Для устранения вредных последствий колебаний уровня в нижнем бьефе иногда целесообразно ниже по течению от мощной регулирующей ГЭС построить контррегулирующий гидроузел. Водохранилище такого гидроузла обеспечивает попуск в нижнее течение реки равномерно среднесуточного расхода. Таково назначение, например, Майнского гидроузла на р. Енисее, который выравнивает суточные расходы Саяно-Шушенской ГЭС.

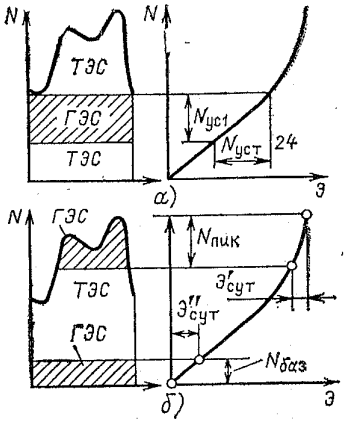


Рис. 2.13. График работы ГЭС в базисной части графика нагрузки:
а — при пропуске половодья; *б* — при ограничении суточного регулирования

Объем водохранилища для суточного регулирования $V_{сут}$ намного меньше объемов водохранилищ длительного регулирования, и на большинстве современных ГЭС ограничений из-за недостаточного объема $V_{сут}$ не возникает. Такие ограничения могут возникнуть на ГЭС с безнапорной деривацией, где для суточного регулирования используют объемы воды в канале. Если этого объема недостаточно, вблизи сооружений станционного узла устраивают специальный бассейн суточного регулирования, соединенный с каналом (см. рис. 1.16).

Объем водохранилища $V_{сут}$ приближенно можно определить исходя из количества энергии, которое необходимо аккумулировать в водохранилище, $Э_{ак}$. Значение $Э_{ак}$ определяется площадью графика нагрузки ГЭС (см. рис. 1.12), расположенной выше линии, соответствующей среднесуточной мощности $N_{сут}$. Это значение можно определить по анализирующей кривой. После этого объем водохранилища вычисляется по формуле

$$V_{сут} = \frac{427\, Э_{ак}}{H_{сут}}, \qquad (2.11)$$

где $V_{сут}$ — объем водохранилища, необходимый для суточного регулирования; $Э_{ак}$ — аккумулированная энергия; $H_{сут}$ — среднесуточный напор.

Колебания напора на ГЭС, расчетный напор. На рис. 2.14,*а* показана кривая связи $\nabla УНБ = f(Q)$, а также уровни верхнего бьефа — НПУ и УС. Напор $H = \nabla УВБ - \nabla УНБ$ при любом расходе определяется разностью ординат кривой и этих уровней, что позволяет построить диаграмму напоров $H = f(Q)$ отдельно для НПУ и

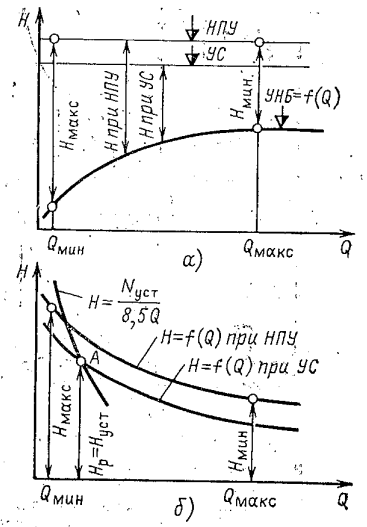


Рис. 2.14. К определению расчетного напора

УС (рис. 2.14,*б*). На диаграмме легко выявить $H_{макс}$ (при НПУ и $Q_{мин}$) и $H_{мин}$ (при НПУ и $Q_{макс}$).

Одним из основных параметров ГЭС является расчетный напор $H_р$ — минимальное значение напора, при котором гидроагрегат работает с номинальной мощностью, а ГЭС соответственно развивает установленную мощность $N_{уст}$. Для того чтобы ГЭС могла выполнять свои функции по покрытию пиков нагрузки энергосистемы, необходимо в зимнюю межень, при сработанном водохранилище и повышенном вследствие попуска суточного регулирования уровне нижнего бьефа, фактический напор сохранять не ниже расчетного. Для определения такого напора нанесем на диаграмму (рис. 2.14,*б*) кривую зависимости напора от расхода при постоянной ранее выбранной установленной мощности

$$H = \frac{N_{уст}}{8{,}5Q}.$$

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

Диаграммы на рис. 2.14 построены для низконапорной ГЭС. При высоких напорах $H_{мин}$ чаще определяется при УС и расходе, отвечающем $N_{уст}$, т. е. $H_р = H_{мин} = H_{уст}$.

На практике $H_р$ принимают несколько больше $H_{уст}$, так как кратковременные попуски при суточном регулировании создают в нижнем бьефе

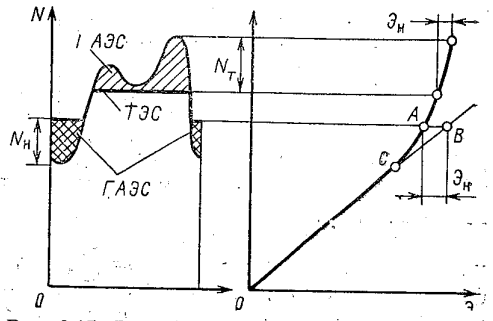


Рис. 2.15. Выработка электроэнергии ГАЭС в суточном графике нагрузки

неустановившиеся режимы, при которых напор не успевает достигнуть $H_{уст}$. Повышение $H_р$ способствует сокращению размеров гидроагрегатов 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 интенсивно уменьшается.

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

Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) в энергосистеме. Особым видом суточного регулирования стока является работа ГАЭС в энергосистеме. Рассмотрим простейший случай, когда в энергосистеме отсутствуют другие регулирующие электростанции, кроме ГАЭС (рис. 2.15).

Если в энергосистеме имеется ГАЭС с верхним бассейном полезным объемом $V_б$ и средним напором H, то для наполнения этого бассейна требуется энергия

$$Э_н = \frac{V_б H}{367\eta_н} \approx \frac{V_б H}{294}, \qquad (2.12)$$

где $\eta_н$ — КПД ГАЭС в насосном режиме, равный в среднем 0,82.

Эту энергию получают от ТЭС и АЭС, загружая их в часы спада нагрузки энергосистемы, что увеличивает базисную часть графика. Определим и другие параметры ГАЭС. Продлим прямолинейный участок анализируемой кривой. Тогда разность AB между исходной кривой и продленным участком будет показывать энергию, необходимую для увеличения базисной части графика, вычисляемую по формуле (2.12). Проведем через точки A и B горизонтальную прямую. Пересекая график нагрузки, она определит основные параметры насосного режима ГАЭС: наибольшую мощность в насосном режиме $N_н$, длительность этого режима и график мощности, потребляемый ГАЭС.

Запасенная в насосном режиме вода используется для выработки электроэнергии в часы пик при работе в турбинном режиме. Сработка объема воды $V_б$ из верхнего бассейна в нижний через турбины обеспечивает выработку электроэнергии

$$Э_т = \frac{V_б H}{367}\eta_т \approx \frac{V_б H}{408}, \qquad (2.13)$$

где $\eta_т$ — КПД ГАЭС в турбинном режиме, равный в среднем 0,9. Разместим выработку ГАЭС $Э_т$ в пиковой части графика, при этом определяется наибольшая мощность $N_т$ и длительность турбинного режима. Мощность $N_т$ является вытесняющей, так как на это значение может быть снижена мощность ТЭС и АЭС. На рис. 2.15 наглядно показана эффективность ГАЭС для улучшения выравнивания графика нагрузки не только за счет снижения мощности ТЭС и АЭС в часы пик, но и за счет повышения ее в часы спада потребления электроэнергии.

Соотношение между длительностью турбинного и насосного режимов может быть различным. Гидроаккумулирующие электростанции, работающие с увеличенной длительностью турбинного режима, называются полупиковыми.

Недельное регулирование. В выходные дни потребление энергии заметно сокращается. В эти дни целесообразно сократить выработку энергии на ГЭС и накопить в водохранилище воду, чтобы, сработав ее в рабочие дни недели,

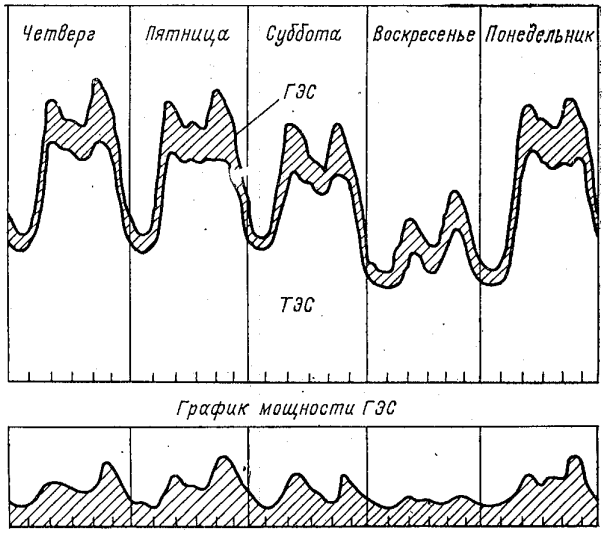


Рис. 2.16. Работа ГЭС при недельном и суточном регулировании

облегчить покрытие графиков нагрузки энергосистемы. Работа ГЭС при одновременном суточном и недельном регулировании иллюстрируется рис. 2.16. Для энергосистемы всегда целесообразно наличие ГАЭС недельного регулирования, но это требует больших объемов бассейнов; хорошие показатели могут быть получены на ГЭС — ГАЭС, которые способны работать и как обычные ГЭС на бытовом стоке, и в режиме аккумулирования.

2.7. Энергоэкономические расчеты

Для одной и той же технической задачи существует обычно несколько инженерных решений. Выбор наилучшего варианта производится сопоставлением их экономических показателей.

Выполняемые при этом в гидроэнергетике расчеты называются энергоэкономическими. С их помощью оценивают общую экономическую эффективность проектируемых сооружений, уточняют ряд основных параметров (например, установленную мощность, расчетный напор, подпорный уровень и т. д.) и конструктивные размеры. Рассмотрим основные и наиболее часто применяемые в электроэнергетике экономические показатели.

Полная стоимость строительства объекта определяется в сводном сметно-финансовом расчете, который учитывает все сопутствующие строительству затраты. На ранних стадиях проектирования для предварительного определения стоимости пользуются укрупненными показателями и сметами — аналогами других объектов.

По завершении строительства объекта часть затрат возвращается (стоимость временных сооружений, разборных конструкций и др.). Разность между полной сметной стоимостью строительства и возвратными суммами дает капитальные вложения K. Для выявления части капиталовложений, относимых только на энергетику, из суммы капиталовложений гидроузла исключают затраты, относимые на других участников водохозяйственного комплекса.

Для сопоставления стоимостей электростанций различных типов пользуются понятием удельных капиталовложений на один киловатт установленной мощности (стоимость установленного киловатта)

$$k_N = K/N_{\text{уст}}. \qquad (2.14)$$

Стоимость установленного киловатта на ГЭС k_N зависит в основном от природных условий и колеблется в широких пределах от 100 до 900 руб/кВт, поэтому определить ее можно только по объемам работ.

Наиболее выгодные створы, где k_N не превосходит 100 руб/кВт, как правило, уже использованы, строительство ГЭС перемещается в отдаленные районы, подчас с суровым климатом, где строительство, естественно, обходится дороже. За последние три пятилетки стоимость установленного киловатта на ГЭС возросла примерно в 1,5 раза. Увеличение стоимости связано еще и с тем, что в настоящее время более полно учитывают затраты на создание водохранилища, относя на стоимость ГЭС не просто компенсацию ущерба, но и стоимость реконструкции затрагиваемых предприятий на современном техническом уровне, повышение уровня быта переселяемого населения.

Стоимость ТЭС и АЭС в меньшей степени зависит от местных условий, и ее легче принять по аналогам. В зависимости от оборудования и вида топлива для крупных КЭС $k_N = 240 \div 300$ руб/кВт, для полупиковых КЭС — около 200, для ГТУ — около 160, для АЭС — 300—350 руб/кВт. Приводимые здесь и далее стоимостные данные ориентировочны.

Стоимость ТЭС и АЭС также увеличивается за счет перехода на низкосортные угли, совершенствования оборудования, роста затрат на сокращение вредных выбросов ТЭС и повышение надежности АЭС. С 1970 г. средняя стоимость установленного киловатта ТЭС увеличилась в 2,5 раза.

Ввод дополнительных мощностей на ТЭС и АЭС требует соответствующего развития топливных баз и транспорта. Эти затраты также увеличиваются по мере выработки наиболее выгодных и близко расположенных месторождений топлива. С учетом этих затрат фактическая средняя стоимость установленного киловатта на ТЭС достигает в настоящее время 380—390, на АЭС 450—480 руб/кВт.

Не меняя основных технических решений, можно в определенных пределах увеличить на ΔN установленную мощность электростанции, установив, например, один-два дополнительных агрегата, что потребует дополнительных капиталовложений ΔK. В этом случае определяют стоимость дополнительного кило-

ватта установленной мощности

$$\Delta k_N = \Delta K / \Delta N. \qquad (2.15)$$

Для ГЭС значение Δk_N обычно не превышает 20—30 руб/кВт.

Приращение мощности ГЭС 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 поэтому стоимость дополнительного киловатта почти такая же, как и основного.

Строительство ГЭС длится обычно дольше, чем ТЭС, что чаще всего связано с недостатками планирования. Однако отечественный и зарубежный опыт показывает, что крупную ГЭС можно построить за 7—8 лет, ГЭС средней мощности за 5—6 лет, т. е. в такие же сроки, что и ТЭС, и быстрее АЭС.

Различные сроки строительства, связанные с «омертвлением» капиталовложений при увеличении продолжительности строительства, учитываются путем подсчета приведенных к единому году (например, к году пуска) капиталовложений

$$K_{\text{прив}} = K(1+\rho)^t, \qquad (2.16)$$

где K — капиталовложения рассматриваемого года; t — число лет, определяющих рассматриваемый год от единого расчетного; $\rho = 0{,}08$ — норма учета фактора времени.

Капиталовложения в строительство объекта определяют стоимость его основных производственных фондов (сооружений, оборудования).

Ежегодные издержки электростанции $И$ складываются из постоянных издержек $И_{\text{п}}$, состоящих в свою очередь из эксплуатационных издержек $И_{\text{э}}$ и амортизационных издержек $И_{\text{а}}$, и топливных $И_{\text{топ}}$, зависящих от фактической выработки энергии,

$$И = И_{\text{п}} + И_{\text{топ}} = И_{\text{э}} + И_{\text{а}} + И_{\text{топ}}. \qquad (2.17)$$

Эксплуатационные издержки $И_{\text{э}}$ — это расходы на заработную плату персонала, материалы и текущий ремонт. Заработная плата прежде всего зависит от численного состава персонала, определяемого штатным коэффициентом, т. е. числом работающих на 1 ГВт установленной мощности (1 ГВт = 1000 МВт).

Для ГЭС в среднем по стране этот показатель составляет 300 чел/ГВт, для ТЭС — 1280 чел/ГВт, для АЭС — 1870 чел/ГВт. Если же учесть работающих на топливной базе и транспорте, то этот показатель для ТЭС и АЭС достигнет 2500 чел/ГВт. Таким образом, каждый миллион киловатт мощности ГЭС высвобождает народному хозяйству для других отраслей не менее 2200 чел.

Эксплуатационные издержки ГЭС принимаются пропорционально установленной мощности

$$И_{\text{э}} = u_{\text{э}} N, \qquad (2.18)$$

где $u_{\text{э}}$ — удельные эксплуатационные издержки, не превышающие 0,5 руб/кВт для крупных и 1 руб/кВт для средних ГЭС.

Амортизационные отчисления предприятия ежегодно отчисляют в госбюджет в виде определенного процента стоимости основных производственных фондов. Принимая эту стоимость равной капиталовложениям, получаем

$$И_{\text{а}} = \frac{p}{100} K, \qquad (2.19)$$

где p — норма амортизационных отчислений, %; для ГЭС $p = 1{,}6\%$.

Смысл амортизационных отчислений в том, что основные фонды, являющиеся общегосударственной собственностью, постепенно изнашиваются и их стоимость переходит на стоимость произведенной продукции. К концу срока службы за счет амортизационных отчислений в госбюджете накапливается сумма, достаточная для восстановления (реновации) износившегося оборудования и сооружений за вычетом средств, истраченных за счет этих же отчислений на капитальные ремонты. Норма отчислений по отдельно рассматриваемому оборудованию составляет 3—6 %, что связано с его более интенсивным износом по сравнению с сооружениями.

Для ТЭС ежегодные постоянные издержки, включающие амортизационные отчисления, также принимаются пропорционально установленной мощности

$$И_{\text{п}} = И_{\text{э}} + И_{\text{а}} = N u_{\text{п}}. \qquad (2.20)$$

Удельные ежегодные постоянные издержки ТЭС составляют: для блочных КЭС около 22, для полупиковых 17, для ГТУ 13 руб/кВт. Для АЭС издержки $u_{\text{п}}$ около 40 руб/кВт.

Топливные издержки на ГЭС отсутствуют. Для ТЭС они определяются в зависимости от расхода топлива, его вида и стоимости

$$И_{\text{топ}} = бсЭ, \qquad (2.21)$$

где $б$ — удельный расход условного топлива, кг/(кВт·ч); $Э$ — годовая выработка электроэнергии, кВт·ч; c — удельная стоимость топлива в пересчете на условное топливо, зависит от вида топлива, района страны и ориентировочно может быть принята, руб/кг:

Донецкий и кузнецкий угли	0,05
Канско-ачинский уголь	0,01
Экибастузский уголь	0,02
Природный газ	0,07
Мазут	0,1

Теплота сгорания условного топлива составляет 29,3 МДж/кг.

Анализ структуры ежегодных издержек показывает, что на ГЭС до 82 % издержек составляют амортизационные отчисления. На ТЭС амортизационные отчисления около 19 %, а топливные издержки составляют до 65 %. Суммарные ежегодные издержки на ТЭС в несколько раз выше, чем на ГЭС.

Себестоимость электроэнергии

$$s = И / Э, \qquad (2.22)$$

где $Э$ — годовая выработка электроэнергии.

В 1985 г. в среднем по стране себестоимость электроэнергии на ГЭС составляла 0,15 коп/(кВт·ч), что в 5,3 раза меньше, чем на ТЭС и АЭС.

Прибыль $П$ в электроэнергетике определяется как

$$П = Ц - И, \tag{2.23}$$

где $Ц$ — отпускная цена электроэнергии по тарифам. Ежегодно ГЭС создают прибыль примерно 1,5 млрд. руб., заменяя ТЭС соответствующей мощности.

Приведенные данные говорят о высокой экономичности ГЭС. Однако при решении вопроса о целесообразности строительства любой конкретной ГЭС необходимо убедиться в том, что нет более эффективных вариантов получения того же энергетического эффекта.

Метод сравнительной экономической эффективности является основным в энергоэкономических расчетах. Для обоснования эффективности проектируемая ГЭС сравнивается с условной заменяемой (альтернативной) ТЭС, которая могла бы создать в энергосистеме тот же энергетический эффект. При этом с учетом меньшей надежности ТЭС ее мощность принимают на 10—15% больше мощности рассматриваемой ГЭС, выработку с учетом повышенного расхода энергии на собственные нужды увеличивают на 2—7%. Тип заменяемой ТЭС принимают в соответствии с намечаемым местом ГЭС в графике нагрузки энергосистемы: в качестве заменяемой может быть блочная или полупиковая КЭС, ГТУ или комбинация ТЭС разного типа. Для выполнения сопоставления определяют по формуле (2.14) капиталовложения в строительство ГЭС и заменяемой ТЭС — $K_{ГЭС}$ и $K_{ТЭС}$, а также ежегодные издержки $И_{ГЭС}$ и $И_{ТЭС}$ по формулам (2.18) и (2.20). В качестве топлива для ТЭС принимают замыкающее топливо, которое в данном районе имеется в достаточном количестве, но по стоимости будет использовано в последнюю очередь.

Если $K_{ГЭС} < K_{ТЭС}$ и $И_{ТЭС} < И_{ТЭС}$, то ГЭС считается абсолютно эффективной и дальнейший расчет не производится. Если строительство ГЭС обходится дороже, чем ТЭС, т. е. $K_{ГЭС} > K_{ТЭС}$, то в варианте ГЭС требуются дополнительные капиталовложения, равные $K_{ГЭС} - K_{ТЭС}$. Но при этом будет происходить ежегодная экономия на издержках $И_{ТЭС} - И_{ГЭС}$, так как издержки ГЭС меньше, чем издержки ТЭС. Такое соотношение капиталовложений и ежегодных издержек позволяет определить срок окупаемости дополнительных капиталовложений

$$T = \frac{K_{ГЭС} - K_{ТЭС}}{И_{ТЭС} - И_{ГЭС}} \tag{2.24}$$

или обратную ему величину — коэффициент экономической эффективности

$$\varepsilon = \frac{И_{ТЭС} - И_{ГЭС}}{K_{ГЭС} - K_{ТЭС}}. \tag{2.25}$$

ГЭС признается экономически эффективной, если

$$\left.\begin{aligned} T &\leqslant T_н; \\ \varepsilon &\geqslant \varepsilon_н, \end{aligned}\right\} \tag{2.26}$$

где $T_н$ и $\varepsilon_н$ — нормативные значения срока окупаемости и коэффициента эффективности, устанавливаемые директивно.

В настоящее время для электроэнергетики $T_н = 8{,}34$ года, $\varepsilon_н = 0{,}12$. Для ГЭС в районах Крайнего Севера, а также для ГЭС, имеющих особое значение для других отраслей народного хозяйства, допускается $T_н = 12{,}5$ лет и $\varepsilon_н = 0{,}08$. По мере развития экономики страны нормативные сроки окупаемости могут быть увеличены, а коэффициенты эффективности уменьшены.

Разновидностью метода является метод сравнения приведенных **ежегодных затрат**, смысл которого заключается в добавлении к ежегодным издержкам годовой доли капиталовложений, разложенных на срок окупаемости. При этом приведенные ежегодные затраты

$$З = И + \varepsilon_н K = И + K/T_н. \tag{2.27}$$

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

Рассмотренные методы нельзя признать полностью объективными из-за определенной условности назначения нормативных сроков окупаемости, нестабильности цен на топливо, недостаточного учета экологических факторов. Так, глубокая очистка выбросов ТЭС от золы и газов может увеличить стоимость ТЭС до 30%; существенный вред наносят выбросы ТЭС, безвозвратное сжигание топлива. Поэтому методика экономических расчетов непрерывно совершенствуется и уточняется, а расчетные нормативы обновляются.

Эффективность комплексных гидроузлов оценивается с учетом заменяемых вариантов не только для энергетики, но и для других отраслей, нужды которых обслуживает гидроузел. Например, вместо увеличения судоходных глубин за счет подпора в качестве альтернативы рассматривается ежегодное землечерпание, вместо орошения — улучшение неполивных земель, вместо самотечного орошения — подача воды насосами и т. д. Для каждой отрасли подсчитываются капиталовложения и издержки варианта с гидроузлом и комплекса заменяемых вариантов, что затем учитывается при вычислении T или ε.

Экономическая эффективность ГАЭС определяется с учетом ее топливной эффективности в энергосистеме. Несмотря на то что ГАЭС не только перераспределяет электроэнергию во времени, но и потребляет ее на потери, она экономит

топливо в энергосистеме. Этот кажущийся парадокс легко раскрывается при сопоставлении ГАЭС с заменяемой ГТС. Работая в насосном режиме, ГАЭС потребляет электроэнергию, выработанную на базисной КЭС, работающей в оптимальном режиме с удельным расходом топлива 0,27÷0,3 кг/(кВт·ч), а вырабатывает электроэнергию, заменяя ГТС в пиковом режиме. Заменяемая ГТС расходовала бы нефтяное топливо при удельном расходе 0,5 кг/(кВт·ч). С учетом КПД ГАЭС это дает экономию топлива в размере примерно 0,1 кг/(кВт·ч). Так, ГАЭС мощностью 1200 МВт экономит около 450 тыс. т мазута. Ежегодные издержки ГАЭС

$$И = И_э + И_а + \frac{бсЭ_т}{\eta}, \qquad (2.28)$$

где $И_э$ и $И_а$ — эксплуатационные издержки и амортизационные отчисления ГАЭС; $б$ — удельный расход условного топлива на ТЭС, кг/(кВт·ч); $с$ — удельная стоимость условного топлива, руб/кг; $Э_т$ — электроэнергия ГАЭС, выдаваемая в турбинном режиме; $\eta \approx 0{,}7$ — общий КПД ГАЭС. Такой расчет не полностью выявляет экономичность ГАЭС.

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

Например, увеличение установленной мощности ГЭС приводит к возрастанию ее стоимости, но одновременно за счет увеличения выработки ГЭС в многоводный сезон обеспечивает экономию топлива на ТЭС. Рассматривая ряд приращений установленной мощности и их эффективность, оценивают экономическую эффективность установленной мощности.

Увеличение размеров водовода удорожает его, но одновременно снижает потери напора и, следовательно, потери энергии. Здесь также можно найти экономический предел увеличения размеров.

Экономическая эффективность малых ГЭС. Стоимость установленного киловатта малых ГЭС обычно значительно выше, чем крупных ГЭС. Многие малые ГЭС работают без регулирования стока по вынужденному графику на водохозяйственных попусках и не могут вытеснять мощность ТЭС, что ухудшает их эффективность. Наиболее эффективными оказываются малые ГЭС в отдаленных, не имеющих связи с энергосистемой районах. В этих случаях экономически приемлемые удельные капиталовложения в малые ГЭС могут доходить до 3000 руб/кВт, в районах, охваченных энергосистемами, — до 500—1000 руб/кВт. Высока эффективность малых ГЭС, сооружаемых в составе водохозяйственных гидроузлов, когда затраты на ГЭС определяются только стоимостью оборудования и энергетических сооружений.

Пример. Определить экономическую и топливную эффективность ГЭС мощностью 1200 МВт с годовой выработкой 4800 млн. кВт·ч при сметной стоимости 600 млн. руб.

Решение. Примем $и_э = 0{,}5$ руб/кВт; $p = 1{,}6$ %. Тогда $И_э = и_э N_{уст} = 0{,}5 \cdot 1{,}2 = 0{,}6$ млн. руб.; $И_а = (p/100)K = (1{,}6 : 100)600 = 9{,}6$ млн. руб.; $И = И_э + И_а = 9{,}6 + 0{,}6 = 10{,}2$ млн. руб.

В качестве заменяемой ГЭС примем полупиковую КЭС, работающую на газе. Энергетические параметры КЭС: $N_{КЭС} = N_{ГЭС} \cdot 1{,}1 = 1{,}2 \cdot 1{,}1 = 1{,}32$ млн.кВт; $Э_{КЭС} = Э_{ГЭС} \cdot 1{,}05 = 4800 \cdot 1{,}05 = 5040$ млн.кВт·ч.

Определим экономические показатели КЭС. Примем $k_{N_{КЭС}} = 200$ руб/кВт. $И_{пКЭС} = 13$ руб/кВт, расход топлива $б = 0{,}4$ кг/(кВт·ч); стоимость газа $с = 0{,}065$ руб/кг.

Тогда $K_{КЭС} = K_{N_{КЭС}} N_{КЭС} = 200 \cdot 1{,}32 = 264$ млн.руб.;

$$И_{пКЭС} = И_{пКЭС} N_{КЭС} = 13 \cdot 1{,}32 = 17{,}2 \text{ млн. руб.};$$

$$И_{топ} = бсЭ_{КЭС} = 0{,}4 \cdot 0{,}065 \cdot 5040 = 131 \text{ млн.руб.};$$

$$И_{КЭС} = И_{пКЭС} + И_{топ} = 17{,}2 + 131 = 148{,}2 \text{ млн. руб.}$$

Дополнительные капиталовложения в ГЭС

$$K_{ГЭС} - K_{КЭС} = 600 - 264 = 336 \text{ млн.руб.};$$

ежегодная экономия издержек $И_{КЭС} - И_{ГЭС} = 148{,}2 - 10{,}2 = 138$ млн.руб.

Срок окупаемости дополнительных капиталовложений в ГЭС, лет,

$$T = \frac{K_{ГЭС} - K_{КЭС}}{И_{КЭС} - И_{ГЭС}} = \frac{336}{138} = 2{,}44,$$

что значительно меньше нормативного, ГЭС весьма эффективна.

Заменяемая ТЭС расходовала бы в год $бЭ_{КЭС} = 0{,}4 \cdot 5{,}04 \cdot 10^9 = 2{,}016 \cdot 10^6 = 2{,}016$ млн. т условного топлива. Это и есть топливный эффект ГЭС.

Глава 3

ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

3.1. Состав оборудования ГЭС

Оборудование гидроэлектростанций по функциональному назначению делится на несколько групп.

Гидросиловое оборудование — это гидротурбины и гидрогенераторы (на ГАЭС — обратимые гидромашины и двигатель-генераторы).

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

Механическое оборудование включает в себя затворы, сороудерживающие решетки, грузоподъемные механизмы, 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 санитарно-техническое 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 напоров применяются различные системы турбин, отличающиеся формой рабочих органов. Каждая из систем имеет свою область применения по напору. Эти системы входят в два класса, различающихся 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. На малых ГЭС применяются и другие системы.

Названия системам реактивных турбин даны в соответствии с направлением потока по отношению к оси вращения рабочего колеса. Каждая турбина — это гидравлическое устройство с проточной частью, которая у реактивных турбин 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 турбины, подшипник). Вращающиеся части — это рабочее колесо с валом (основной орган турбины).

На ГАЭС применяются обратимые гидромашины, а также обычные турбины в сочетании с насосами.

Таблица 3.1. **Системы гидротурбин и область их применения**

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

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 $H_т$ называется разность значений удельной энергии воды перед входом в турбину и после выхода из нее. Пренебрегая скоростной энергией, разница которой в верхнем и нижнем бьефе невелика, и отсчитывая потенциальную энергию от ∇УНБ, запишем удельную энергию 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 напора турбины

$$H_т = e_1 - e_3 = H_{ст} - h_п. \qquad (3.1)$$

Если рассматривается обратимая гидромашина, то в турбинном режиме ее напор также определяется по формуле (3.1). В насосном режиме гидромашина преодолевает статический напор и

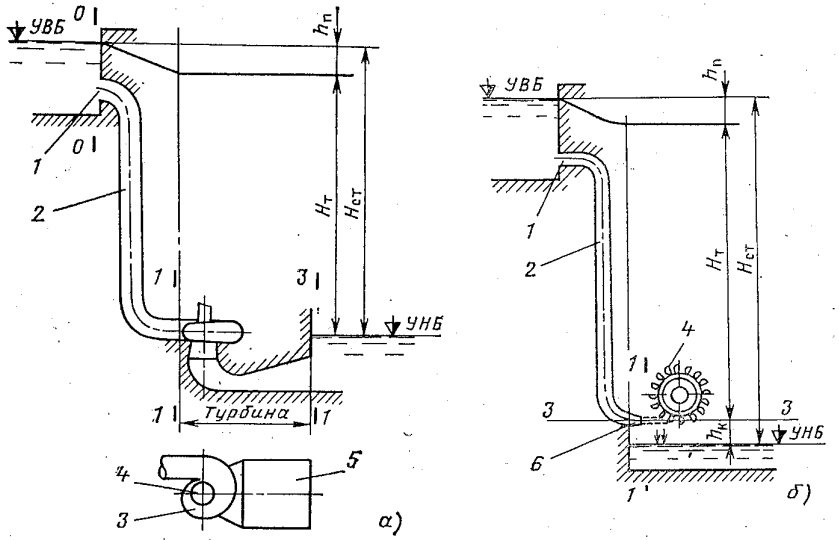


Рис. 3.1. Схемы установки реактивной (*а*) и активной (*б*) турбин:
1 — водоприемное отверстие; *2* — турбинный водовод; *3* — спиральная камера; *4* — рабочее колесо; *5* — отсасывающая труба; *6* — сопло

потери в водоводах $h_п$, поэтому напор в насосном режиме

$$H_н = H_{ст} + h_п, \tag{3.2}$$

следовательно,

$$H_н - H_т = 2h_п. \tag{3.3}$$

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

$$e_1 = H_{ст} - h_п;$$

$$e_3 = h_к.$$

Тогда

$$H_т = e_1 - e_3 = H_{ст} - h_п - h_к, \tag{3.4}$$

где $h_к$ — высота ковшей над УУНБ в месте действия на них струи.

Мощность турбины определяется по формуле, аналогичной (1.12),

$$N_т = 9{,}81 Q H_т \eta_т, \tag{3.5}$$

где $\eta_т$ — КПД турбины; Q — расход воды, проходящей через турбину.

Полный напор ГЭС (разность полных энергий верхнего и нижнего бьефов) 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 крупных 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 (для турбины ПЛ) или фундаментное кольцо (для 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.

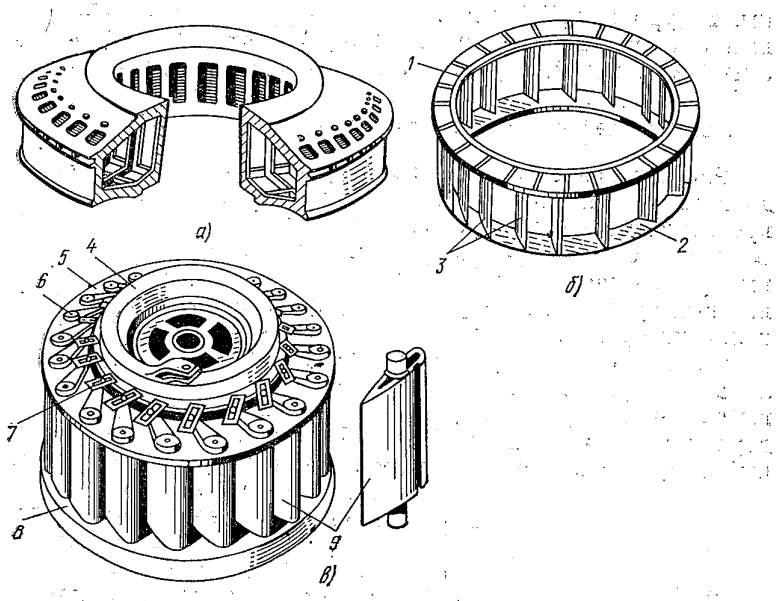


Рис. 3.2. Невращающиеся части турбины:
а — крышка; *б* — статор; *в* — направляющий аппарат; *1* — верхнее кольцо статора; *2* — нижнее кольцо статора; *3* — колонны; *4* — регулирующее кольцо; *5* — верхнее кольцо направляющего аппарата; *6* — рычаги; *7* — серьги; *8* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *9* — лопатки

В турбинах РО вместо камеры рабочего колеса имеется фундаментное кольцо, внутри которого вращается нижняя часть рабочего колеса.

Внутри статора, на меньшем диаметре, 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 обтекаемой 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 a_0 (см. рис. 3.2,*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 турби-

ны. В турбинах ПЛ к нижней части крышки крепится неподвижный обтекатель, вместе с которым нижняя часть крышки, омываемая водой, образует тороидальную поверхность.

3.5. Рабочие колеса реактивных турбин

Рабочее колесо осевой гидротурбины (рис. 3.3) имеет от трех до восьми консольных лопастей сложной изогнутой формы, прикрепленных к корпусу рабочего колеса, снабженного обтекателем. В пропеллерных турбинах лопасти закреплены жестко с постоянным углом наклона к горизонтальной плоскости. В поворотно-лопастных турбинах этот угол для улучшения их работы при изменении нагрузки и напора может меняться с помощью механизма, расположенного в корпусе рабочего колеса (рис. 3.4). Разворот лопастей происходит при перемещении поршня, связанного штоком с крестовиной. Каждая лопасть укреплена в двух подшипниках и имеет эксцентрик, шарнирно соединенный с помощью серьги с одним из концов крестовины. Перемещение крестовины вызывает одновременный разворот всех лопастей. Очертания колеса осевых турбин зависят от напора, с увеличением которого уменьшается длина лопастей и соответственно возрастает их число, а также диаметр корпуса рабочего колеса (рис. 3.3,*г*).

Рабочее колесо радиально-осевой турбины состоит из конусообразной ступицы, соединяющей лопасти с валом, и обода, соединяющего лопасти по наружному контуру (рис. 3.5). Лопасти отклонены на некоторый угол от радиальных плоскостей и отогнуты в нижней части. Число лопастей от 14 до 19. Внешний вид колеса зависит от напора: высоконапорное колесо — низкое, диаметр обода рабочего колеса меньше диаметра ступицы (рис. 3.5,*г*).

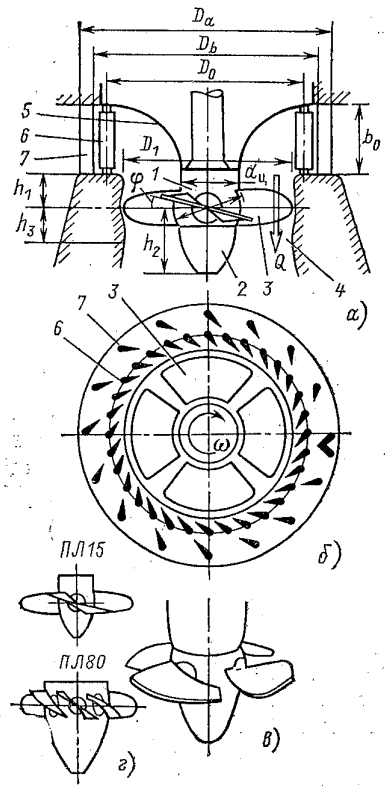


Рис. 3.3. Осевая поворотно-лопастная турбина:

а — поперечный разрез; *б* — план-разрез; *в*—внешний вид рабочего колеса; *г* — рабочие колеса для разных напоров; *1* — корпус рабочего колеса; *2* — обтекатель; *3* — лопасти; *4* — камера рабочего колеса; *5* — неподвижный обтекатель; *6* — лопатки направляющего аппарата; *7* — колонны статора

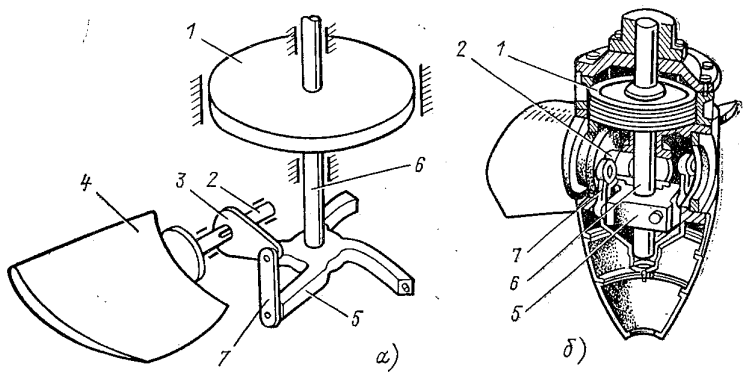


Рис. 3.4. Механизм поворота лопастей рабочего колеса:

а — схемы механизма; *б* — конструкция; *1* — поршень сервомотора; *2* — ось лопасти; *3* — эксцентрик; *4* — лопасть; *5* — крестовина; *6* — шток; *7* — серьга

Рабочее колесо диагональной турбины (рис. 3.6) состоит из конусообразного корпуса с консольно прикрепленными к нему поворотными лопастями. Угол наклона оси поворота лопастей к вертикали θ находится в пределах от 30 до 60° и с увеличением напора уменьшается (рис. 3.6,*в*). Внутри корпуса рабочего колеса располагается механизм разворота лопастей.

3.6. Маслонапорные установки и регуляторы частоты вращения

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

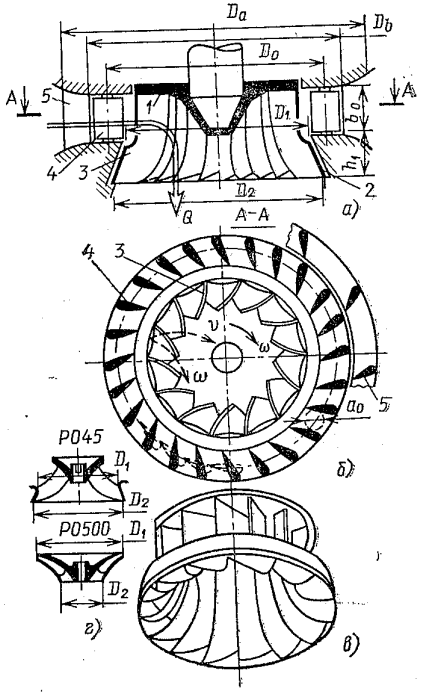


Рис. 3.5. Радиально-осевая турбина:

а—поперечный разрез; *б*— план-разрез; *в* — внешний вид рабочего колеса; *г* — рабочие колеса для разных напоров; *1*— ступица рабочего колеса; *2* —обод рабочего колеса; *3* — лопасти; *4* — лопатки направляющего аппарата; *5* — колонны статора

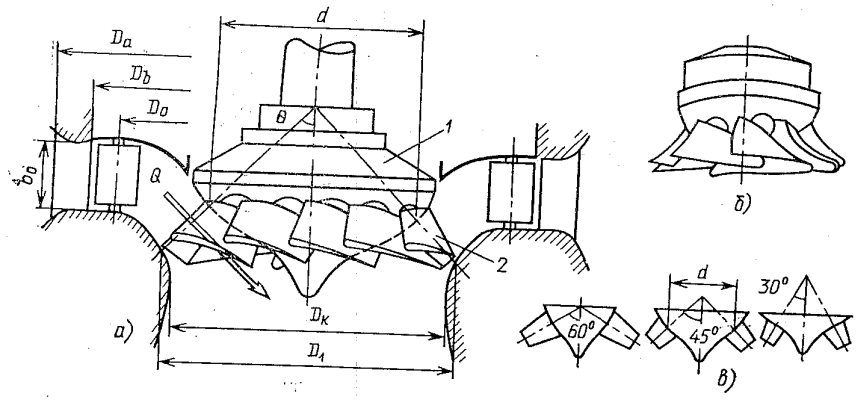


Рис. 3.6. Диагональная турбина:
а — поперечный разрез; *б* — общий вид рабочего колеса; *в* — рабочие колеса для разных напоров; *1* — корпус рабочего колеса; *2* — лопасти

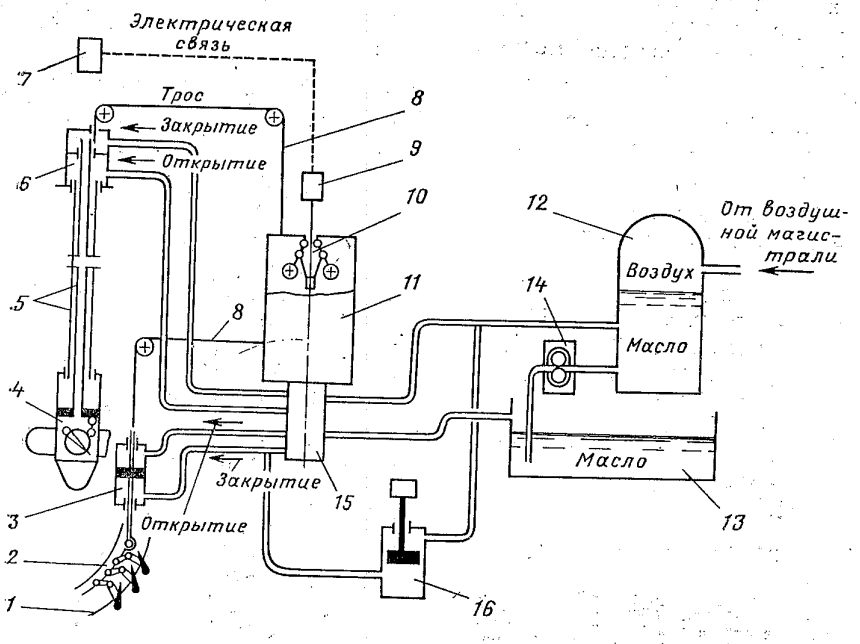


Рис. 3.7. Схема двойного регулирования поворотно-лопастной турбины

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 производятся пуск, остановка и изменение нагрузки гидроагрегата.

На рис. 3.7 показана схема двойного регулирования (т. е. одновременного управления направляющим аппаратом и лопастями рабочего колеса) поворотно-лопастной турбины. Маслонапорная установка состоит из котла *12*, бака *13* и маслонасосов *14*. Котел (масловоздушный аккумулятор давления) в верхней части заполнен воздухом, сжатым до давления 2; 4 или 6,4 МПа, 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 маслонасосов, 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*.

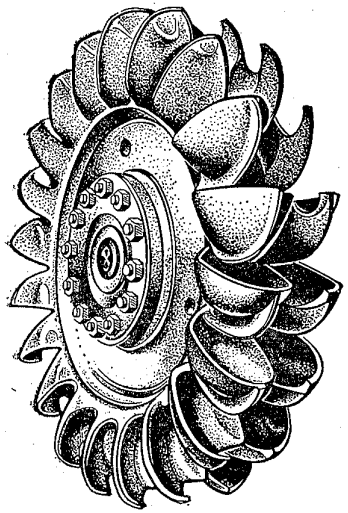
Основным органом регулятора *11* является центробежный маятник *10*, вращающийся с частотой, строго пропорциональной частоте вращения гидроагрегата, с помощью двигателя *9*. Двигатель электрически связан с вспомогательным регуляторным генератором *7*, работающим на валу гидроагрегата. Получив импульс об изменении частоты вращения при изменении нагрузки, маятник приводит в действие сложную систему регулятора, многократно усиливающую этот импульс. Это приводит к перемещению рабочего тела главного золотника, который подает масло в сервомоторы *3* направляющего аппарата, а они, поворачивая регулирующее кольцо *2*, изменяют открытие лопаток *1*, изменяя расход воды и частоту вращения гидроагрегата. 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, настраиваемым на действующий напор автоматически или вручную. 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 гидроагрегата. 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 *8*.

В схеме регулирования предусмотрен золотник аварийного закрытия *16*, который в случае отказа регулятора останавливает турбину для предотвращения ее разгона.

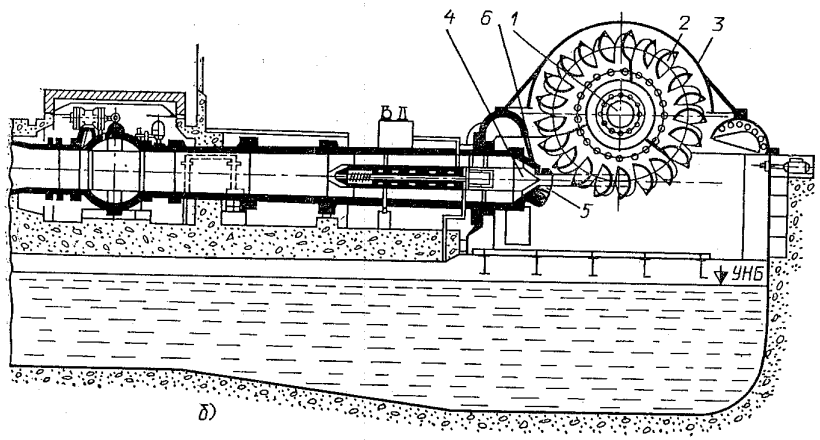
Применяются два типа регуляторов: гидромеханические (РМ) и электрогидравлические (ЭГР). В последних вместо центробежного маятника и гидравлической системы усиления импульсов применена электрическая схема с логическими элементами.



а)

3.7. Ковшовые турбины

Рабочее колесо ковшовой турбины (рис. 3.8) состоит из обода *1*, снабженного по периферии ковшами *2*, отлитыми совместно с ободом или прикрепленными к нему сваркой или болтами. Ковш состоит из двух симметрично расположенных полусферических чаш, разделенных ножом. На оборотной стороне ковша имеется прорезь, обеспечивающая беспрепятственное вхождение ковша под струю. Колесо заключено в кожух *3* и вращается на одном



б)

Рис. 3.8. Ковшовая турбина:
а — общий вид рабочего колеса; *б* — разрез по турбине

валу с ротором генератора по вертикальной или, чаще, горизонтальной оси. Вода к турбине подводится из верхнего бьефа турбинными водоводами, заканчивающимися одним или несколькими соплами — сужающимися насадками *6*. Струя выходит из сопла, ударяет в нож ковша, разделяется на две части и отбрасывается в противоположном направлении, при этом энергия передается ковшу, который движется и вращает колесо. Отработанная вода стекает в лоток и уходит в нижний бьеф.

Регулирование турбины выполняется с помощью игольчатого затвора *4* сопла, снабженного гидроприводом. Для остановки турбины игла закрывает выходное отверстие полностью. Дефлектор (заслонка) *5*, отводящий струю от колеса, служит для быстрого снижения расхода воды.

3.8. Рабочий процесс турбин и основы расчета

В реактивной турбине вода по направляющему аппарату поступает в камеру рабочего колеса. Рабочее колесо 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 действие) и вращает рабочее колесо. В результате поток, отдавая энергию, полностью теряет давление и частично скорость. Следовательно, потенциальная энергия давления и часть кинетической энергии потока переходят в механическую энергию вращения.

Иначе проходит рабочий процесс активной турбины. Струя воды выбрасывается из сопла в атмосферу, и сразу давление струи резко уменьшается. Потенциальная энергия давления при этом преобразуется в кинетическую энергию струи. Ударяясь о ковши и создавая активное давление на них, струя резко меняет направление течения и заставляет колесо вращаться. Так кинетическая энергия воды преобразуется в механическую энергию вращения.

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

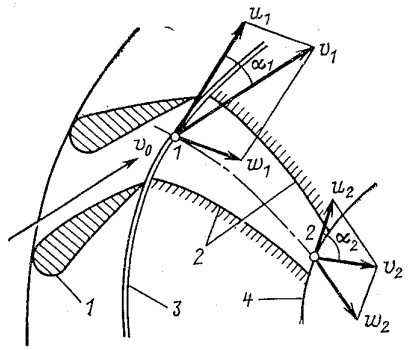


Рис. 3.9. Схема движения воды на рабочем колесе радиально-осевой турбины:
1 — лопатки направляющего аппарата; *2* — канал между лопастями; *3* — входная кромка; *4* — выходная кромка

геометрической сумме w_1 и u_1 и может быть найдена построением параллелограмма скоростей. Аналогичное построение выполнено для точки 2 на выходной кромке колеса. Рассмотрев момент количества движения и импульс момента сил в струйке между лопастями, можно вывести уравнение

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

Подробно этот вывод рассмотрен в [7]. 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. В процессе преобразования энергии давления в кинетическую энергию струя приобретает скорость $v_1=\sqrt{2gH}$. В момент соприкосновения с ковшом в точке A (рис. 3.10) струя имеет относительную (к ковшу) скорость w_1. Затем струя раздваивается, изменяет свое направление на 180° и покидает ковш в точках B и B' 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 A и B, B', 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

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

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

При диаметре рабочего колеса D_1 частота вращения

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

Подобие гидротурбин. При конструировании турбин для определения их характеристик в специальных лабораториях исследуют уменьшенные модели. Турбины, размеры которых соответственно пропорциональны, называются геометрически подобными.

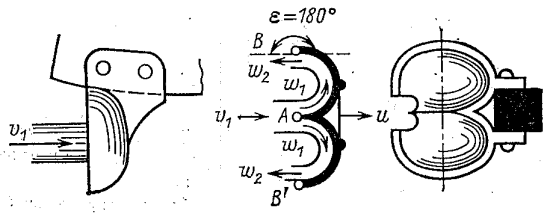


Рис. 3.10. Схема движения воды на ковше

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 модельной и натурной турбин, можно по формулам подобия, выведенным на основании формулы (3.6):

$$\left.\begin{aligned} n &= n_м \frac{D_{1м}}{D_1}\sqrt{\frac{H}{H_м}};\\ Q &= Q_м \frac{D_1^2}{D_{1м}^2}\sqrt{\frac{H}{H_м}};\\ N &= N_м \frac{D_1^2}{D_{1м}^2}\frac{H}{H_м}\sqrt{\frac{H}{H_м}}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.9)$$

где $H_м$, $n_м$, $Q_м$, $N_м$ — соответственно напор, м; частота вращения, об/мин; расход, м³/с; мощность, кВт; для модельной турбины с диаметром рабочего колеса $D_{1м}$, м; H, n, Q, N — те же параметры натурной турбины с диаметром рабочего колеса D_1.

Обычно показатели модельной турбины пересчитывают по этим формулам на условную турбину, имеющую $D_{1м}=1$ м и работающую при $H_м=1$ м. Показатели такой турбины называют приведенными и обозначают по типу Q_1'. Пересчет от приведенной турбины к другой, геометрически подобной, ведется по формулам

$$\left.\begin{aligned} n &= n_1'\frac{\sqrt{H}}{D_1};\\ Q &= Q_1' D_1^2\sqrt{H};\\ N &= N_1' D_1^2 H\sqrt{H} = 9{,}81\eta Q_1' D_1^2 H\sqrt{H}. \end{aligned}\right\} \qquad (3.10)$$

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

Быстроходность турбин. Частота вращения турбины с таким диаметром рабочего колеса, при котором при напоре 1 м обеспечивается выдача мощности примерно 736 Вт (1 л. с.), называется коэффициентом быстроходности n_s. Этот коэффициент определяется по формуле (здесь мощность N измеряется в киловаттах)

$$n_s = 1{,}167\frac{n\sqrt{N}}{H\sqrt[4]{H}} \qquad (3.11)$$

или

$$n_s = 3{,}65 n_1'\sqrt{Q_1'\eta}. \qquad (3.12)$$

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

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

Быстроходность не следует путать с частотой вращения, которая для высоконапорных турбин с небольшой быстроходностью (тихоходных) намного выше, чем для низконапорных турбин с большой быстроходностью (быстроходных).

Повышение быстроходности при конструировании турбины позволяет уменьшить ее размеры.

Характеристики турбин используются для выбора их параметров и оптимального режима работы при проектировании, эксплуатации и решении других инженерных задач. 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 $N\approx 0{,}75N_{макс}$. В этом режиме скорости v_0 в направляющем аппарате и v_1 на входной кромке колеса совпадают по направлению (см. рис. 3.9), чем обеспечиваются наименьшие потери на входе, но при изменении мощности и открытия направляющего аппарата это совпадение нарушается и КПД падает. Для турбин ПЛ и Д это совпадение частично восстанавливается изменением геометрической формы колеса при развороте лопастей, и КПД остается достаточно высоким.

Ковшовые турбины сохраняют высокий КПД в большом диапазоне нагрузок.

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), представляющая собой график, где в координатах Q_1', n_1' даны изолинии η, a_0 и др. Такие характеристики выпускаются для каждого типа гидротурбин и нескольких разновидностей рабочих колес. Например: ПЛ 20/811, ПЛ 20/548, где вторая цифра — заводской номер характеристики. Пользуясь универсальной характеристикой, можно определить параметры реальной турбины любых размера и мощности. Так, для турбины с конкретными значениями D_1 и n можно 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_1', n_1' в систему Q, H или N, H по формулам, выводимым из формул (3.10),

$$H=\left(\frac{nD_1}{n_1'}\right)^2;\quad Q=\frac{Q_1'}{n_1'}nD_1^3;\quad N=9{,}81\,Q_1'\left(\frac{n}{n_1'}\right)^3 D_1^5\eta.$$

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

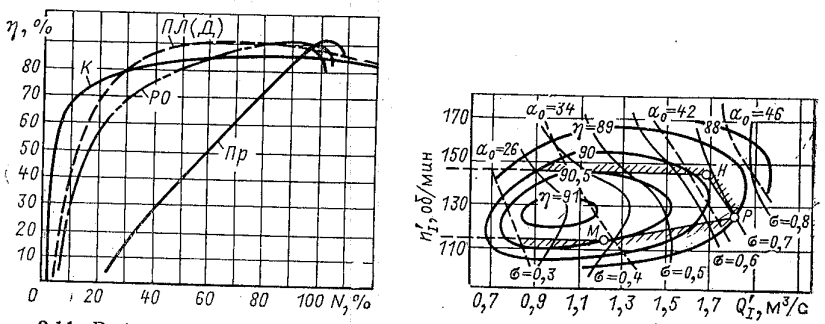


Рис. 3.11. Рабочие характеристики турбин различных систем

Рис. 3.12. Главная универсальная характеристика турбины ПЛ30 (на характеристику нанесена рабочая зона турбины N=105 МВт; n=75 об/мин; $H_р$=22 м; $H_{макс}$=0,28 м; $H_{мин}$=17 м; D_1=8 м)

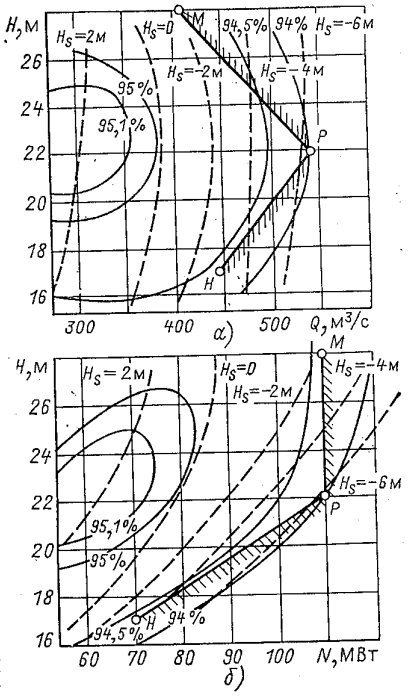


Рис. 3.13. Эксплуатационные характеристики турбины ПЛ30 при $N_т$=105 МВт, n=75 об/мин:
а — расходная характеристка; *б* — мощностная характеристика

3.9. Номенклатура и типы турбин

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. Номенклатура содержит по восемь типов турбин систем ПЛ и РО. Основные показатели этих типов приводятся в табл. 3.2 и 3.3.

Тип турбины объединяет семейство различных по размерам и мощности, но геометрически подобных турбин. Все размеры

Таблица 3.2. **Основные показатели осевых поворотно-лопастных турбин**

Показатель	Тип турбины			
	ПЛ15	ПЛ20	ПЛ30	ПЛ40
Диапазон напоров, м	5—15	10—20	15—30	20—40
Приведенная частота вращения, об/мин:				
$n'_{1опт}$	160	140	125	120
$n'_{1расч}$	180	160	150	140
Приведенный расход Q'_1, м³/с	2,3—1,9	2,2—1,75	2—1,5	1,8—1,3
Наибольший диаметр рабочего колеса D_1, м	10,6	10	9,5	9,5
Коэффициент кавитации σ	1,3—0,9	1,2—0,8	1,1—0,65	0,75—0,45
Число лопастей z_1	4	4	6	7
Диаметр корпуса рабочего колеса $\bar{d}$	0,35	0,37	0,41	0,43
Высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$	0,42	0,4	0,4	0,375

Продолжение табл. 3.2

Показатель	Тип турбины			
	ПЛ50	ПЛ60	ПЛ70	ПЛ80
Диапазон напоров, м	30—50	40—60	45—70	50—80
Приведенная частота вращения, об/мин:				
$n'_{1опт}$	115	110	105	100
$n'_{1расч}$	135	130	125	110
Приведенный расход Q'_1, м³/с	1,5—1,2	1,35—1,1	1,25—1	1,1—0,85
Наибольший диаметр рабочего колеса D_1, м	9	8,5	8,5	8,5
Коэффициент кавитации σ	0,55—0,35	0,45—0,3	0,43—0,23	0,33—0,2
Число лопастей z_1	8	8	8	8
Диаметр корпуса рабочего колеса $\bar{d}$	0,47	0,51	0,57	0,6
Высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$	0,375	0,35	0,35	0,35

Примечание. Для всех типов турбин $\bar{D}_0=1{,}2$; $\bar{D}_а=1{,}63$; $\bar{D}_в=1{,}38$; $\bar{h}_1=\bar{h}_3=0{,}21$; $\bar{d}_а=\bar{d}_{вт}=0{,}05D_1$; $\bar{h}_2=1{,}1d_ц$.

турбин пропорциональны основному размеру — диаметру рабочего колеса D_1, 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 приводятся главные универсальные характеристики.

Таблица 3.3. **Основные показатели радиально-осевых турбин**

Показатель	Тип турбины			
	РО45	РО75	РО115	РО170
Диапазон напоров, м	30—49	40—75	70—115	110—170
Приведенная частота вращения $n'_{1опт}$, об/мин	85	80	75	70
Приведенный расход $Q'_{1м}$, м³/с	1,4—1,37	1,37—1,25	1,25—1,03	1,03—0,65
Наибольший диаметр рабочего колеса D_1, м	8,5	8,5	8,5	8,5
Коэффициент кавитации σ	0,22	0,18	0,15	0,09
Высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$	0,35	0,3	0,25	0,2
Выходной диаметр $\bar{D}_2$	1,15	1,1	1	0,95
Высота фундаментного кольца $\bar{h}_1$	0,22	0,25	0,25	0,25

Продолжение табл. 3.3

Показатель	Тип турбины			
	РО230	РО310	РО400	РО500
Диапазон напоров, м	160—230	220—310	200—400	380—500
Приведенная частота вращения $n'_{1опт}$, об/мин	67	65	60	60
Приведенный расход $Q'_{1м}$, м³/с	0,65—0,42	0,42—0,28	0,28—0,2	0,2—0,15
Наибольший диаметр рабочего колеса D_1, м	8,5	6,7	5	4
Коэффициент кавитации σ	0,01	0,05	0,045	0,04
Высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$	0,16	0,12	0,1	0,08
Выходной диаметр $\bar{D}_2$	0,9	0,78	0,7	0,65
Высота фундаментного кольца $\bar{h}_1$	0,15	0,14	0,12	0,11

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

Диагональные турбины (Д) и горизонтальные поворотно-лопастные турбины для капсульных гидроагрегатов (ПЛК) не стандартизированы. Их показатели приведены в табл. 3.4 и 3.5, размеры диагональных турбин указаны на рис. 3.6.

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

На рис. 3.14 приведен сводный график применения всех перечисленных систем турбин с выделением зон рабочих напоров и ориентировочного значения предельной мощности гидроагрегатов.

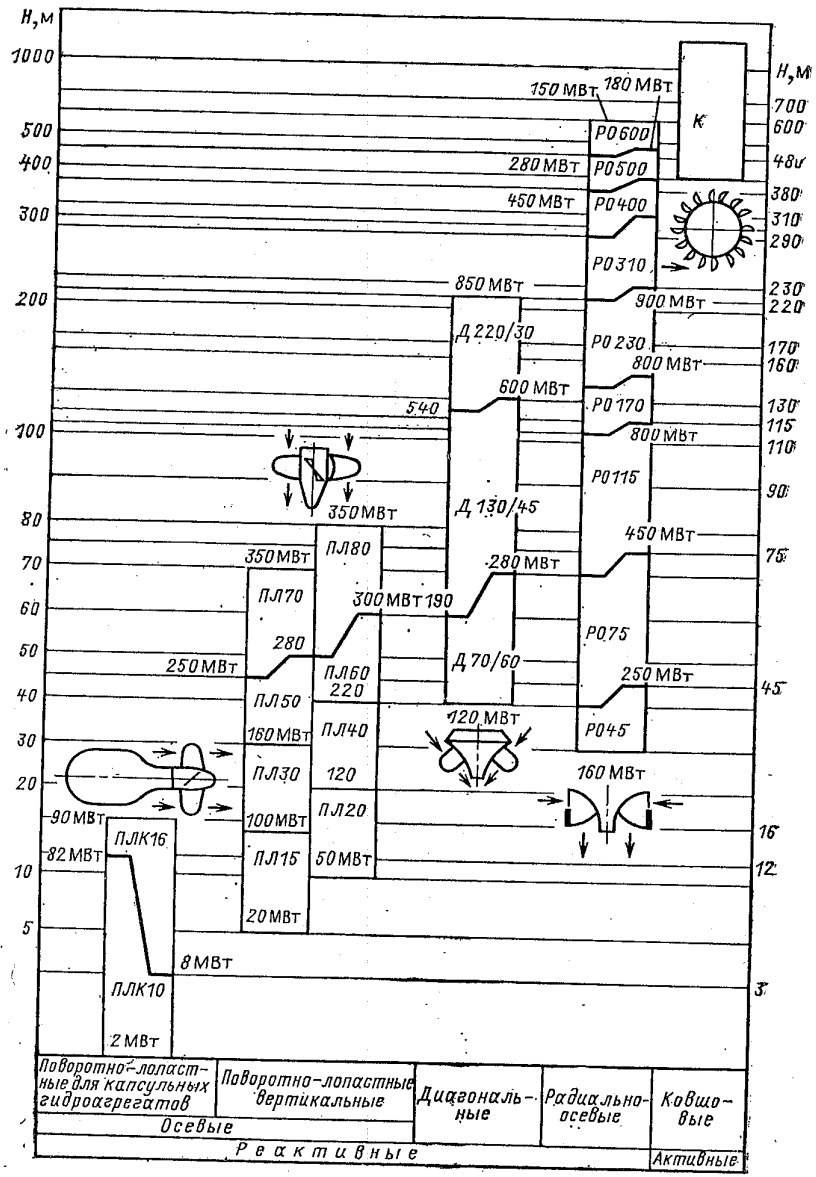


Рис. 3.14. Сводный график применения гидротурбин

Таблица 3.4. **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:			
оптимальная $n'_{1опт}$	110	90	80
расчетная $n'_{1расч}$	120	100	90
Максимальный приведенный расход $Q'_т$, 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
Число лопастей рабочего колеса z_1	8—9	9—10	10—12
Диаметр корпуса рабочего колеса $\bar{d}$	0,5—0,55	0,6—0,65	0,7—0,8
Диаметр горловины камеры рабочего колеса $\bar{D}_к$	1	0,98	0,97
Высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$	0,375	0,25	0,2

Примечание. Размеры D_0, $D_а$, $D_в$ допускается принимать по аналогии с размерами для турбин РО.

Таблица 3.5. **Основные показатели поворотно-лопастных турбин для капсульных гидроагрегатов**

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

3.10. Подбор гидротурбин при проектировании ГЭС

Выбор типа турбины и числа гидроагрегатов. Диапазон напоров, в котором должна работать турбина, определяется водноэнергетическими расчетами. Для выбора типа турбины необходимо знать значения напоров $H_{макс}$, $H_р$, $H_{мин}$.

В результате подбора устанавливаются система и тип турбины, определяется число гидроагрегатов $z_{га}$, диаметр рабочего колеса турбины D_1, 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. Указанный в таблицах и графике диапазон напоров должен охватывать заданные значения от $H_{макс}$ до $H_{мин}$. В некоторых диапазонах возможно применение разных систем турбин, тогда выбор

наивыгоднейшего варианта основывается на технико-экономическом сравнении не только турбин, но и зданий ГЭС.

Поворотно-лопастные и диагональные турбины хорошо работают при значительных колебаниях напора и нагрузки, но они дороже и, как указано ниже, требуют более глубокого заложения подошвы здания ГЭС, что увеличивает его стоимость. При небольших колебаниях напора и мощности 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.

Экономически выгоднее иметь наименьшее число гидроагрегатов при возможно наибольшей мощности каждого, что обеспечивает более низкую стоимость здания ГЭС при наивысшем КПД. Большее число гидроагрегатов может потребоваться по условиям транспортировки рабочих колес, изменения нагрузки и попусков, инженерно-геологическим. Однако по условиям маневренности число гидроагрегатов $z_{га}$ принимают обычно не менее двух с турбинами ПЛ и Д и не менее четырех с турбинами РО и Пр.

Мощность одной турбины (единичная мощность)

$$N_т = N_{уст}/(z_{га}\eta), \qquad (3.13)$$

где η — КПД гидрогенератора, примерно равный 0,95—0,98.

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. Задавшись этими значениями, можно подобрать турбину, пользуясь преобразованными формулами приведения.

Сначала определяется диаметр рабочего колеса, м,

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_т}{9{,}81\eta_т Q_1' H_р \sqrt{H_р}}}, \qquad (3.14)$$

где $N_т$ — мощность турбины, кВт; $\eta_т$ — КПД турбины ($\eta \approx 0{,}9$); Q_1' — расчетный приведенный расход, принятый по табл. 3.2—3.4, м³/с; $H_р$ — расчетный напор, м.

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

турбины ПЛ — 60, 80, 100, 120, 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, 900, 1000, 1060;

турбины РО — 35, 46, 50, 60, 71, 84, 100, 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 турбины, об/мин,

$$n = \frac{n_1' \sqrt{H_р}}{D_1}, \qquad (3.15)$$

Таблица 3.6. **Синхронная частота вращения гидроагрегатов n, об/мин ($2p$—число 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	68,2	14	428,6
128	46,9	64	93,7	12	500
124	48,4	60	100	10	600

где n_1' — расчетная приведенная частота вращения, принятая по табл. 3.2—3.4, об/мин; D_1 — диаметр рабочего колеса, м.

Гидроагрегат должен вращаться с синхронной частотой, зависящей от числа полюсов генератора, поэтому значение n следует округлить до ближайшего синхронного значения (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 $H_р$, $H_{макс}$, $H_{мин}$. При этом следует учитывать особенности работы турбины с напорами, отличающимися от $H_р$. При $H_{макс}$ турбина развивает, так же как и при $H_р$, номинальную мощность $N_т$, при этом мощность турбины ограничена мощностью генератора $N_г = N_т\eta_г$. Направляющий аппарат открыт не полностью. При $H_{мин}$ сохраняется полное открытие a_0 направляющего аппарата, такое же, как при $H_р$, но мощность уменьшается из-за недостатка напора. Координаты режимных точек определяются по формулам приведения:

$$\left.\begin{aligned} n'_{1р} &= \frac{nD_1}{\sqrt{H_р}}; \quad n'_{1\,макс} = \frac{nD_1}{\sqrt{H_{макс}}}; \quad n'_{1\,мин} = \frac{nD_1}{\sqrt{H_{мин}}}; \\ Q'_{1р} &= \frac{N_т}{9{,}81\eta_т D_1^2 H_р \sqrt{H_р}}; \quad Q'_{1\,макс} = \frac{N_т}{9{,}81\,\eta_т D_1^2 H_{макс}\sqrt{H_{макс}}}. \end{aligned}\right\} \qquad (3.16)$$

Координату $Q'_{1\,мин}$ 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 $n'_{1\,мин}$

Найденные режимные точки H, P, M соединяют прямыми линиями, выделяя режимную зону. При удачном подборе n и D_1 эта зона полностью умещается в поле характеристики, значения $Q'_{1\,р}$ не превышают допустимых, но близки к ним (для турбин РО расчетная точка P не выходит за линию ограничения), зона наиболее высоких КПД полностью находится в рабочей зоне (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 $\eta_м$, приведены значения $D_{1м}$ и испытательного напора $H_м$ для модели. В большинстве случаев $H_м=4$ м; $D_{1м}=0{,}46$ м. Это позволяет вычислить КПД турбины $\eta_т$:

при $H<150$ м

$$\eta_т = 1-(1-\eta_м)\sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}};$$

при $H>150$ м

$$\eta_т = 1-(1-\eta_м)\sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}}\sqrt[20]{\frac{H_м}{H}}. \qquad (3.17)$$

В предварительных расчетах можно принять

$$\eta_т=\eta_м+\Delta\eta,$$

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

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

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

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

Из формулы (3.11) получаем

$$n=\frac{n_s H\sqrt[4]{H}}{1{,}167\sqrt{H}}. \qquad (3.18)$$

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

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

Подставив полученное значение в формулу (3.8), найдем

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

откуда диаметр рабочего колеса

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

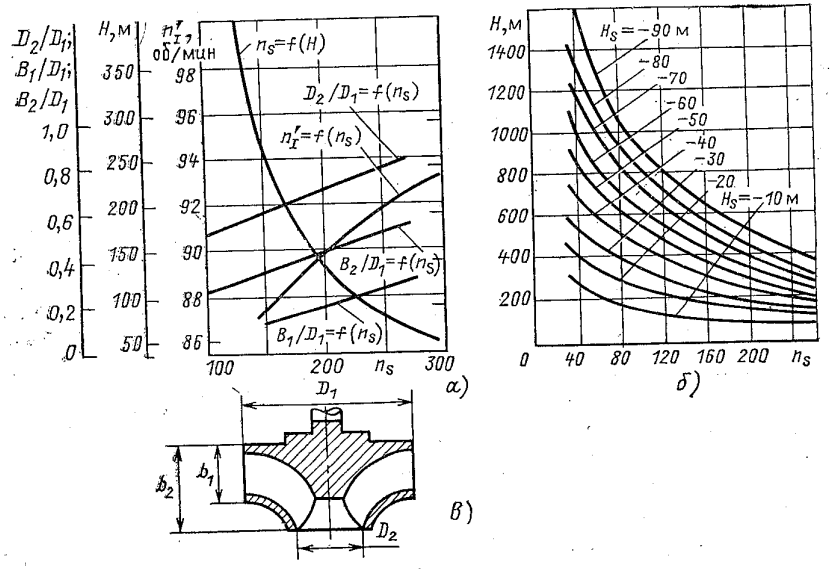


Рис. 3.15. Номограммы для подбора обратимых гидромашин:
а — основные параметры; *б* — допустимая высота отсасывания; *в* — схема рабочего колеса

Диаметр струи принимается в пределах

$$d_c=(0{,}06\div 0{,}1)D_1. \qquad (3.20)$$

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

$$n_s\approx 1400/H_т^{0,4}. \qquad (3.21)$$

По эмпирической формуле определяется приведенная частота вращения

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

а также приведенный расход

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

Диаметр рабочего колеса

$$D_1=\frac{1{,}167n'_I\sqrt{N}}{n_s H_т^{3/4}}. \qquad (3.24)$$

По формуле приведения (3.10) находим

$$n=n'_I\sqrt{H_т}/D_1.$$

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

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

Примеры расчетов.

1. Подбор реактивной турбины при заданных параметрах: $N_{уст}$=1000 МВт; $H_р$=22 м; $H_{макс}$=28 м; $H_{мин}$=17 м.

Решение. Согласно графику (рис. 3.14) принимаем турбину ПЛ30. Ее предельная мощность $N_{т,пр}$ при $H_р$=22 м примерно равна 110 МВт.

Определяем число гидроагрегатов при предельной мощности турбин по формуле (3.13)

$$z_{га}=\frac{N_{уст}}{N_{т,пр}\eta}=\frac{1000}{110\cdot 0,95}=9,56.$$

Принимаем $z_{га}$=10.

Определяем единичную мощность турбины, МВт,

$$N_т=\frac{N_{уст}}{z_{га}\eta}=\frac{1000}{10\cdot 0,95}=105.$$

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

Определяем диаметр рабочего колеса, м, по формуле (3.14)

$$D_1=\sqrt{\frac{N}{Q'_1 9,81\eta_т H_р\sqrt{H_р}}}=\sqrt{\frac{105\,000}{1,8\cdot 9,81\cdot 0,9\cdot 22\sqrt{22}}}=8,$$

частоту вращения, об/мин, по формуле (3.15)

$$n=\frac{n'_1\sqrt{H_р}}{D_1}=\frac{130\sqrt{22}}{8}=76,2.$$

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

Производим проверку выбора по главной универсальной характеристике турбины ПЛ30 (рис. 3.12), построенной для $D_{1м}$=0,46 м. Координаты режимных точек определим по формулам (3.16)

$$Q'_1=\frac{N_т}{D_1^2 9,81\eta_т H\sqrt{H}}=\frac{105\,000}{64\cdot 9,81\cdot 0,9H\sqrt{H}}=\frac{185,8}{H\sqrt{H}};$$

$$n'_1=\frac{nD_1}{\sqrt{H}}=\frac{75\cdot 8}{\sqrt{H}}=\frac{600}{\sqrt{H}}.$$

Для заданных напоров получены следующие значения координат режимных точек:

	Q'_1	n'_1
$H_{макс}$=28 м	1,26	113,4
$H_р$=22 м	1,8	127,9
$H_{мин}$=17 м	—	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 $\eta_м$=0,89; $D_{1м}$=0,46 м, по формуле (3.17)

$$\eta_т=1-(1-\eta_м)\sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}}=1-(1-0,89)\sqrt[5]{\frac{0,46}{8}}=0,94.$$

2. Подбор ковшовой турбины при заданных параметрах $N_т$=60 МВт; $H_р$=800 м.

Решение. Число сопл принимаем $z_с$=2, чему соответствует n_s=27 об/мин.

Определяем частоту вращения, об/мин, по формуле (3.18)

$$n=\frac{n_s H\sqrt[4]{H}}{1,167\sqrt{N}}=\frac{27\cdot 800\sqrt[4]{800}}{1,167\sqrt{60\,000}}=401,9.$$

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

Определяем диаметр рабочего колеса, м, по формуле (3.19)

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

Диаметр струи, м,

$$d_с=0,1D_1=0,1\cdot 2,5=0,25.$$

3. Подбор обратимой гидромашины при заданных параметрах $N_т$=200 МВт; $H_т$=300 м.

Решение. Определяем коэффициент быстроходности по формуле (3.21) или по рис. 3.15,*а*

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

Находим приведенную частоту вращения, об/мин, по формуле (3.22)

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

и по формуле (3.24) — диаметр рабочего колеса, м,

$$D_1=\frac{1,167n'_1\sqrt{N}}{n_s H_т^{3/4}}=\frac{1,167\cdot 87\sqrt{200\,000}}{143\cdot 300^{3/4}}=4,4.$$

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 турбинная камера применяется с очертанием наружной стенки по спиральной линии, полностью или частично охватывающей статор. Такие турбинные камеры называются спиральными. Угол $\varphi_{охв}$, 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 °С и металлические с углом охвата 345—360°. Бетонные камеры (рис. 3.16,*а*, *б*) применяются при напорах

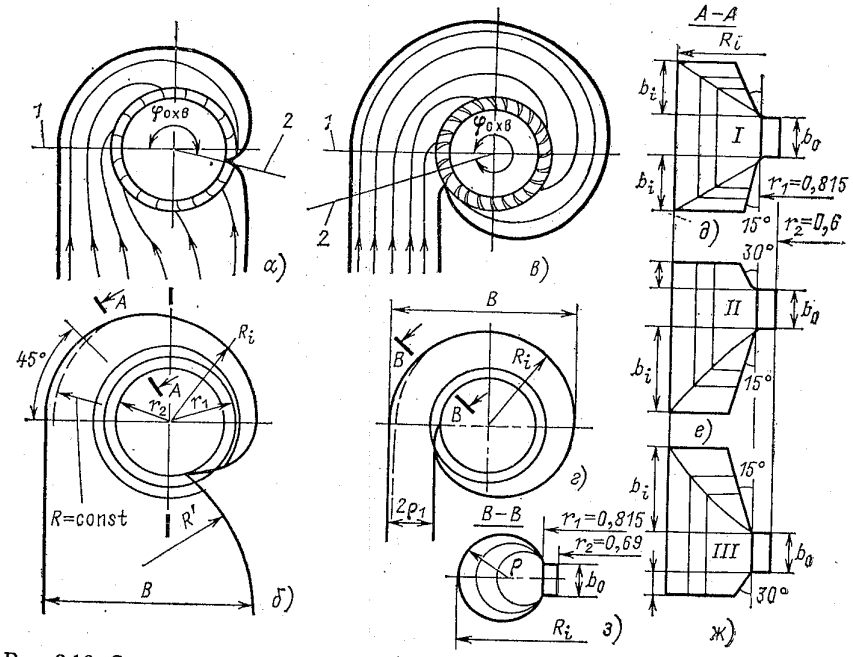


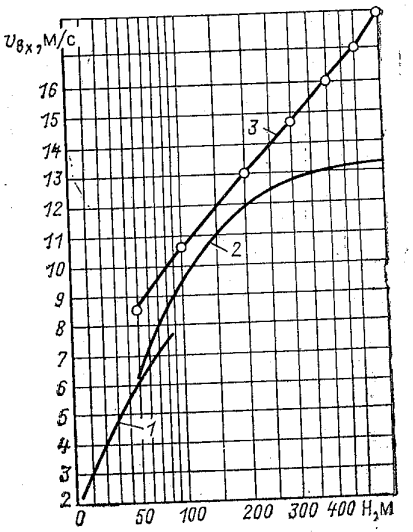
Рис. 3.16. Спиральные камеры:
а, б — бетонные камеры; *в, г* — металлические камеры; *д, е, ж* — сечения бетонных камер; *з* — сечения металлических камер

до 80 м. Они могут иметь радиальные поперечные сечения трех типов: симметричные (тавровые) (рис. 3.16,*д*), 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, при особо высоких напорах (500—700 м) — литыми.

На рис. 3.16,*а, в* показаны линии тока воды при поступлении ее в статор турбины. Участки окружности статора, лежащие вне угла $\varphi_{охв}$, получают воду непосредственно из турбинного водовода, что особенно характерно для бетонных камер с малыми углами охвата. Лишь часть общего расхода турбины $Q_р$ попадает во входное сечение камеры *1*. По мере движения воды по длине спиральной камеры к ее последнему сечению *2* часть расхода уходит в турбину, а остальная часть продолжает свой путь по камере. Из условия равномерности распределения расхода очевидно, что на дугу, соответствующую 1°, должен приходиться расход $Q_р/360$.

Рис. 3.17. Зависимость скорости воды в спиральной камере от напора:
1 — бетонные камеры; *2* — металлические камеры; *3* — металлические камеры обратимых гидромашин



Тогда через любое сечение должен пройти расход Q_φ, достаточный для питания оставшейся части окружности, определяемой углом φ,

$$Q_\varphi = \frac{Q_р}{360}\varphi. \qquad (3.25)$$

В частности, через входное сечение *1* должен проходить расход

$$Q_{вх} = \frac{Q_р}{360}\varphi_{охв}. \qquad (3.26)$$

Расчет размеров сечения спиральной камеры обычно 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.

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

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

Для более точных расчетов учитывают направление потока в направляющем аппарате, принимая $vr = \text{const}$, где r — расстояние от точки сечения до оси гидроагрегата; v — скорость в точке сечения.

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

$$F_\varphi = \frac{Q_р\varphi}{360\, v_{вх}}. \qquad (3.28)$$

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

Для обратимой гидромашины входная скорость принимается более высокой, чем для турбин,

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

где $H_т$ — напор в турбинном режиме.

Радиус круглого сечения спиральной камеры

$$\rho_\varphi = \sqrt{\frac{F_\varphi}{\pi}}. \qquad (3.30)$$

Подбор размеров сечений бетонных камер обычно выполняют графоаналитическим способом.

Таблица 3.7. Размеры стандартных спиральных камер (в долях диаметра рабочего колеса)

Тип турбины	Тип камеры	Тип сечения A—A (рис. 3.16)	$\varphi_{охв}$	b_0	B	$B_{обуж}$	R'	Размеры элементов сечения							
								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	0,4	2,66	—	0,97	1,66	0,59	1,36	0,38	1,38	0,16	—	—
ПЛ20	Б	II	210	0,4	2,69	—	0,97	1,65	0,97	1,38	0,45	0,95	0,11	—	—
ПЛ30	Б	III	210	0,4	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	0,4	1,06	0,18	—	—
ПЛ50	Б	II	240	0,375	2,72	—	1,73	1,61	0,93	1,4	0,49	1,08	0,12	—	—
	Б	III	240	0,375	2,72	—	1,73	1,61	0,93	1,4	0,49	1,08	0,12	—	—
ПЛ60	Б	II	270	0,35	2,75	—	2,74	1,6	0,62	1,41	0,35	1,13	0,12	—	—
ПЛ70	Б	I	270	0,35	2,75	—	2,5	1,62	0,43	1,39	0,31	1,13	0,17	—	—
ПЛ80															
РО45	Б	I	240	0,35	2,78	—	1,73	1,67	0,63	1,41	0,44	1,08	0,2	—	—
	Б	II	240	0,35	2,81	—	1,73	1,67	0,97	1,44	0,53	1,11	0,14	—	—
РО75	Б	I	270	0,3	2,83	—	2,5	1,66	0,63	1,43	0,47	1,18	0,27	—	—
	Б	II	270	0,3	2,9	—	3,34	1,65	1	1,42	0,6	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
ПЛ50															
ПЛ60	М	—	345	0,35	3,8	3,62	—	2,18	0,71	1,91	0,58	1,61	0,44	1,24	0,28
ПЛ70															
ПЛ80	М	—	345	0,35	3,61	3,45	—	2,06	0,65	1,82	0,54	1,54	0,41	1,2	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
РО75	М	—	345	0,3	3,93	3,75	—	2,25	0,74	1,98	0,61	1,67	0,46	1,29	0,29
РО115	М	—	345	0,25	3,65	3,5	—	2,08	0,65	1,84	0,54	1,57	0,41	1,23	0,25
РО170	М	—	350	0,2	3,37	3,24	—	1,89	0,56	1,7	0,46	1,47	0,36	1,19	0,23
РО230	М	—	350	0,16	3,1	2,99	—	1,72	0,47	1,56	0,39	1,37	0,3	1,13	0,19
РО310	М	—	350	0,12	2,8	2,72	—	1,54	0,38	1,41	0,31	1,26	0,24	1,06	0,16
РО400	М	—	360	0,1	2,64	2,54	—	1,43	0,32	1,33	0,27	1,2	0,21	1,04	0,14

Примечание. Размеры b_1, b_2, b_3, b_4—относятся к бетонным спиральным камерам, ρ_1, ρ_2, ρ_3, ρ_4—к металлическим.

Подбор сечений спиральных камер может быть значительно упрощен, если использовать данные стандартных спиральных камер, разработанных для турбин ПЛ и РО. На рис. 3.16,*б* и *г* обозначены основные размеры этих камер, в табл. 3.7 даны их значения. Для турбин ПЛ15, ПЛ20, ПЛ30 применяются только бетонные камеры, для турбин РО115, РО170, РО230, РО130, РО400—только металлические. Для турбин ПЛ40, ПЛ50, ПЛ60, ПЛ70, ПЛ80, РО45, РО75 могут быть применены как бетонные, так и металлические камеры.

Для малых ГЭС применяются также открытые и кожуховые турбинные камеры, спиральные камеры, расположенные в вертикальной плоскости на горизонтальных турбинах.

Принятая маркировка турбин, например РО115/810-ВМ-750, обозначает следующее: РО — радиально-осевая система (ПЛ — поворотно-лопастная); 115 — максимальный напор; 810 — заводской номер главной универсальной характеристики; В — вертикальная ось вращения (Г — горизонтальная); М — металлическая спиральная камера (Б — бетонная); 750 — диаметр рабочего колеса, 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* (при отсчете от уровня нижнего бьефа)

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

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

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

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

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

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.

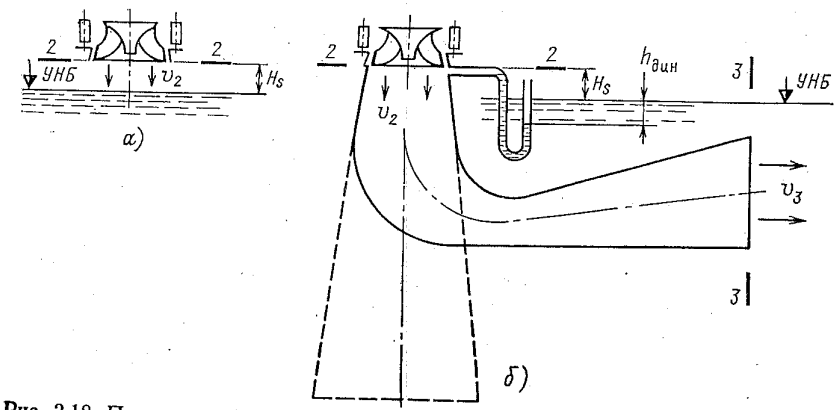


Рис. 3.18. Принцип работы отсасывающей трубы:
а—рабочее колесо без отсасывающей трубы; *б*—с отсасывающей трубой

Реактивная турбина, работающая в основном на энергии давления, при наличии отсасывающей трубы 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:

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

Давление под рабочим колесом

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

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 $h_{ст}=H_s$, создающегося за счет неразрывности жидкости приподнятого в трубе столба воды, и динамического вакуума $h_{дин}=\alpha_2 v_2^2/(2g)-\alpha_3 v_3^2/(2g)$, 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 штриховой линией 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 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 $\bar{h}\geqslant 2$. 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: $\bar{h}\geqslant 2{,}3$. В табл. 3.8 приведены размеры трех типов отсасывающих труб (рис. 3.19), 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.

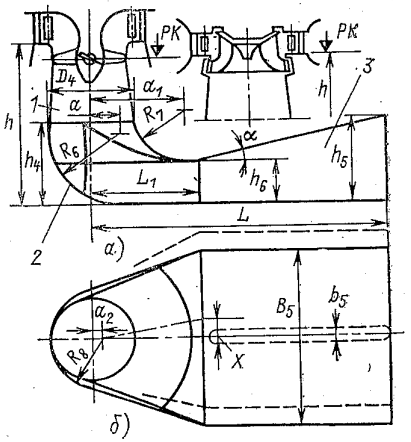


Рис. 3.19. Стандартная отсасывающая труба:
а — разрез; *б* — план; *1* — конус; *2* — колено; *3* — диффузор

На малых ГЭС используются также вертикальные прямоосные и коленчатые горизонтальные S-образные трубы (см. § 6.11).

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

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

Кавитация связана в основном со способностью воды закипать при пониженном давлении. Если при нормальном абсолютном атмосферном давлении 1010 ГПа вода кипит при 100 °С, то при снижении давления до 33 ГПа закипание происходит уже при 25 °С, т. е. при обычной 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. Сплошность потока нарушается, граница между областью низкого давления под лопа-

Таблица 3.8. **Относительные размеры отсасывающих труб**

Высота трубы $\bar{h}$	$\bar{L}$	$\bar{D}_4$	$\bar{R}_6$	$\bar{R}_7$	$\bar{R}_8$	$\bar{h}_6$	$\bar{h}_5$	$\bar{a}$	$\bar{a}_1$	$\bar{v}$	$\bar{B}_5$	$\bar{L}_1$
2,3	4,5	1,17	1	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

стями и высокого над ними становится неустойчива. Полости периодически попадают в область высокого давления, при этом пар мгновенно конденсируется и полость исчезает («захлопывается») с образованием ударной волны высокого давления, 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 исключения кавитации при всех режимах работы турбины должно соблюдаться условие

$$p_2 \geqslant p_{кр}. \qquad (3.36)$$

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

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

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

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

Тогда

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

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

$$\frac{p_{кр}}{\rho g} \leqslant \frac{p_{атм}}{\rho g} - H_{sдоп} - \sigma H, \qquad (3.40)$$

где $H_{sдоп}$ — допустимое по условиям бескавитационной 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/м^2; $p_{кр} = 33$ ГПа $= 3300$ Н/м^2; $\rho g = 9810$ Н/м^3;

$$\frac{p_{атм}}{\rho g} = \frac{101\,000}{9810} = 10{,}3 \text{ м}; \quad \frac{p_{кр}}{\rho g} = \frac{3300}{9810} = 0{,}3 \text{ м}.$$

Подставив эти числовые значения в (3.40), получим

$$H_{sдоп} \leqslant 10 - \sigma H. \qquad (3.41)$$

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,

$$H_{s\,доп} \leqslant 10 - \frac{\nabla УНБ}{900} - \sigma H. \qquad (3.42)$$

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

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%. Для быстроходных турбин значение σ выше, чем для тихоходных. Этим объясняется большее заглубление оси рабочего колеса турбин ПЛ по сравнению с турбинами РО при одинаковом напоре.

Допустимые 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 величиной является допустимая высота всасывания в насосном режиме H_s, значение которой всегда отрицательно, достигает нескольких десятков метров и определяется в зависимости от n_s и H по номограмме рис. 3.15,*б*.

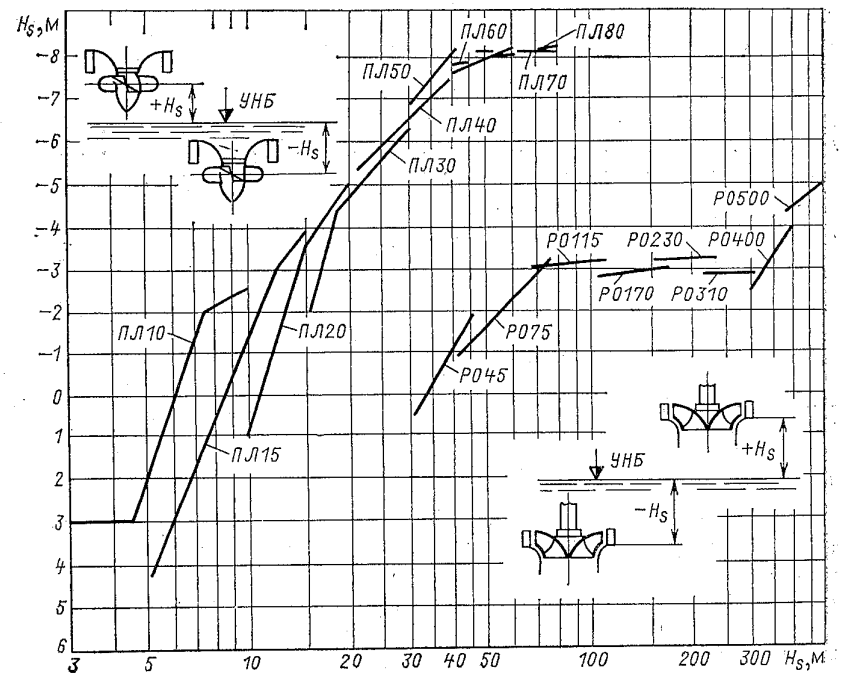


Рис. 3.20. Номограмма для определения высоты отсасывания

Выбор отметки оси рабочего колеса во всех случаях производится по формуле

$$\nabla РК = \nabla УНБ + H_{s\,доп}. \qquad (3.43)$$

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

Выбор отметки оси рабочего колеса осуществляют по экономическим соображениям: при излишнем заглублении оси возрастает стоимость здания ГЭС, что существенно для многоагрегатных ГЭС, а при недостаточном — ограничиваются режимы эксплуатации.

Пример расчета. Выбрать отметку оси рабочего колеса турбины ПЛ30, подобранной в примере 1 расчета, § 3.10. Расчетный уровень верхнего бьефа принять равным 100 м.

Решение. При подборе турбины были рассчитаны и нанесены на главную универсальную характеристику (рис. 3.12) три режимные точки: *М*, *Р*, *Н*. Для этих точек по изолиниям характеристики находим значения σ, с учетом коэффициента запаса, равного 1,1, вычисляем допустимые значения высоты отсасывания $H_{sдоп}=10-1{,}1\sigma H$, по напору и уровню верхнего бьефа подсчитываем ∇УНБ = = ∇УВБ$-H$ и определяем необходимые отметки оси рабочего колеса ∇РК = = ∇УНБ$+H_{sдоп}$. Ниже приведен расчет для режимных точек (рис. 3.12):

	H, м	∇УВБ, м	σ	$H_{sдоп}$, м	∇РК, м
М	28	100	0,39	—2,01	69,99
Р	22	100	0,7	—6,94	71,06
Н	17	100	0,68	—2,72	80,28

Минимальная (из трех) отметка 69,99 принимается в качестве расчетной отметки оси рабочего колеса.

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

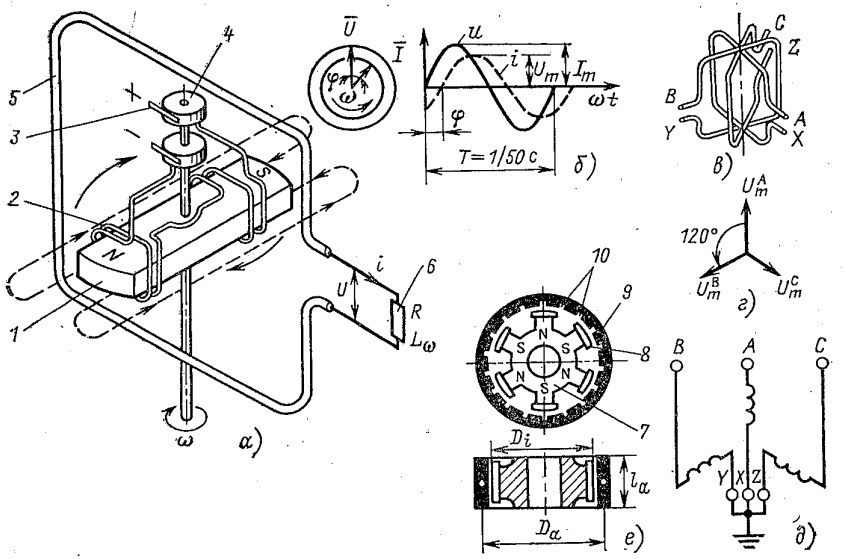


Рис. 3.21. Электрическая схема гидрогенератора:
а — электрическая схема; *б* — график переменного тока и напряжения; *в* — схема обмоток трехфазного тока; *г* — трехфазная система напряжений; *д* — схема соединения обмоток; *е* — основные размеры генератора

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 *б*, то по обмотке потечет ток *i*, на выводах появится напряжение *u*, которое также будет переменным, изменяющимся по синусоиде с амплитудными значениями I_m и U_m (рис. 3.21,*б*). Полный цикл их изменения произойдет за время *Т*, соответствующее одному обороту ротора. Ток и напряжение в электротехнике изображаются вращающимися векторами $\bar{I}$ и $\bar{U}$, 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 число пар полюсов p (или полюсов $2p$) связаны зависимостью

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

По формуле (3.44) вычислен ряд значений синхронной частоты вращения, приведенный в табл. 3.6.

Для получения трехфазного тока на статоре необходимо установить три независимых обмотки, смещенные на 120° (рис. 3.21,*в*). Трехфазная система

(рис. 3.21,*е*) образуется при соответствующем соединении этих обмоток, обычно типа «звезда» (рис. 3.21,*д*).

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):

$$S=\sqrt{3}UI. \tag{3.45}$$

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

$$N_г=\sqrt{3}UI\cos\varphi=S\cos\varphi, \tag{3.46}$$

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 $N_т$ и мощностью генератора $N_г$ существует соотношение

$$N_г=N_т\eta_г, \tag{3.47}$$

где $\eta_г$ — КПД генератора (0,95—0,98).

Основные конструктивные части гидрогенератора — ротор и статор (рис. 3.21,*е*). Обод ротора выполняется в виде металлического кольца *7* с прикрепленными к нему полюсами *8*. В гидрогенераторах полюсы расположены вплотную друг к другу и образуют сплошную наружную цилиндрическую поверхность диаметром D_i (диаметр ротора). Статор *9* также имеет основное металлическое кольцо со средним диаметром $D_а$ и длиной $l_а$ — соответственно диаметр и длина активной стали, которые являются основными размерами генератора. Они входят в паспортное обозначение генератора, например: СВ 1160/180-72, где С — синхронный; В — вертикальный (Г — горизонтальный); 1160 — диаметр активной стали, см; 180 — длина активной стали, см; 72 — число полюсов ($2p=72$).

Пропорции ротора и статора, определяемые отношением $D_а/l_а$, различны при разных частотах вращения. При низких значениях n генератор имеет большой диаметр при небольшой высоте, которая для вертикального генератора определяется значением $l_а$. По мере увеличения n отношение $D_а/l_а$ уменьшается, генератор имеет меньший диаметр при большей высоте. В приближенных расчетах можно принимать $D_а\approx D_i$. Для устойчивой работы гидроагрегата ротор генератора должен обладать массивностью, которая определяется маховым моментом GD^2 или динамическим моментом инерции J, измеряемыми в т·м^2. Эти параметры связаны зависимостью

$$GD^2=4J. \tag{3.48}$$

Маховой момент, т·м^2, приближенно можно определить по формуле

$$GD^2=(4{,}5\div 5{,}5)D_а^{3{,}5}l_а, \tag{3.49}$$

где $D_а$ и $l_а$ в метрах.

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-возбудители, возбуждаемые в свою очередь подвозбудителями, причем эти дополнительные машины работали на валу гидроагрегата. Для современных генераторов 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 числа витков. Они образуются стержнями, выполненными из меди, хорошо изолированными и вложенными в пазы *10* (рис. 3.21,*е*), имеющиеся на внутренней поверхности 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 или переменить направление вращения, как это делается в обратимых двигателях-генераторах ГАЭС, для чего достаточно поменять местами подключение любых двух фаз. Двигатели-генераторы по электрической схеме 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 электропередачи, поэтому стремятся понизить индуктивную составляющую, повысить $\cos\varphi$. Радикальным средством для этого служат синхронные компенсаторы — двигатели, работающие вхолостую и возбужденные таким образом, что они становятся потребителями реактивного тока. Генераторы ГЭС и двигатели-генераторы ГАЭС в часы минимума нагрузки могут работать в режиме синхронного компенсатора (СК). Для того чтобы 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 ГЭС и ГАЭС.

3.14. Конструкция основных узлов гидрогенератора

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 ГЭС. Для возможности перевозки статор крупных гидрогенераторов разделен на несколько (обычно шесть) сегментов, которые соединяются при монтаже.

Ротор — это самый крупный и тяжелый узел генератора, его диаметр может достигать 15 м, 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 хвосто-

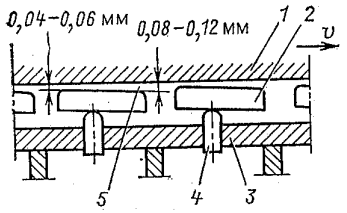


Рис. 3.22. Схема работы подпятника:

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

вики металлических сердечников полюсов с надетыми на них катушками обмотки возбуждения. Внутренняя сторона обода соединяется сварными спицами с втулкой, представляющей собой крупную деталь, соединяющую ротор с валом. Ротор собирается на монтажной площадке ГЭС из отдельных деталей.

Подпятник — наиболее сложный и ответственный узел механической части генератора. Он воспринимает и передает на конструкции здания ГЭС огромные усилия (достигающие нескольких тысяч тонн) от веса вращающихся частей гидроагрегата и давления воды на рабочее колесо турбины; при этом подпятник должен обеспечивать беспрепятственное вращение. Подпятник (рис. 3.22) 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 пришабривается к диску. Сегменты шарнирно опираются на установочные винты, расположенные на дне масляной ванны, заполненной турбинным маслом. В процессе работы масло охлаждается холодной водой, протекающей через трубки маслоохладителей. 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 сегменты с эластичным металлопластмассовым покрытием (ЭМП), рабочая поверхность 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 в подпятнике, залиты баббитом и помещены в охлаждаемую масляную ванну.

Тормоза необходимы для быстрой остановки гидроагрегата, вращающегося по инерции после отключения генератора и закрытия направляющего аппарата турбины. Это особенно важно для работы подпятника, для которого пониженные скорости нежелательны. 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. С помощью тормозов осуществляют также подъем ротора при ремонтах, для чего в цилиндры вместо воздуха подают масло под давлением до 15 МПа.

Охлаждение генераторов. При работе генератора происходит его нагревание, ограничивающее развитие мощности, поэтому для генератора предусматривается искусственное охлаждение. Существуют 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 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.

Для малых ГЭС, работающих на энергосистему, находят применение асинхронные генераторы, в качестве которых иногда используют серийно выпускаемые асинхронные двигатели.

3.15. Подбор гидрогенераторов и определение их основных размеров

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

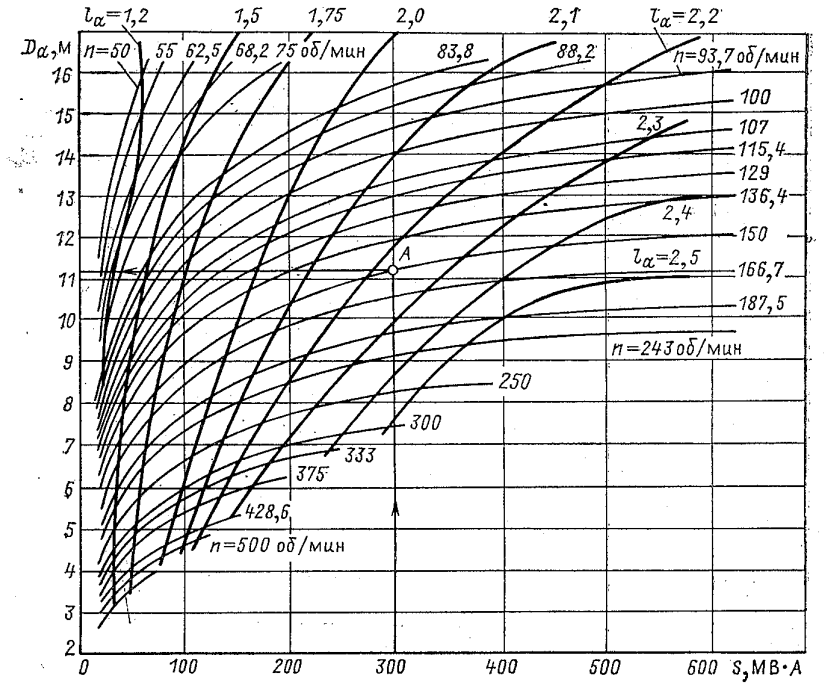


Рис. 3.23. Номограмма для подбора основных размеров генератора

Таблица 3.9. **Сравнение фактических параметров гидрогенераторов с расчет**

ГЭС	S, МВ·А	n, об/мин	D_a, м			l_a, м			GD^2, т·м²	
			Фактическое значение	По формуле (3.50)	По номограмме рис. 3.23	Фактическое значение	По формуле (3.50)	По номограмме рис. 3.23	Фактическое значение	По формуле (3.49) при коэффициенте 4,5 и 5,5
Братская	264,7	125	11,9	11,4	12,2	2,5	2,6	2,2	52 000	65 400—79 900
Воткинская	117,7	62,5	15	11,6	16,2	1,7	2,2	1,4	80 000	84 600—104 000
Красноярская	590	93,8	16,9	15,3	16	1,75	4,3	2,25	187 000	156 200—191 000
Учкурганская	56,2	115,4	8,5	8	9	1,5	1,2	1,5	9000	9150—11 180
Храмская-2	68,7	428,6	4,3	5,4	4,5	2,1	0,9	1,8	750	758—926

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

$$\left.\begin{aligned} D_a &= \frac{13{,}9\sqrt[4]{S}}{\sqrt[3]{n}}; \\ l_a &= \frac{160\,S}{D_a^2 n}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.50)$$

где S — полная мощность, МВ·А; 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 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. В табл. 3.9 приведено сравнение фактических параметров гидрогенераторов с расчетными по формуле (3.50) и номограмме рис. 3.23.

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

3.16. Компоновка гидрогенераторов и гидроагрегатов

Наибольшее распространение получили вертикальные гидроагрегаты, в 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. В зонтичном генераторе (рис. 3.24,*а*) он расположен под ротором и опирается через специальную опору на крышку турбины (в других конструкциях — на нижнюю крестовину). В подвесном генераторе подпятник размещен над рото-

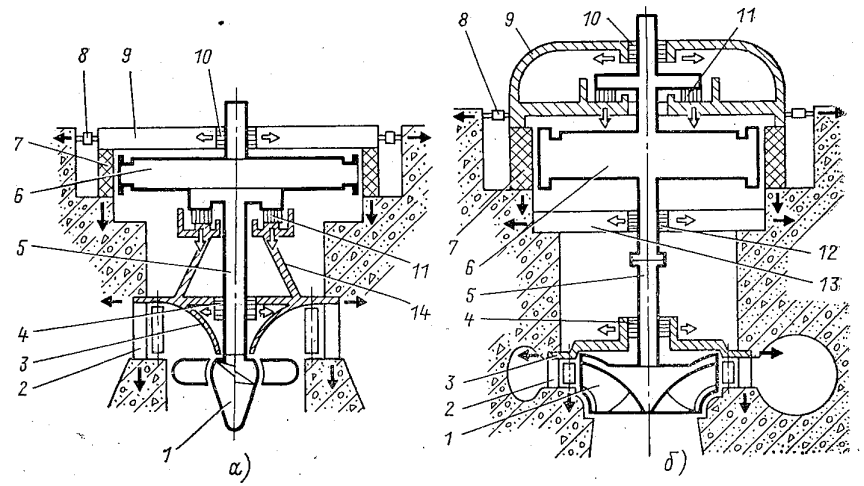


Рис. 3.24. Принципиальные схемы гидроагрегатов:

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 бетон)

ром и опирается на мощную верхнюю крестовину, стоящую на корпусе статора (рис. 3.24,*б*).

Зонтичный генератор имеет один подшипник, вмонтированный в верхнюю крестовину, другой подшипник гидроагрегата — это подшипник турбины, расположенный на ее крышке. В подвесном генераторе кроме верхнего подшипника, вмонтированного в верхнюю крестовину, обычно имеется нижний подшипник, установленный на нижней крестовине.

Зонтичные генераторы чаще применяют в комплекте с турбинами ПЛ при частоте вращения до 125 об/мин (рис. 3.25). По

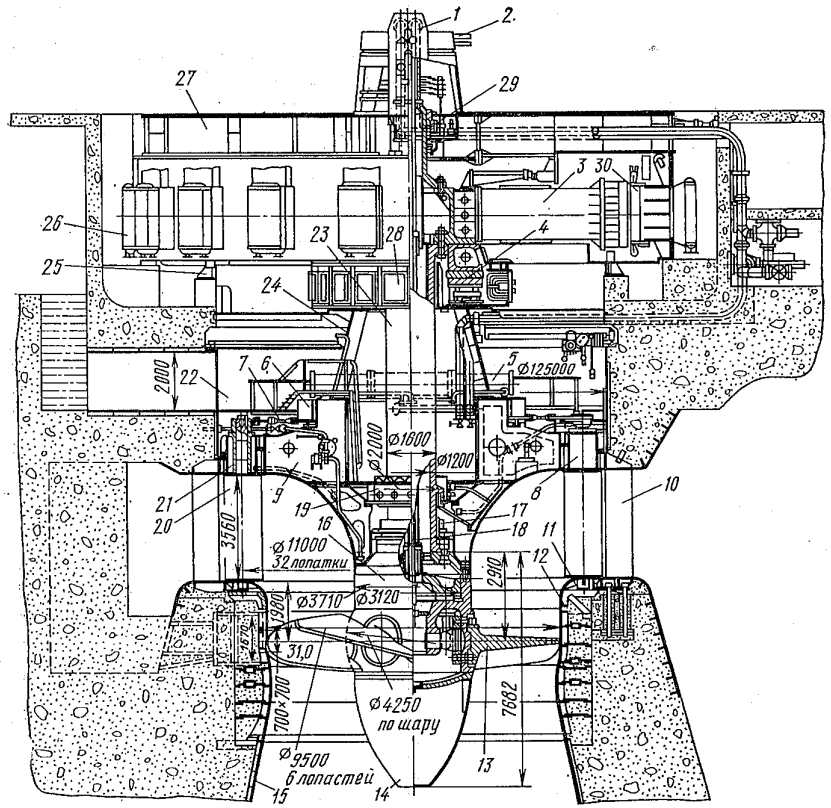


Рис. 3.25. Гидроагрегат с поворотно-лопастной турбиной (ГЭС Джердап на р. Дунае — N=178 МВт; D_1=9,5 м; $H_р$=34,6 м; n=71,5 об/мин):

1 — маслоприемник; *2* — подвод масла к маслоприемнику; *3* — ротор генератора; *4* — подпятник; *5* — сервомотор направляющего аппарата; *6* — регулирующее кольцо кольцо направляющего аппарата; *7* — серьга; *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* — корпус рабочего колеса; *17* — уплотнение вала; *18* — штанга; *19* — подшипник турбины; *20* — лопатка направляющего аппарата; *21* — стакан; *22* — шахта турбины; *23* — вал; *24* — опора подпятника; *25* — тормоза генератора; *26* — воздухоохладители; *27* — верхняя крестовина; *28* — маслоохладители; *29* — подшипник генератора; *30* — статор генератора

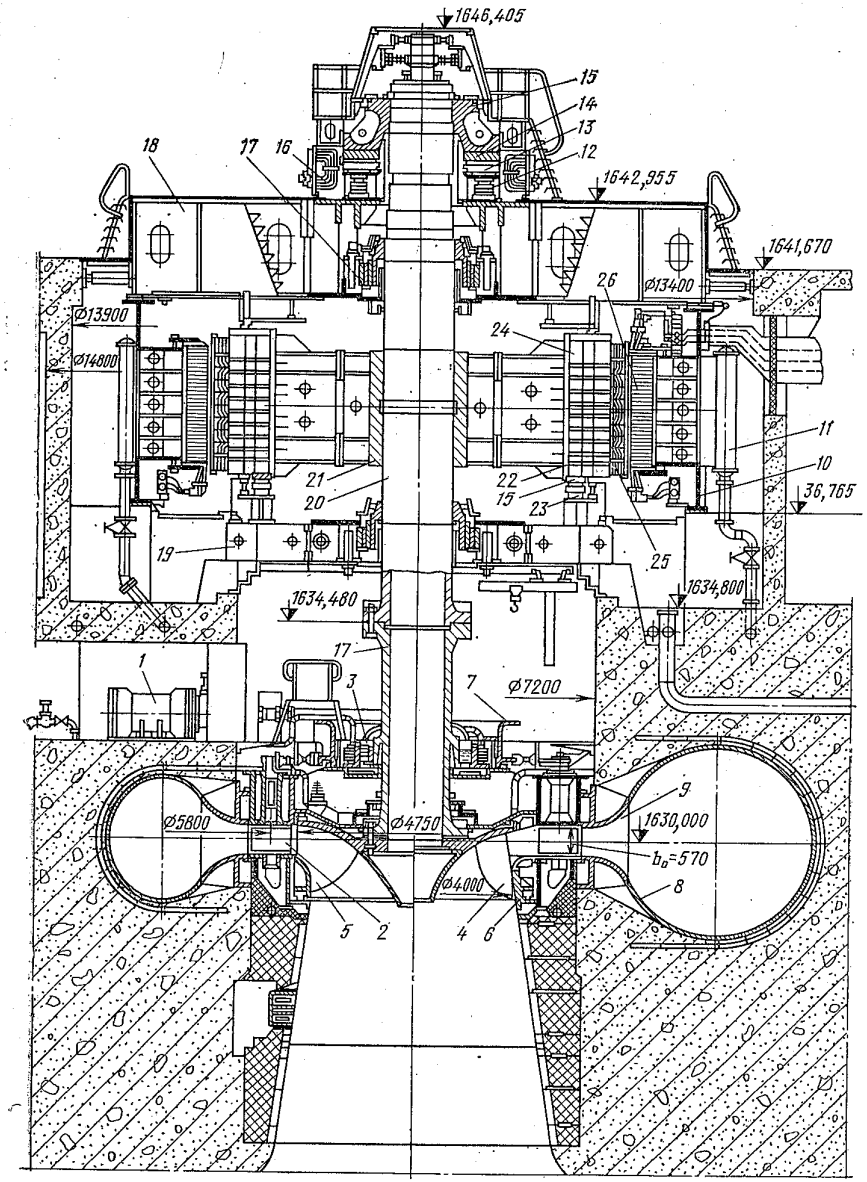


Рис. 3.26. Гидроагрегат с радиально-осевой турбиной и подвесным генератором (Нурекская ГЭС на р. Вахше, $N_т$=300 МВт; $N_т$=310 МВт при $H_р$=230 м; n==200 об/мин; D_1=4 м):

1 — сервомотор направляющего аппарата; *2* — лопатки 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* — фундаментное кольцо; *7* — регулирующее кольцо направляющего аппарата; *8* — металлическая спиральная камера; *9* — статор турбины; *10* — металлоконструкция статора генератора; *11* — воздухоохладитель; *12* — сильфоны 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 генератора

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 гидроагрегаты 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 раздельными 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 или с помощью горячей запрессовки в расточку ступицы.

При вертикальном расположении вала гидроагрегата поток воды в проточной части турбины дважды меняет направление на

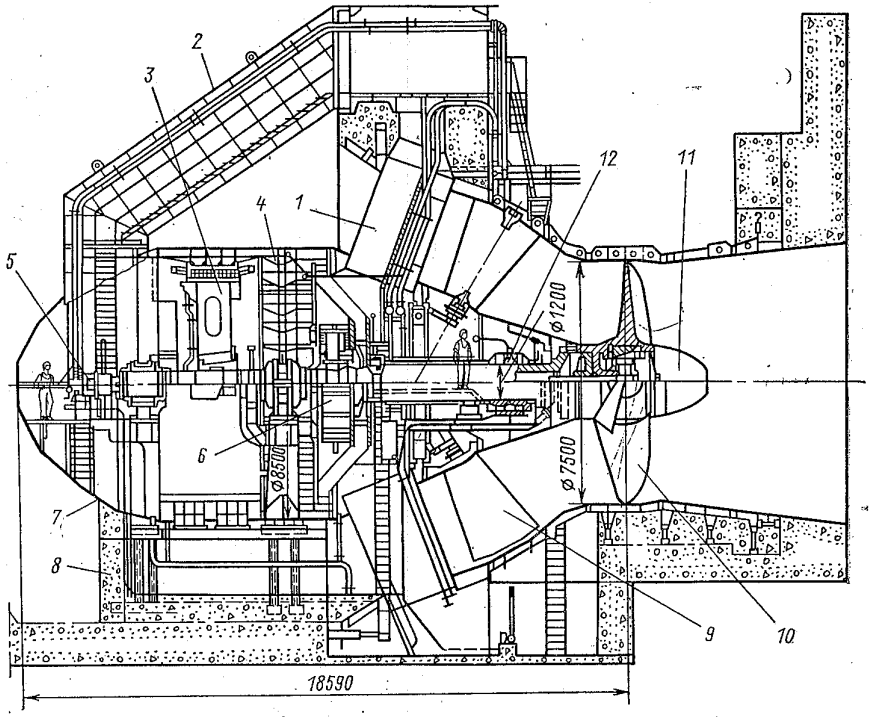


Рис. 3.27. Капсульный гидроагрегат (Саратовская ГЭС на р. Волге):

1 — статорная колонна; *2* — вход в капсулу; *3* — ротор генератора; *4* — опора подшипника генератора; *5* — масловодоприемник; *6* — подпятник; *7* — капсула; *8* — опора капсулы; *9* — направляющий аппарат; *10* — лопасти рабочего колеса; *11* — обтекатель: *12* — турбинный подшипник

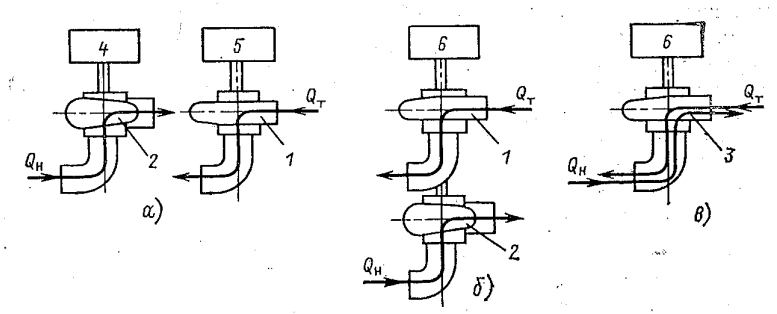


Рис. 3.28. Схемы агрегатов гидроаккумулирующих электростанций:

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

90°, что сопровождается потерями энергии. Кроме того, высокие вертикальные гидроагрегаты плохо компонуются в распластанной конструкции низконапорных зданий ГЭС. Поэтому для низких напоров стремятся применять горизонтальные гидроагрегаты. Имеются конструкции прямоточных, полупрямоточных и капсульных гидроагрегатов. Последние получили значительное распространение в зарубежной и отечественной практике (Саратовская — рис. 3.27, Каневская, Череповецкая и другие ГЭС). Генератор капсульного гидроагрегата предельно обжат по диаметру и заключен в капсулу, обтекаемую со всех сторон водой.

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

В настоящее время строятся Загорская и Кайшядорская ГАЭС с напорами около 100 м. Для них начат выпуск обратимых гидроагрегатов с насос-турбинами радиально-осевой системы типа РОНТ-115/812-В-630 с диаметром рабочего колеса 6,3 м. Мощность этих машин в турбинном режиме 205 МВт, в насосном 217 МВт, КПД соответственно 92,5 и 90,4 %, частота вращения 150 об/мин, подача до 205 м^3/с. Агрегат комплектуется двигателем-генератором типа ВГДС-1025/245 мощностью 236 МВ·А, напряжением 15,75 кВ, КПД машины 98,5 %. Предусматривается повышение быстроходности этих машин с увеличением турбинной мощности до 213 МВт. Разрабатываются проекты гидроагрегатов с диаметром рабочего колеса до 8,6 м, мощностью 400 МВт при напоре 100 м и мощностью 375 МВт при напоре 175 м.

Гидроагрегаты для малых ГЭС. Для малых ГЭС используют гидроагрегаты мощностью менее 20 МВт при диаметрах рабочего колеса менее 2,8 и 2,5 м соответственно для осевых и радиально-осевых турбин. При этом гидроагрега-

ты могут иметь мощность всего несколько киловатт при диаметре рабочего колеса 0,3 м.

В качестве гидротурбин при напорах до 20 м применяют осевые турбины (пропеллерные, поворотно-лопастные), от 15 до 170 м — радиально-осевые, более 120 м — также и ковшовые турбины. Все теоретические сведения и методы подбора гидротурбин, описанные выше, полностью применимы и для турбин малых ГЭС. В конструктивном же исполнении гидроагрегаты для них имеют ряд особенностей: они должны быть эффективными, рентабельными, рассчитанными на работу в автоматическом режиме, разработанными и изготовленными по самой современной технологии, из высококачественных материалов, в виде простых и надежных конструкций. В этих условиях уменьшаются затраты на техническое содержание оборудования и уход, увеличивается срок службы.

Для снижения затрат на строительную часть целесообразно упрощение проточной части малых турбин без существенного снижения энергетических параметров. С этой же целью желательно обеспечить положительную высоту отсасывания, что уменьшит объемы дорогостоящей подводной части здания ГЭС.

Турбины малых ГЭС в ряде случаев могут иметь упрощенное регулирование. Для них допустим отказ от регуляторов частоты вращения при работе на сеть и целесообразно применение одинарного регулирования. В то же время небольшие мощности гидроагрегатов позволяют использовать некоторые решения, которые для крупных машин неприменимы. Например, применяют гидроагрегаты с переменной частотой вращения с последующим преобразованием тока в стандартную частоту полупроводниковыми преобразователями; привод генераторов дополняют мультипликаторы — редукторы-ускорители, увеличивающие частоту вращения генераторов по сравнению с турбинами.

Для снижения стоимости и обеспечения высокого качества гидроагрегаты малых ГЭС следует стандартизировать и выпускать серийно, предусматривая их полную или частичную сборку на заводе.

В настоящее время в СССР создается новая номенклатура малых турбин. В качестве первоочередных для разработки и промышленного освоения отобраны пять типов турбин. На рис. 3.29 показаны области их применения и эскизы компоновки.

Тип *1* — осевая (ПЛ или Пр) турбина, располагаемая в упрощенной турбинной камере прямоугольного сечения с вертикальной отсасывающей трубой, выведенной в отсасывающий лоток. Вместо обычного направляющего аппарата может применяться цилиндрический затвор, охватывающий статор. Лопасти разворачиваются на остановленном гидроагрегате. Такие турбины можно применять в диапазоне напоров от 2 до 20 м при мощности от 100 до 10 000 кВт (диаметры рабочего колеса от 0,6 до 3 м).

Тип *1а* — горизонтальная капсульная турбина, соединенная посредством углового редуктора с вертикальным генератором; применяется в том же диапазоне напоров и такой же мощности, что и тип *1* (D_1=0,6÷2 м).

Тип *2* — горизонтальная прямоточная турбина ПЛ или Пр с S-образной отсасывающей трубой, позволяющей располагать генератор на продолжении вала в сухом помещении. Между турбиной и генератором в этом случае может быть расположен мультипликатор, повышающий в 3—4 раза частоту вращения генератора. Применяется в том же диапазоне напоров, что и тип *1* при мощности от 100 до 3000 кВт (D_1=0,6÷2 м).

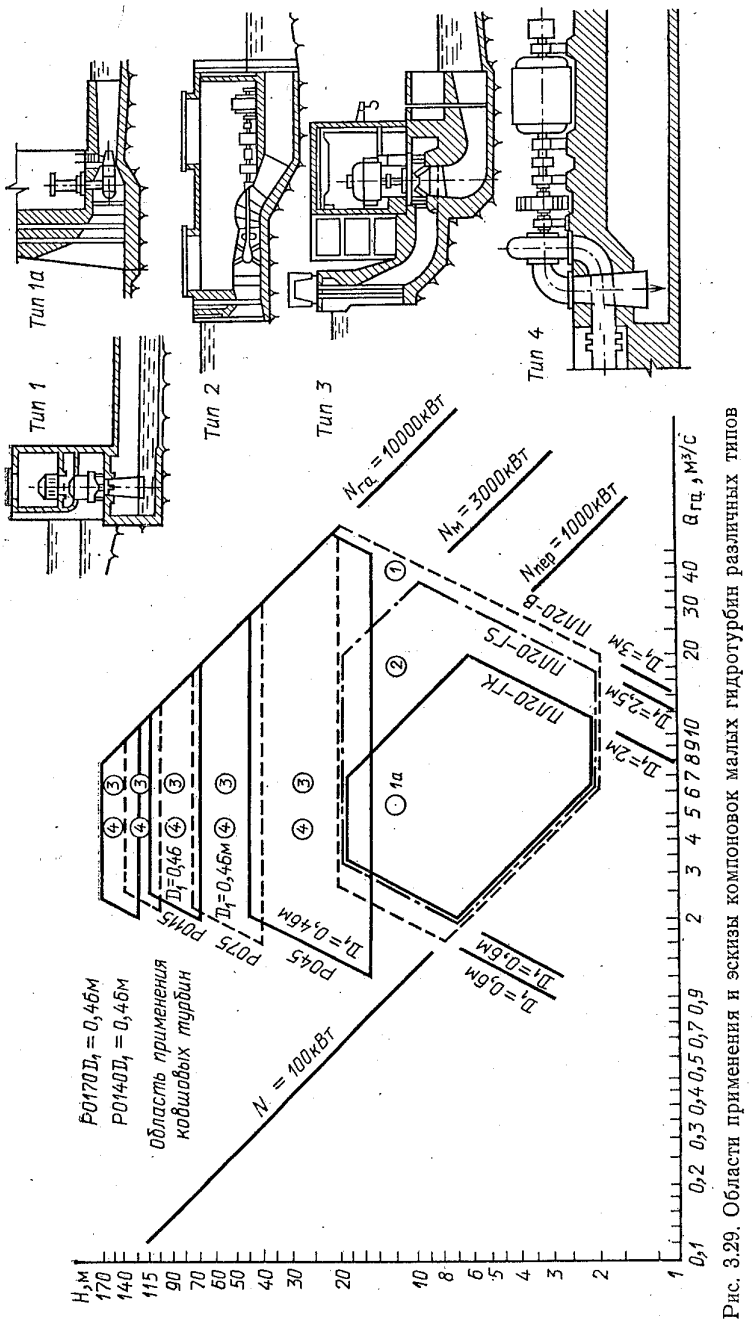


Рис. 3.29. Области применения и эскизы компоновок малых гидротурбин различных типов

Тип *3* — обычная радиально-осевая вертикальная турбина. Тип *4* — горизонтальная турбина РО с изогнутой коленчатой отсасывающей трубой. Турбины типов *3* и *4* используются в диапазоне напоров от 15 до 170 м, мощности турбин от 150 до 10 000 кВт (D_1=0,46÷3 м).

В зарубежной практике успешно применяют, например, активные двухкратные турбины, в которых рабочий поток проходит сначала по направлению к оси колеса, а затем от центра и отдает дополнительную энергию и которые обеспечивают диапазон напоров от 1 до 200 м; применяют также прямоточные гидроагрегаты.

3.17. Затворы ГЭС

В зданиях ГЭС и водоприемниках затворы применяются для перекрытия водопропускных отверстий и регулирования пропускания 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 зданий ГЭС совмещенного типа и водоприемниках головных узлов некоторых деривационных ГЭС.

Аварийные затворы применяются в случае аварии с основным затвором, при потере регулирования или повреждении турбины, разрыве водовода. Такие затворы закрываются в потоке под напором, 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. 3.30,*а*).

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

В некоторых случаях применяют колесные опорно-ходовые части с жестким закреплением колес (рис. 3.30,*б*). По условиям равномерного распределения нагрузок на один затвор ставят не более четырех колес. Это ограничивает применение таких опорно-

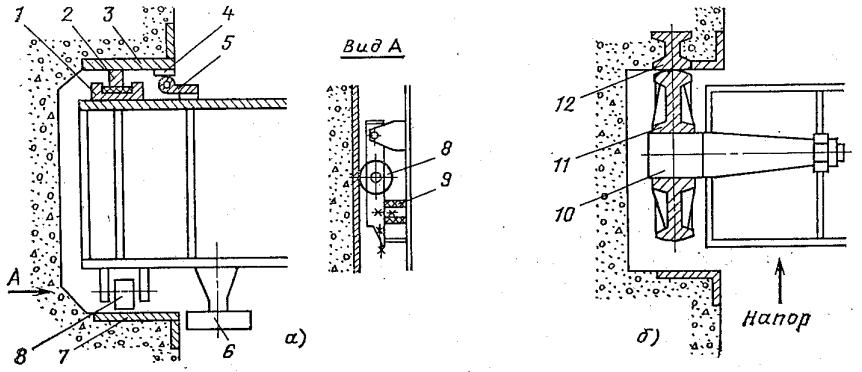


Рис. 3.30. Опорно-ходовые части плоских затворов:
а — скользящие; *б* — колесные; *1* — опорный скользящий полоз; *2* — рельс для скольжения; *3* — закладная часть рабочего пути; *4* — опорная полоса уплотнения; *5* — уплотнение; *6* — боковое колесо; *7* — закладная часть обратного пути; *8* — обратное колесо; *9* — резиновый буфер; *10* — консольная ось; *11* — рабочее колесо; *12* — рельс для качения

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 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÷0,15) B; глубина (0,05÷0,08) B, где B — ширина перекрываемого отверстия.

Для перекрытия высоких отверстий используют секционные затворы (рис. 3.31), 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 его опускания на порог возвышается над уровнем воды, называется поверхностным. Если затвор перекрывает полностью затопленное отверстие, его называют глубинным.

Различают стационарные затворы, постоянно находящиеся на отверстии, 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.

Современные гидротурбины, оснащенные совершенными регуляторами и золотниками аварийного закрытия, не требуют дополнительной защиты от разгона, и, как правило, на их водоприемниках предусматривают лишь инвентарные аварийно-ремонтные затворы. Исключением являются приплотинные и обособленные здания ГЭС, к которым вода подается открыто уложенными металлическими водоводами, тогда на случай разрыва водовода на водоприемнике обязательно устройство быстродействующих аварийно-ремонтных затворов, оснащенных индивидуальным приводом с автоматическим управлением.

Разработаны кольцевые затворы, которые как элемент турбины перекрывают в аварийных случаях поток, опускаясь между колоннами статора и лопатками направляющего аппарата. На малых турбинах подобные затворы могут применяться при отсутствии направляющего аппарата (см. § 6.11).

Перед аварийно-ремонтными затворами предусматривается обычно установка инвентарных ремонтных затворов. На ГЭС с небольшим числом турбин по экономическим соображениям могут применяться стационарные аварийно-ремонтные затворы с индивидуальным приводом или без него. Иногда аварийно-ремонтные затворы с индивидуальным приводом устанавливают в диффузоре отсасывающей трубы, например на ГЭС с горизонтальными капсульными гидроагрегатами. Обычно предусматривают инвентарные ремонтные затворы на выходных отверстиях отсасывающих труб для их осушения.

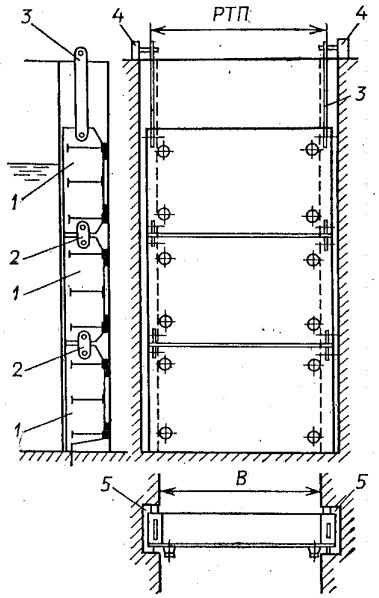


Рис. 3.31. Плоский секционный затвор:
1 — секции затвора; *2* — сцепы; *3* — штанги; *4* — подхваты; *5* — пазы

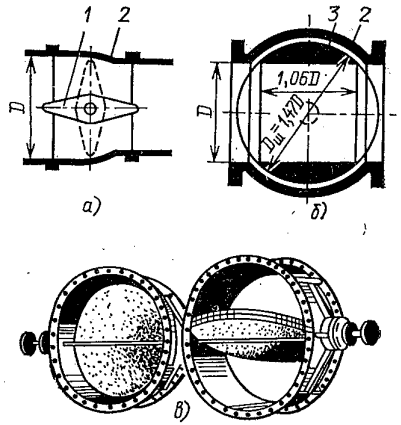


Рис. 3.32. Затворы на водоводах:
а — дисковый затвор; *б* — шаровой затвор; *в* — дисковый затвор в закрытом (слева) и открытом положениях; *1* — диск; *2* — корпус; *3* — сферическая поворотная часть

Таблица 3.10. **Параметры дисковых и шаровых затворов**

Тип затвора	Габаритные размеры, м		Масса, т
	Диаметр	Длина	
ЗД 120-25	1,37	0,5	2,7
ЗД 130-120	1,65	0,9	5,4
ЗД 160-120	1,9	0,9	7,7
ЗД 220-75	2,5	1,1	11,5
ЗД 320-80	3,7	1,5	33
ЗД 600-120	7	2,2	160
ЗДп 260-160	3	1,4	22,9
ЗДп 450-80	4,5	1,6	57,2
ЗШ 130-950	2,8	2,45	43
ЗШ 180-375	3,7	2,7	64
ЗШ 300-550	5,2	4,1	270
ЗШ 420-400	7,8	5,6	570

Примечание. ЗД — затвор дисковый; ЗДп — то же с плоским диском; ЗШ — затвор шаровой; первая цифра обозначает диаметр водовода, см; вторая — наибольший напор, м.

Некоторое распространение на ГЭС имеют сегментные затворы, применяемые в качестве основных затворах на водосбросах, реже — в качестве аварийно-ремонтных перед турбинами.

Особая группа затворов — затворы на водоводах (рис. 3.32). В качестве предтурбинных их установка обязательна в случае присоединения двух и более турбин к одному водоводу, а также при напорах выше 200 м (для сокращения потерь на фильтрацию через направляющий аппарат).

Наиболее распространены дисковые затворы (при напорах до 200 м) и шаровые затворы (при напорах более 200 м). Обычно они имеют индивидуальный гидропровод. Параметры затворов приведены в табл. 3.10.

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 $P=p_0F=h_0\rho gF$, где p_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

$$P=0{,}01h_0F. \qquad (3.51)$$

На затвор может действовать и вертикальное гидростатическое давление $p_в$, причем площадь давления определяется в зависимости от конструкции затвора.

Массу плоского 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, МН, $G=Mg$ составит

$$G=0{,}01M. \qquad (3.52)$$

Между опорно-ходовыми и закладными частями под действием нагрузки P развивается сила трения

$$T=Pk_{тр},$$

где $k_{тр}$ — коэффициент трения, значение которого принимается следующим в зависимости от удельной нагрузки на полоз:

Скользящие опоры:	
в покое	0,17—0,3
в движении	0,13—0,04
Колесные опоры:	
в покое	0,02
в движении	0,01

В предварительных расчетах можно принять средние значения $k_{тр}$.

На рис. 3.33 представлены расчетные схемы четырех режимов маневрирования затвором. Посадка или опускание затвора под напором (рис. 3.33,*а*) должны происходить под действием собственного веса и вертикального гидростатического давления $P_в$. Если этот вес оказывается недостаточным, в конструкцию затвора вводят бетонный балласт. Для случая подъема

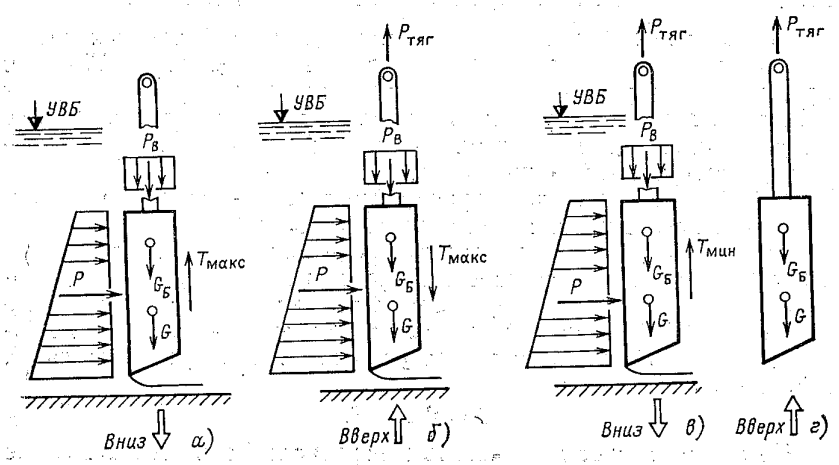


Рис. 3.33. Схемы маневрирования затвором:
а — опускание под напором; *б*—подъем под напором; *в*—удерживание; *г*—подъем без напора

Таблица 3.11. **Расчеты режимов маневрирования плоскими затворами**

Расчетный режим	Цель расчета	Расчетная формула	Виды затворов: основные	аварийно-ремонтные	ремонтные
Посадка под напором (рис. 3.33,*а*)	Определение веса балласта, обеспечивающего посадку	$G_б \geqslant (T_{макс}-P_в-G)k_{зап}$	+	+	—
Подъем под напором (рис. 3.33,*б*)	Определение нагрузки на тяговый механизм	$P_{тяг} \geqslant (G+G_б+P_в+T_{макс})\times k_{зап}$	+	—	—
Удерживание при опускании под напором (рис. 3.33,*в*)	То же	$P_{тяг} \geqslant (G+G_б+P-T_{мин})\times k_{зап}$	+	+	—
Подъем без напора (рис. 3.33,*г*)	» »	$P_{тяг} \geqslant (G+G_б)k_{зап}$	—	+	+

Обозначения: G — вес металлоконструкции затвора; $G_б$ — вес балласта; $P_в$ — 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 статическая нагрузка; $k_{зап}$ — коэффициент, учитывающий вспомогательные нагрузки и необходимый запас, $k_{зап}=1{,}3\div1{,}4$. Знаки «+» и «—» показывают необходимость расчета для затвора того или иного назначения.

под напором (рис. 3.33,*б*) расчетом определяют тяговое усилие $P_{тяг}$ основного затвора. В этих двух схемах сила трения $T_{макс}$, препятствующая движению затвора, определяется по наибольшим значениям $k_{тр}$. Удерживание (рис. 3.33,*в*) — это случай, когда при опускании затвора под действием вибрации или иных причин сила трения временно снижается до величины $T_{мин}$, определяемой по наименьшим значениям $k_{тр}$, что увеличивает нагрузку $P_{тяг}$ на тяговый механизм. Для подъема без напора (рис. 3.33,*г*) определяют усилие $P_{тяг}$ 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. 3.33,*б*, *в*, *г*.

Расчеты сводятся к сопоставлению сил, способствующих и препятствующих движению затвора. Цель расчетов, условия их выполнения и формулы приведены в табл. 3.11. В описанной методике не учитываются второстепенные усилия (трение в уплотнениях, подсос, выпор и др.), поэтому в формулы введен коэффициент запаса $k_{зап}=1{,}3\div1{,}4$. Рас-

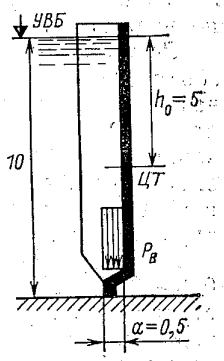


Рис. 3.34. К примеру расчета затвора

четы выполняются в целях обеспечения надежности посадки затворов и определения усилий, необходимых для подбора тяговых механизмов.

Пример расчета. Определить вес необходимого балласта и подъемное усилие для поверхностного аварийного затвора пролетом $B=10$ м со скользящими опорами при $k_{тр.макс}=0{,}2$ и $k_{тр.мин}=0{,}05$ (рис. 3.34).

Решение. Заглубление центра тяжести (ЦТ) $h_0=5$ м.

Горизонтальное гидростатическое давление по (3.51) $P=0{,}01\ h_0F=0{,}01\cdot5\times10\cdot10=5$ МН.

Вертикальное гидростатическое давление $P_в=h'_0aB=0{,}01\cdot10\cdot0{,}5\cdot10=0{,}5$ МН.

Сила трения при опускании и подъеме $T_{макс}=Pk_{тр.макс}=5\cdot0{,}2=1$ МН; $T_{мин}=Pk_{тр.мин}=5\cdot0{,}05=0{,}25$ МН.

Так как $PB=5\cdot10=50$ МН·м, то соответствующая масса затвора равна 40 т, следовательно, вес затвора $G=0{,}01M=0{,}01\cdot40=0{,}4$ МН.

Вес балласта, необходимый для посадки затвора, $G_б=(T_{макс}-P_в-G)k_{зап}=(1-0{,}5-0{,}4)\cdot1{,}3=0{,}13$ МН. Масса балласта $M_б=G/0{,}01=0{,}13/0{,}01=13$ т.

Усилие при удерживании $P_{тяг}=(G+G_б+P_в-T_{мин})k_{зап}=(0{,}4+0{,}13+0{,}5-0{,}25)\cdot1{,}3=1{,}02$ МН.

Подъем без напора требует усилия $P_{тяг}\geqslant(G+G_б)k_{зап}=(0{,}4+0{,}13)\cdot1{,}3=0{,}69$ МН.

Необходимое подъемное усилие определилось расчетом на удерживание и составляет 1,02 МН.

Размер a на рис. 3.34 в зависимости от размещения нижнего горизонтального уплотнения может изменяться от нуля до значения ширины паза и назначается с учетом необходимой для посадки вертикальной гидростатической нагрузки.

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. На ГАЭС при необходимости решетки устанавливаются с обеих концов водоподводящего тракта.

Решетки (рис. 3.35) 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 делится 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 гидравлических потерь, для чего ригели делают обтекаемой формы, располагая их вдоль направления линий тока воды (рис. 3.35,*б*), или сквозными из труб (рис. 3.35,*в*). Второй вариант предпочтительнее

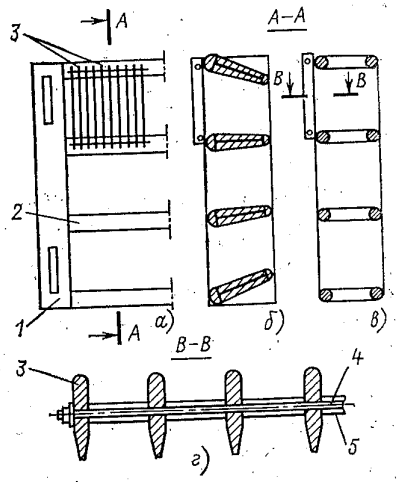


Рис. 3.35. Сороудерживающие решетки:
а — вид с напорной стороны; *б* — разрез решетки со сплошными ригелями, ориентированными по потоку; *в* — то же со сквозными ригелями из круглых профилей; *г* — крепление стержней; *1* — опорно-кольцевая стойка; *2* — ригель; *3* — секции стержней; *4* — стяжной болт; *5* — распорная втулка

для ГЭС с переменными режимами, так как обеспечивает малые потери при любом направлении течения. Для уменьшения потерь напора стержни также делают обтекаемой формы. Расстояние между стержнями для турбин ПЛ принимается равным $0{,}05D_1$ (но не более 20 см), для РО — $0{,}03D_1$ (но не более 10 см).

Потери напора (перепад) на решетках $h_{реш}$ зависят от формы стержней, что учитывается коэффициентами потерь напора ζ, засоренности решеток ($k>1$) и скоростью воды v перед решетками

$$h_{реш}=k\zeta\frac{v^2}{2g}. \qquad (3.53)$$

С учетом того что зависимость потерь напора от скорости квадратичная, требуется тщательный подход к выбору скорости перед решетками. Максимальное значение v ограничивается нормами до 1,2 м/с для слабо засоренных и до 1 м/с для сильно засоренных водотоков, для заглубленных неочищаемых решеток допустимая скорость снижается до 0,4 м/с. Ограничение скорости не только снижает гидравлические потери, но и уменьшает интенсивность засорения решеток. Типичными случаями засорения являются внедрение постороннего предмета (например, бревна) между стержнями и прижимание постороннего предмета к стержням под действием скоростного напора. При большой скорости взвешенный в воде мусор, подходя к решетке, остается на ней, создавая быстро возрастающее засорение, при малой скорости мусор постепенно всплывает или тонет. Ограничить скорость при заданном расчетном расходе $Q_р$ можно путем правильного выбора рабочей площади решетки

$$F_{реш}=\frac{Q_р}{v}. \qquad (3.54)$$

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 °С), 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 малореальным.

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. 3.36. Мостовой кран (рис. 3.36,*а*) имеет мост, снабженный ходовыми тележками, позволяющими ему передвигаться вдоль сооружения по подкрановым путям. По мосту в поперечном направлении перемещается грузовая тележка. К мосту полукозлового крана (рис. 3.36,*б*) с одной стороны прикреплена жесткая нога с ходовыми тележками, что позволяет ему перемещаться по подкрановым путям, расположенным на разных уровнях. Козловой кран (рис. 3.36,*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. 3.36,*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. 3.37.

К основным параметрам крана относятся: грузоподъемность $M_{кр}$, т, под которой понимается масса груза в тоннах, на подъем которой кран рассчитан, и тяговое усилие крана, МН, определяемое по формуле

$$P_{кр}=M_{кр}g\approx 0{,}01M_{кр}. \qquad (3.55)$$

Кроме механизма главного подъема, определяющего номинальную грузоподъемность крана, на той же или на отдельной тележке часто устраивают механизм вспомогательного подъема меньшей грузоподъемности, но с большей скоростью 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 подвеса, поэтому козловые краны, предназначенные для их обслуживания,

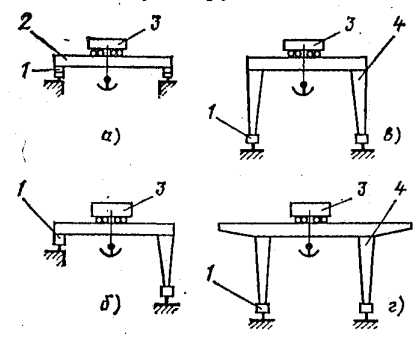


Рис. 3.36. Схемы кранов:
а — мостовой кран; *б* — полукозловой; *в* — козловой; *г* — консольный козловой; *1* — ходовые тележки; *2* — мост; *3* — грузовая тележка; *4* — портал

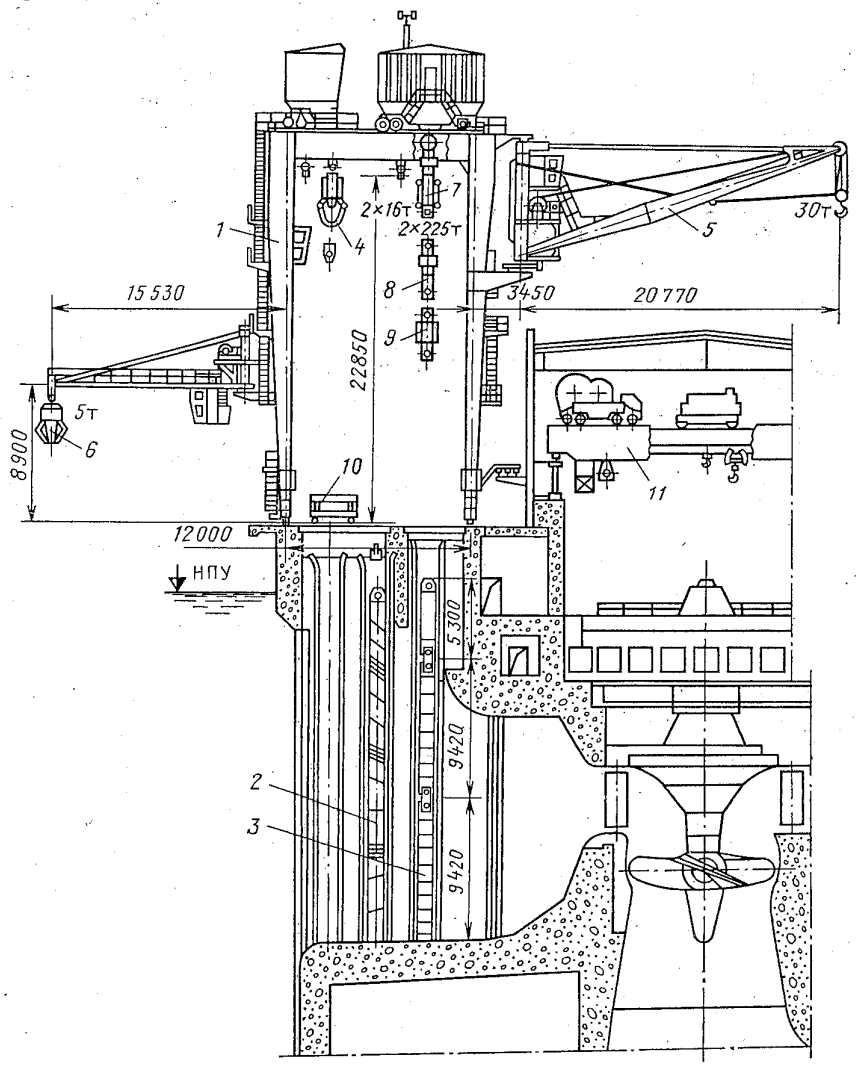


Рис. 3.37. Механическое оборудование верхнего бьефа Нижнекамской ГЭС на р. Каме:
1 — универсальный козловой кран; *2* — сороудерживающая решетка; *3* — аварийно-ремонтный затвор; *4* — плоскочелюстной грейфер; *5* — стрела строительного периода; *6* — грейфер типа «полип»; *7* — захватная балка для затворов и решеток ГЭС; *8* — траверса для затворов плотины; *9* — траверса для разгрузки трансформаторов; *10* — тележка для мусора; *11* — мостовой кран машинного зала

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 гидроагрегатов 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 положений 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 подъемному 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, козловый кран Нижнекамской ГЭС (рис. 3.37) обслуживает затворы верхнего бьефа ГЭС и водосливной плотины, очищает решетки и прилегающую 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, полезные при строительстве ГЭС. Так, кран Нижнекамской ГЭС (рис. 3.37) 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 или закрытого помещения затворов, что рекомендуется в условиях сурового климата.

Краны, устанавливаемые на ГЭС, рассчитывают на легкий режим работы, т. е. на выполнение операций со значительными перерывами во времени. Грузоподъемность мостовых кранов достигает 500, а козловых 1000 т. Как правило, они изготовляются по специальным заказам. Скорость подъема грузов составляет для главного подъема около 1, для вспомогательного 5—10 м/мин; скорость передвижения кранов 20—40, 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 получил гидравлический привод (гидропривод), или *гидроподъемник*.

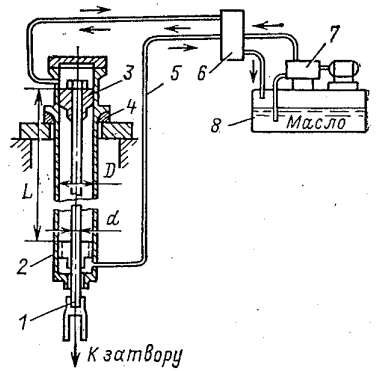


Рис. 3.38. Гидропривод затвора:
1—шток; *2*—цилиндр; *3*—поршень; *4*—сферическая опора; *5*—трубопровод; *6*—золотниковое управляющее устройство; *7* — маслонасос; *8* — масляный бак

Гидроподъемник (рис. 3.38) 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 надпоршневой 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 пяту.

Благодаря высокому (20—32 МПа) давлению масла гидроприводы очень компактны и могут развивать тяговые усилия 5—10 МН. Диаметры цилиндров D достигают 900, штоков d — 400 мм. Если в гидроцилиндре 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 синхронно следящую систему, исключающую неравномерность хода цилиндров и перекосы.

Рабочий ход гидроцилиндра может достигать 12—16 м.

Тяговое усилие гидроцилиндра

$$P_{тяг} = \frac{\pi (D^2 - d^2)}{4} pm, \qquad (3.56)$$

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 не застывающее 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 числа и мощности гидроагрегатов и должна обеспечивать надежность энергоснабжения, а также возможность вывода в ремонт части оборудования ГЭС.

На крупных многоагрегатных ГЭС применяют блочные схемы, при которых каждый генератор работает на отдельный повышающий трансформатор (рис. 3.39,*а*). На ГЭС с гидроагрегатами небольшой мощности применяют групповые схемы, при которых два или несколько генераторов выдают мощность на один трансформатор, образуя вместе с ним укрупненный электрический блок (рис. 3.39,*б*). От трансформатора ток повышенного напряжения подается на открытое распределительное устройство (ОРУ), от которого отходят линии электропередачи. 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 разъединители. 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 или в среде трансформаторного масла (масляные выключатели), или мощной струей сжатого воздуха (воздушные выключатели). Разъединители отключают цепи под напряжением, но лишь после снятия с них токовой нагрузки. Выключатели и разъединители генераторного напряжения объединяются в комплектные распределительные устройства (КРУ), размещаемые в помещениях ГЭС.

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. 3.40), в которых шины размещаются на изоляторах внутри защитного корпуса из дюралюминиевых труб диаметром 700—800 мм (для каждой фазы отдельная труба). Трубы заземляют-

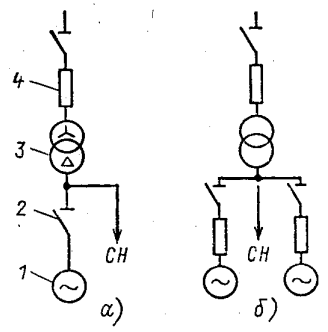


Рис. 3.39.

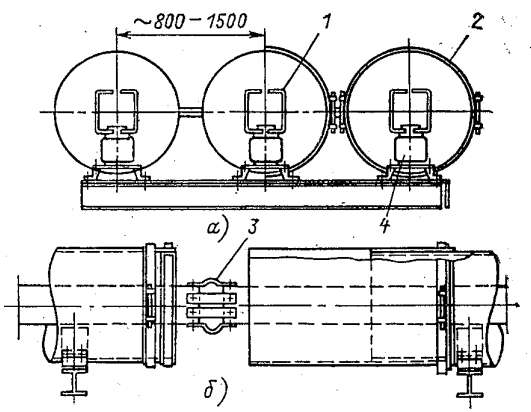


Рис. 3.40.

Рис. 3.39. Электрические схемы ГЭС:
а — блочная схема; *б* — групповая схема; *1* — генератор; *2* — разъединитель; *3* — трансформатор; *4* — выключатель

Рис. 3.40. Экранированные шинопроводы генераторного напряжения:
а — поперечный разрез; *б* — вид сбоку; *1* — токоведущая шина; *2* — оболочка-экран; *3* — компенсаторы-перемычки; *4* — изолятор

ся, 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 сталеалюминиевых проводов, натянутых между металлическими опорами, расположенными на ГЭС и на берегу. Провода подвешиваются к опорам с помощью гирлянд изоляторов. На напряжение 500 кВ и выше каждая фаза во избежание больших потерь на коронный разряд выполняется из трех проводов. Пролеты воздушных переходов достигают 1000 м, натяжения в проводах измеряются десятками тонн. Безопасные расстояния от токоведущих частей выводов до заземленных конструкций зданий составляют 0,9 м при напряжении 110 кВ, 1,8 м при напряжении 220 кВ и 3,75 м при напряжении 500 кВ; 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 по условиям компоновки затруднено 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.

Открытое распределительное устройство представляет собой площадку, разделенную на ячейки по числу присоединений (выводы от трансформаторов, высо-

ковольтные линии, измерительная аппаратура). Для крепления шин и проводов присоединений устанавливаются металлические или железобетонные порталы, между которыми размещается оборудование. Ориентировочные размеры ячеек в зависимости от напряжения следующие:

Напряжение, кВ	Шаг ячейки (ширина), м	Длина, м
35	6	30
110	9	37
220	15	86
500	30	280

Зная размеры и число присоединений по схеме, ориентировочно можно определить площадь, занимаемую ОРУ, увеличив суммарную площадь ячеек на 35—40 % для учета проездов. В условиях сурового климата или малых площадей применяются закрытые распределительные устройства (ЗРУ) с применением элегазовой защиты, что обеспечивает их компактность.

Трансформаторы, повышающие генераторное напряжение для передачи мощности на ОРУ и далее по высоковольтным линиям потребителям, являются самыми крупными электрическими аппаратами, существенно влияющими на компоновочные решения. Номинальной мощностью трансформатора является полная или кажущаяся мощность $S_{тр}$, кВ·А, которая определяется по формуле

$$S_{тр} = \frac{N_г n}{\cos\varphi \eta_{тр}}, \qquad (3.57)$$

где $N_г$ — мощность одного генератора; n — число генераторов, подключенных к трансформатору; $\cos\varphi$ — коэффициент мощности, равный 0,8—0,85; $\eta_{тр}$ — КПД трансформатора, равный 0,95—0,98.

Основными частями трансформатора являются *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 магнитный поток. Он возбуждает ЭДС во вторичной обмотке. Получаемое напряжение на выводах вторичной обмотки больше генераторного во столько раз, во сколько число ее витков больше, чем в первичной обмотке. В трехфазном трансформаторе имеются 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 теплота, в связи с чем необходимо обеспечить его охлаждение. При воздушном охлаждении трансформатора к баку прикрепляется группа масляных радиаторов, обдуваемых воздушными вентиляторами. Наиболее мощные трансформаторы имеют *масловодяное охлаждение*, при котором нагретое масло прогоняется через теплообменники, охлаждаемые водой.

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.

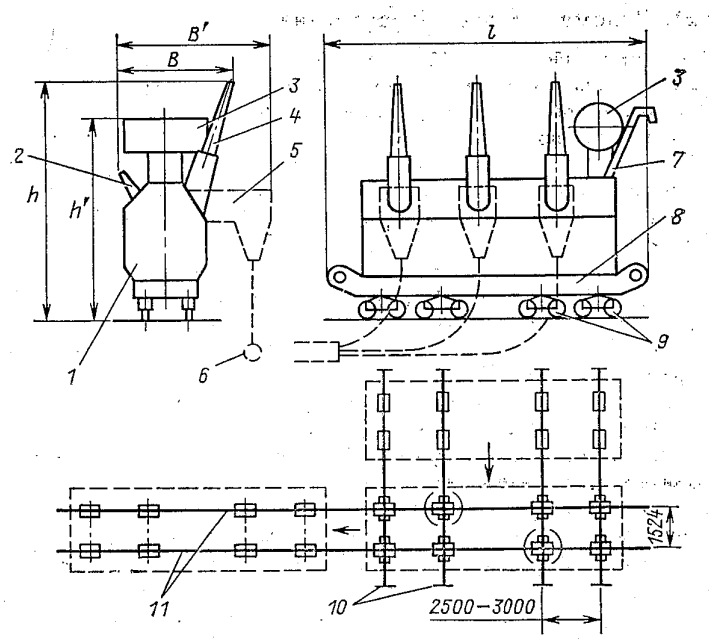


Рис. 3.41. Схема трансформатора 220 кВ:
1 — бак трансформатора; *2* — низковольтный вывод; *3* — расширительный бачок; *4* — высоковольтный вывод; *5* — то же в варианте с кабельным выводом; *6* — кабель; *7* — выхлопная труба; *8* — платформа; *9* — ходовые тележки; *10* — пути поперечной перекатки; *11* — пути продольной перекатки

Габаритные размеры трехфазных трансформаторов со вторичным напряжением 220 кВ даны в табл. 3.12 и обозначены на рис. 3.41.

Разгрузка трансформатора производится краном или 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 трансформатор совершает плоскопараллельное движение, корпус его не разворачивается (разворот можно осуществить только краном).

Таблица 3.12. **Габаритные размеры трансформаторов 220 кВ**

Параметр	Мощность, кВ·А						
	63	100	160	250	320	400	500
l, м	9	9,5	11,5	13	14,2	15,5	16,5
h, м	6,9	7,3	8,8	10	11	12	12,7
h', м	5,8	6,2	7,5	8,4	9,2	10	10,7
B, м	3,5	3,7	4,5	5,7	5,6	6	6,5
B', м	4,4	4,7	5,6	6,4	7	7,6	8
Масса, т	160	200	230	300	390	400	450

9—29

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, в подпятниках 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 маслянное хозяйство (рис. 3.42). Для каждого из видов масел в хозяйстве имеется не менее трех баков (для свежего, чистого, эксплуатационного масла) и аппаратная с системой коллекторов. К коллекторам подключается маслоочистительная аппаратура, позволяющая очищать масло, перекачивая его из бака в бак или за счет циркуляции в одном баке. Для очистки используются центрифуги, фильтр-прессы, цеолитовые установки, комбинированные агрегаты.

Масляное хозяйство обычно размещается в здании ГЭС (под монтажной площадкой) или отдельно (с открытым расположением баков). От маслохозяйства к гидроагрегатам вдоль здания ГЭС прокладываются маслопроводы.

Техническое водоснабжение. Суммарный расход воды охлаждения генераторов, трансформаторов для смазки подшипников турбин и 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. 3.43,*а*), особенно если используется вода под напором, имеющимся на ГЭС. При низких напорах применяют насосную схему (рис. 3.43,*б*), увеличивая насосами давление воды. При высоких напорах (выше 200—250 м) также применяется насосная схема, но с забором воды из нижнего бьефа (рис. 3.43,*г*). При напорах 50—250 м применяется эжекторная схема с использованием водоструйных насосов-эжекторов (рис. 3.43,*в*). Через эжектор пропускается рабочий расход воды $Q_{раб}$ под напором ГЭС, и за счет разрежения, образуемого диффузором эжектора, из нижнего бьефа дополнительно подсасывается вода $Q_{вс}$, на выходе из эжектора давление снижается.

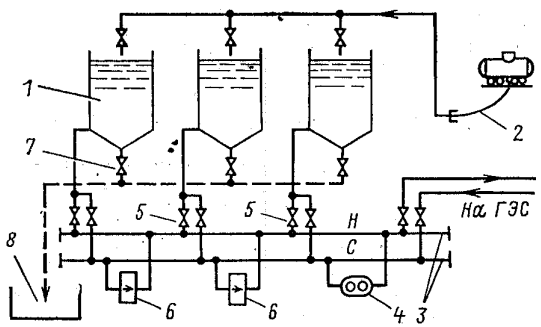


Рис. 3.42. Принципиальная схема масляного хозяйства:
1 — баки; *2* — приемное устройство; *3* — коллекторы (*Н* — напорный, *С* — сливной); *4* — маслонасос; *5* — запорная арматура; *6* — маслоочистительная аппаратура; *7* — задвижки аварийного слива; *8* — аварийный бак

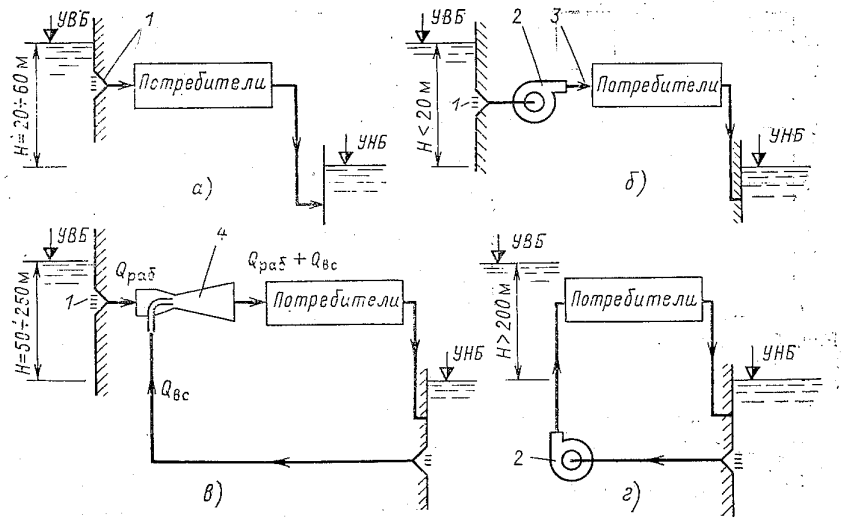


Рис. 3.43. Принципиальные схемы технического водоснабжения:
а — самотечная; *б* — насосная при низких напорах; *в* — эжекторная; *г* — насосная при высоких напорах; *1* — водоприемник; *2* — насос; *3* — направление тока воды; *4* — эжектор

Оборудование технического водоснабжения состоит из водоприемников, устраиваемых в бычках, устоях, стенках спиральных камер; фильтров, насосов или эжекторов, трубопроводов, подводящих воду к кольцевым коллекторам гидроагрегатов и другим потребителям. Отработанная подогретая вода сбрасывается в нижний бьеф. Применяются централизованные схемы (от одной насосной установки вода магистральными трубопроводами разводится по зданию ГЭС), а также индивидуальные или групповые схемы (один или группа гидроагрегатов имеют обособленную систему со своими водоприемниками и насосами).

Система осушения. При ремонтах проточная часть гидроагрегата, отделенная от бьефов ремонтными затворами, должна быть осушена. Для этого на ГЭС предусматриваются насосные установки, позволяющие осушить проточную часть одного гидроагрегата не более чем за 4 ч. Объем воды в проточной части гидроагрегата $V_{га}$ ориентировочно можно определить по рис. 3.44. Необходимая подача насосов, м³/с,

$$Q_{нас} = \frac{V_{га} + 3600qT}{3600T}, \qquad (3.58)$$

где $V_{га}$ — объем проточной части гидроагрегата, м³; T — расчетное время откачки, ч; q — расход притока фильтрации через затворы, м³/с, принимаемый 0,2—0,5 л/с на 1 м длины уплотнения затворов.

На многоагрегатных ГЭС (особенно возведенных на нескальном основании), имеющих развитый массив фундаментной плиты, часто применяют схему осушения с использованием сборной потерны, проходящей через все здание ГЭС (рис. 3.45), к которой подведены трубопроводы от всех отсасывающих труб. Вода из спиральных камер сливается либо в отсасывающие трубы, либо в по-

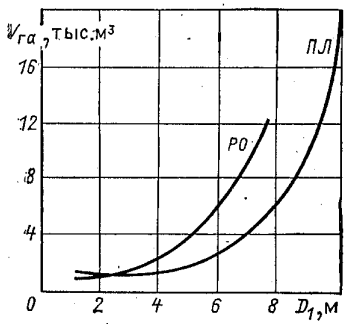


Рис. 3.44. Зависимость объемов проточной части гидроагрегата от диаметра рабочего колеса

терну. Трубопроводы перекрываются клапанами с гидроприводом или задвижками, устанавливаемыми в сухой потерне. При необходимости осушения какого-либо гидроагрегата открывают клапаны, и вода устремляется в потерну, что обеспечивает быстрое снижение уровня воды в проточной части гидроагрегата и прижатие уплотнений затворов. После заполнения потерны включаются насосы, расположенные в устое здания ГЭС, и вода откачивается в нижний бьеф.

При осушении проточной части гидроагрегата вместо воды поступает воздух по аэрационным трубам. Такими же трубами оборудуется потерна. Аэрационные трубы выводятся выше уровней бьефов и рассчитываются исходя из максимальной скорости воздуха в них 40—50 м/с.

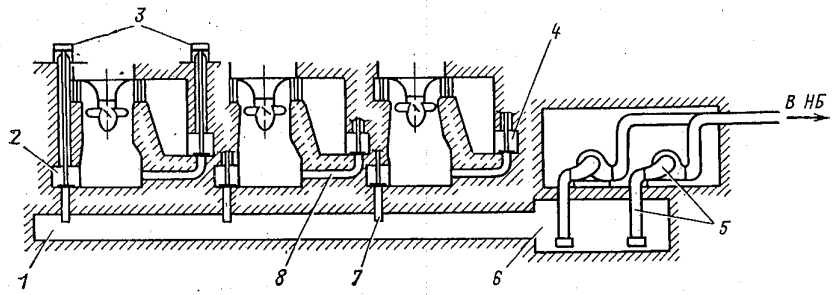


Рис. 3.45. Принципиальная схема системы осушения проточной части:
1 — сборная потерна; *2* — спускной клапан отсасывающей трубы; *3* — гидропривод клапана; *4* — спускной клапан спиральной камеры; *5* — насосы; *6* — приемная камера насосов; *7, 8* — сливные трубопроводы

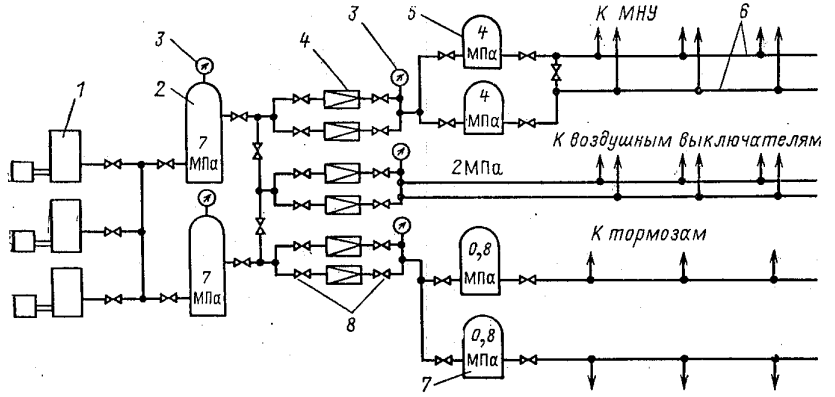


Рис. 3.46. Принципиальная схема пневматического хозяйства:
1 — компрессоры; *2* — воздухосборники 7 МПа; *3* — электроконтактные манометры; *4* — перепускные клапаны; *5* — воздухосборники 4 МПа; *6* — магистрали сжатого воздуха; *7* — воздухосборники 0,8 МПа; *8* — запорная аппаратура

Пневматическое хозяйство. Для работы оборудования ГЭС требуется сжатый воздух различного давления. На рис. 3.46 приведена одна из возможных схем воздухоснабжения. Источником высокого давления (7 МПа) служат компрессоры, создающие запас воздуха в воздухосборниках (ресиверах). Рабочее давление для МНУ (4 МПа) и для воздушных выключателей (2 МПа), а также низкое давление для торможения гидроагрегата и технических нужд (0,8 МПа) создается редуцированием воздуха через электромагнитные перепускные клапаны, включающиеся от электроконтактных манометров при снижении давления в воздухосборниках (до 4 и 0,8 МПа) и в сети (до 2 МПа). Редуцирование в результате термодинамического процесса воздуха сопровождается его осушением, что необходимо для нормальной работы аппаратуры. Системы высокого и низкого давления могут разделяться и обслуживаться также разными компрессорами. Отдельную воздушную систему устраивают для отжима воды из камеры рабочего колеса при переводе гидроагрегата в режим синхронного компенсатора. Принцип работы системы состоит в том, что воздух, сжатый до некоторого давления в воздухосборнике, 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 гидроагрегата, переведенного в двигательный режим, без потерь на трение об воду.

В качестве воздухосборников кроме обычных конструкций могут использоваться полости в бетоне, облицованные металлом, или длинные трубы диаметром 1,5—3 м.

Глава 4

ВОДОПРИЕМНИКИ, ВОДОВОДЫ И СООРУЖЕНИЯ ДЕРИВАЦИИ

4.1. Водоприемники

Водоприемники предназначены для забора воды из верхнего бьефа, из низового бассейна (ГАЭС), для задержания мусора, льда и подвода воды к турбинам. Несмотря на разнообразие компоновочных решений, основные принципы конструирования водоприемников одинаковы для всех их типов.

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. Пролеты водоприемника перекрываются в верхней части забральной стенкой,

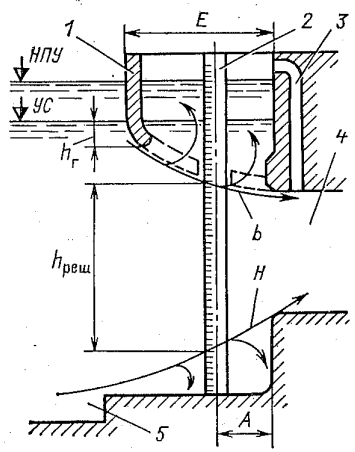


Рис. 4.1. Схема глубинного водоприемника:

1 — забральная стенка; *2*— сороудерживающая решетка; *3* — аэрационная труба; *4* — водовод; *5* — порог для задержки мусора

предотвращающей попадание в отверстие плавающего мусора и льда. В средней части водоприемника размещается механическое оборудование, в головной части — сороудерживающая решетка.

Размеры решетки (см. § 3.18) должны обеспечивать нормативную скорость течения воды в ее створе, поэтому правильное взаимное расположение забральной стенки, решетки и отверстия определяет основные размеры водоприемника. Форма поверхности водоприемника должна быть подобрана так, чтобы не нарушалось плавное течение воды и не возникали излишние гидравлические потери.

Забральная стенка и верхняя кромка отверстия для предотвращения прохода плавающих тел и подсоса воздуха заглубляются под уровень сработки на высоту $h_г$ (не менее чем на 1,5—2 м):

$$h_г \geqslant \frac{3v^2}{2g}, \qquad (4.1)$$

чем v — подходная скорость течения в верхнем бьефе, м/с. Расстояние от стенки до отверстия E 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

$$h_{реш} = \frac{F_{реш}}{B}, \qquad (4.2)$$

где $F_{реш}$ — площадь, определенная по формуле (3.54) из условия ограничения скорости воды; B — ширина пролета в створе решетки.

Правильное назначение размеров водоприемника производится на основании 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 (штрихпунктирная 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.

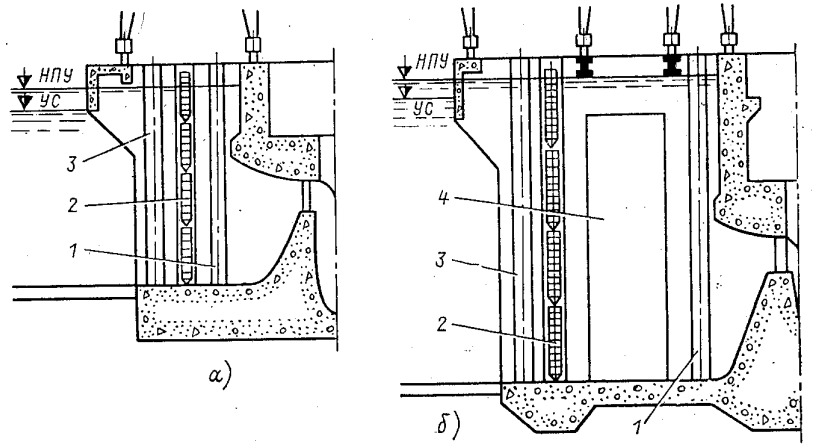


Рис. 4.2. Водоприемники зданий ГЭС:

а — трехпазовая схема; *б* — схема с прорезями в бычках

Сооружения водоприемника должны возвышаться не менее чем на 1—2 м над максимально возможным уровнем верхнего бьефа, определенным с учетом волновых колебаний.

Водоприемники русловых зданий ГЭС являются конструктивной их частью. Пролеты этих водоприемников образуются бычками, переходящими в стены бетонной спиральной камеры, поэтому ширина пролета постоянна по длине водоприемника и равна входной ширине спиральной камеры. В бычках устраивается несколько пазов для размещения механического оборудования: аварийных или ремонтных затворов, обслуживаемых краном, и сороудерживающих решеток.

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 $(2 \div 2{,}5)D_1$ от оси гидроагрегатов, что не обеспечивает достаточно низкую скорость и удовлетворительный гидравлический режим на решетках. Расчеты и исследования показывают, что решетки желательно отдалять от оси гидроагрегатов на расстояние не менее $(3 \div 3{,}5)D_1$, при этом целесообразно устраивать прорези в бычках *4*, соединяющие смежные пролеты водоприемников (рис. 4.2,*б*). Такая схема осуществлена на Воткинской ГЭС на р. Каме. Устройство прорезей в бычках позволяет уменьшить объем бетона, а поперечные перетоки воды обеспечивают равномерное питание турбин даже

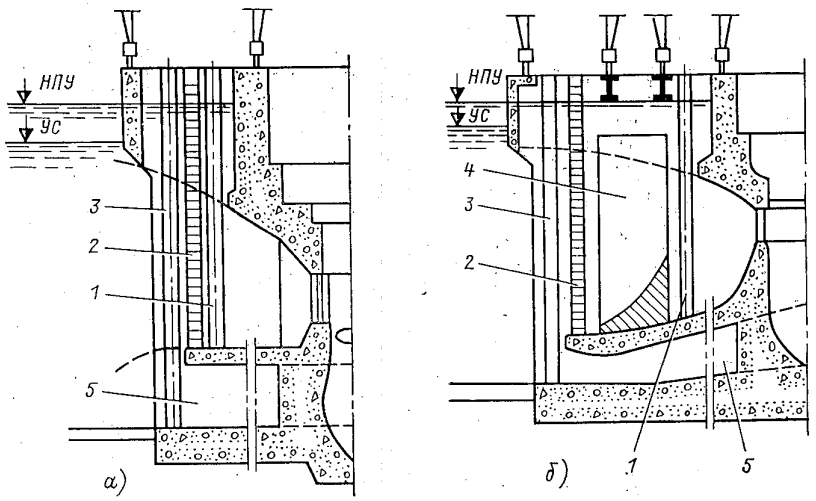


Рис. 4.3. Водоприемники зданий ГЭС совмещенного типа с напорными водосбросами:

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

при сильном засорении отдельных решеток многоагрегатной ГЭС.

Одним из способов увеличения площади решеток является их наклонное расположение.

В зданиях ГЭС совмещенного типа с напорными водосбросами кроме водоприемников турбин имеются водоприемники водосбросов, расположенные чаще всего ниже турбинных. Водоприемники водосбросов нельзя перекрывать решетками, так как входная скорость в них во много раз больше, чем в турбинах. Для зданий ГЭС совмещенного типа 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 опускания инвентарного аварийного затвора водосброса (основные затворы водосброса располагаются обычно в нижнем бьефе). Эта схема в ряде случаев не обеспечивает достаточно хороший гидравлический режим 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 — им. В. И. Ленина и им. XXII съезда КПСС — решетки установлены в отдельном сооружении (СУС), что позволило снизить скорость на решетках до 0,6 м/с (при работе одних турбин). На этих ГЭС СУС 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 делаются 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 ненадежно.

Затворы и решетки водоприемника обычно обслуживаются козловым краном. Для уменьшения обмерзания пазов зимой применяют электромаслообогрев, при котором в бетоне вдоль закладных частей размещаются трубы, заполненные маслом с погруженными в него электронагревателями. Иногда применяют индукционный обогрев, для чего вдоль закладных частей прокладывают кабели, образующие вокруг себя магнитное поле, которое наводит в закладных частях блуждающие токи и разогревает их. Верхнюю часть отделения затворов накрывают железобетонными крышками, что также уменьшает обмерзание. Иногда в суровых климатических условиях сооружают закрытое отделение затворов, обслуживаемое мостовыми кранами.

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 перехода называется конфузором), что позволяет располагать решетку в широкой части, а аварийный затвор — в наиболее узкой части водоприемника (рис. 4.4,*а*).

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 иногда применяют вынесенные в верхний бьеф несъемные решетки, выполненные в виде полуцилиндров (рис. 4.4,*в*) или 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 в напорную деривацию или в турбинные водоводы обособленного здания ГЭС. Широко распространены также береговые водоприемники шахтного типа (рис. 4.5), входные отверстия которых оборудованы только несъемными решетками, а затворы помещаются в шахте, пересекающей водовод.

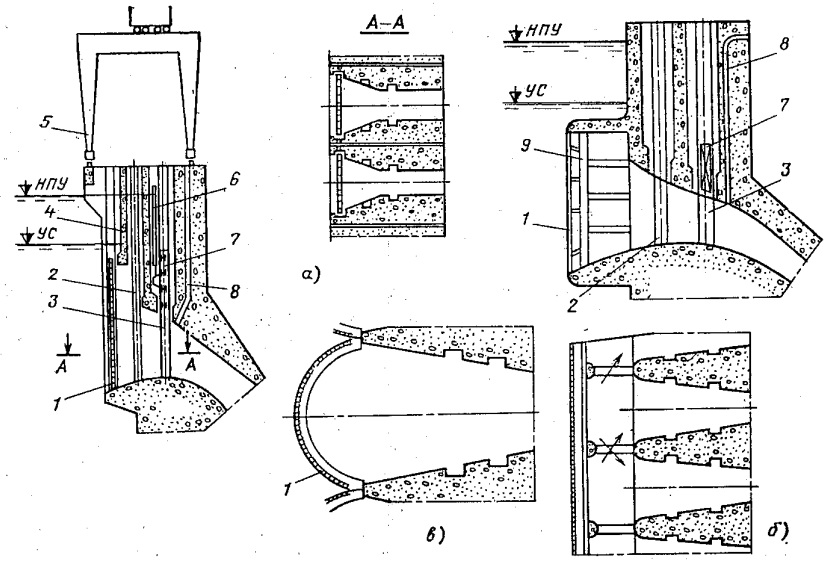


Рис. 4.4. Плотинные водоприемники:
а — со съемными решетками; *б* — с выносными плоскими несъемными решетками; *в* — с цилиндрическими несъемными решетками; *1* — решетка; *2* — паз ремонтного затвора; *3* — паз аварийного затвора; *4* — забральная стенка; *5* — козловой кран; *6* — гидроподъемник; *7* — аварийный затвор; *8* — аэрационная труба; *9* — поддерживающие конструкции

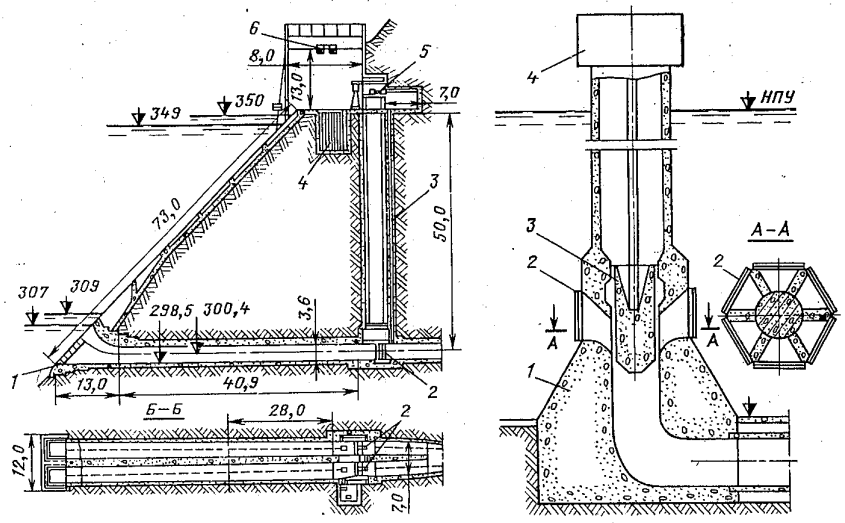


Рис. 4.5. Береговой водоприемник с шахтой для затворов:
1 — решетка; *2* — дисковый затвор; *3* — аэрационная труба; *4* — затворохранилище; *5* — лебедка; *6* — кран

Рис. 4.6. Башенный водоприемник:
1 — фундамент; *2* — решетки; *3* — цилиндрический затвор (закрыт); *4* — механизм затвора

Башенный водоприемник выполняется в виде отдельно стоящей в верхнем бьефе башни, окруженной со всех сторон водой и имеющей водоприемные отверстия по всему периметру или в какой-либо его части. Отверстия могут располагаться в несколько ярусов. Наряду с плоскими затворами, 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 деривационной гидроэлектростанции размещается плотина, создающая подпор воды, необходимый для направления ее в деривацию. Избыток расхода половодья в деривацию не направляется, 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 та-

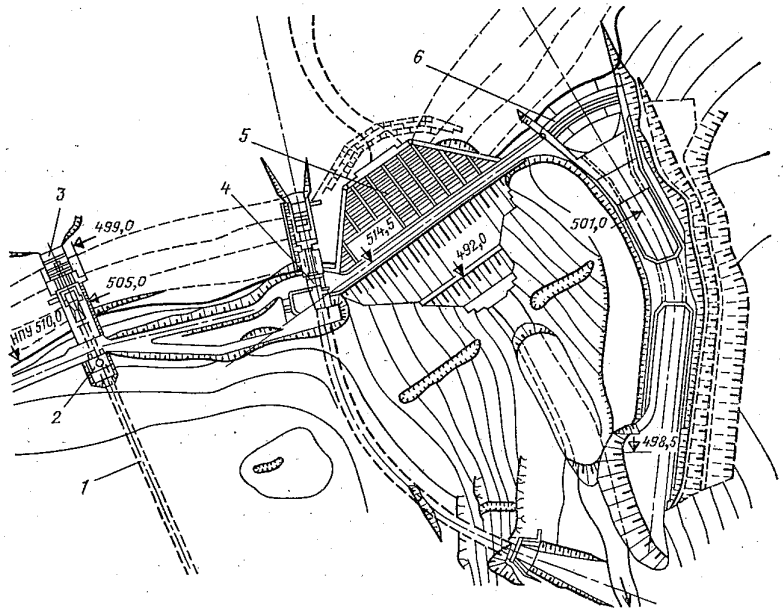


Рис. 4.7. Головной узел Храмской ГЭС-1:
1 — деривационный туннель; *2* — помещение механизмов затворов; *3* — водоприемник с шахтой для затворов; *4* — глубинный водосброс; *5* — плотина; *6* — поверхностный водосброс

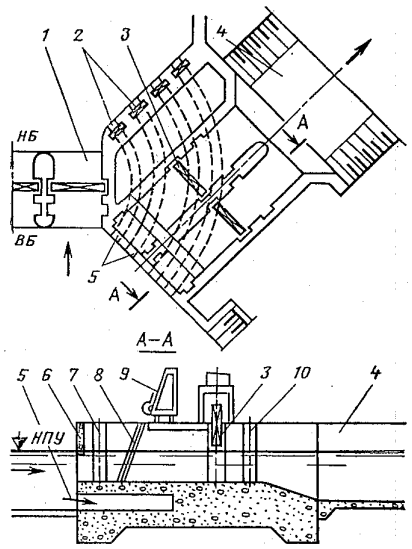


Рис. 4.8. Водоприемник деривационного канала

ких головных узлах сравнительно просто решается задача защиты водоприемника от донных наносов (рис. 4.7).

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, так как деривационные гидроузлы строятся обычно на горных реках, влекущих большое количество твердого стока (до 20—60 кг на 1 м³ воды). После создания плотины в верхнем бьефе начинается отложение наносов, гряда донных наносов придвигается к водоприемнику и может затруднить его эксплуатацию. Борьба с наносами ведется с помощью всего комплекса сооружений головного узла, поэтому большое значение имеет взаимное расположение сооружений. 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 забральной стенкой *6*. Перед водоприемником иногда устраивают направляющие стенки и плавучие запани. 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, которая разрыхляет наносы и увлекает их в нижний бьеф.

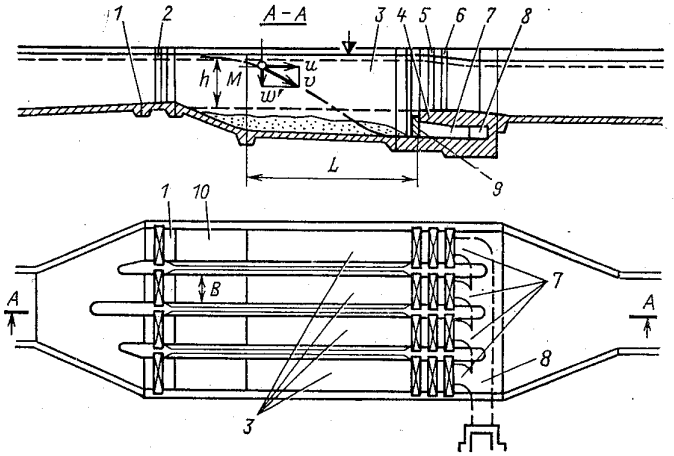


Рис. 4.9. Отстойник с периодическим промывом:
1 — входной порог; *2* — верховой ремонтный паз; *3* — камера; *4* — выходной порог; *5* — паз основного затвора; *6* — паз низового ремонтного затвора; *7* — промывные галереи; *8* — промывной коллектор; *9* — затворы водопроводных галерей; *10* — входной участок камеры

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 заиление, приводят к 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 иногда применяют отстойники.

Отстойник (рис. 4.9) состоит из одной, а чаще — нескольких камер, поперечное сечение которых значительно больше сечений деривации и 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 устраивают промывные галереи, перекрытые затворами с индивидуальным приводом. Промывные галереи объединяют в коллектор, выведенный в нижний бьеф.

Скорость воды при поступлении в отстойник 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 непосредствен-

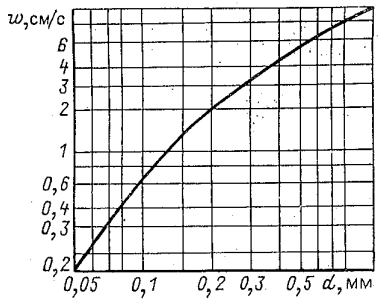


Рис. 4.10. Зависимость гидравлической крупности от диаметра частиц

но в верхнем бьефе, в этом случае входная часть отстойника является водоприемником и оборудуется решетками и забральной стенкой. В других случаях отстойник располагают на небольшом расстоянии от водоприемника и соединяют 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 M (рис. 4.9). Частица движется с водой в горизонтальном направлении со скоростью

$$u = \frac{Q}{cBh}, \qquad (4.3)$$

где Q — расход воды, проходящей через отстойник; B — ширина камеры; h — глубина воды в камере, c — число 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. Приближенно ее принимают в зависимости только от размеров частицы по графику на рис. 4.10. В турбулентном потоке отстойника эта скорость уменьшается на равное вертикальной составляющей скорости потока значение, которое приближенно определяют отношением u/n, где n — опытный коэффициент, принимаемый равным от 8 до 20. Тогда фактическая скорость опускания частицы

$$w' = w - u/n. \qquad (4.4)$$

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 (рис. 4.9). Для того чтобы частица, проходя эту длину, успела опуститься на дно, длина камеры отстойника должна быть не менее

$$L = \frac{hu}{w - u/n}. \qquad (4.5)$$

Пользуясь формулами (4.3) и (4.5), можно подобрать основные размеры камеры L и h.

Пример расчета. Определить основные размеры отстойника (рис. 4.9) при расчетном расходе $Q_р$=25 м³/с и крупности взвешенных частиц 0,2 мм.

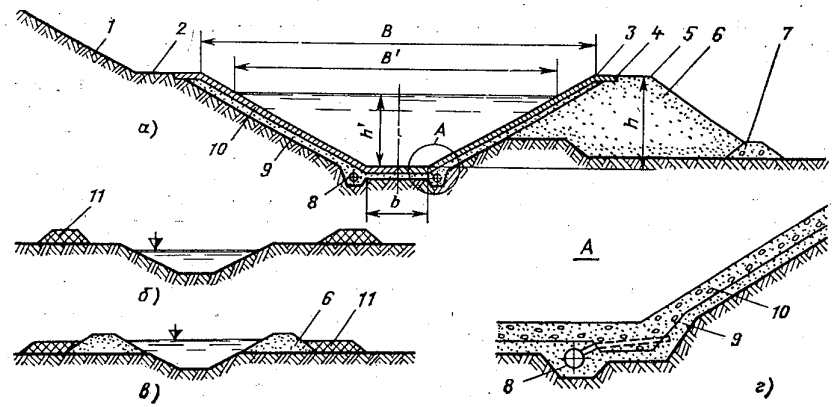


Рис. 4.11. Деривационный канал:
а — поперечный профиль канала у откоса; *б* — канал в выемках; *в* — канал в полувыемках-полунасыпях; *г* — конструкция облицовки; *1* — надводный откос; *2* — берма; *3* — бровка канала; *4* — отмостка; *5* — бровка насыпи; *6* — дамба; *7* — дренажная призма; *8* — трубчатый дренаж; *9* — дренирующая подготовка; *10* — бетонная облицовка; *11* — резервы грунта

Решение. Зададимся скоростью в сечении отстойника около u=0,2 м/с. Путем эскизных проб подберем размеры, обеспечивающие такую скорость: четыре камеры шириной по 6 м при глубине 5 м. Тогда по формуле (4.3) $u = Q_р/(cBh) = 25/(4 \cdot 6 \cdot 5) = 0{,}208$ м/с=208 мм/с. Дальнейший расчет удобнее вести в миллиметрах. По графику рис. 4.10 определяем в зависимости от крупности частиц гидравлическую крупность w=20 мм/с. По формуле (4.5) определяем необходимую длину камер. Принимаем n=18, тогда

$$L = \frac{hu}{w - u/n} = \frac{5000 \cdot 208}{20 - (208 : 18)} = 123\,158 \text{ мм} \approx 123 \text{ м}.$$

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, каналы — для судоходства.

Деривационные каналы применяют в схемах с безнапорной деривацией. Наиболее распространены каналы с трапецеидальным поперечным сечением. На местности канал может проходить в выемках, насыпях, полувыемках-полунасыпях (рис. 4.11,*а*—*в*).

Откосы канала делятся на подводные и надводные. Их крутизну характеризует коэффициент откоса $m = \operatorname{ctg}\psi$, где ψ — угол наклона откоса к горизонтали. Крутизна откосов определяется расчетом их на устойчивость методами, изучаемыми в курсе гидротехнических сооружений. Предварительно коэффициент отко-

са может быть принят в зависимости от типа грунтов, слагающих русло канала:

Грунт	Подводный откос	Надводный откос
Пески рыхлые	2,5—3	2—2,5
Пески плотные и супеси	1,5—2	1,5
Суглинки, лёссы и глины	1—1,5	0,5—1
Гравийные и галечные грунты	1,2—1,5	1
Слабая скала	0,2—0,5	0,2
Прочная скала	0,1—0,2	0

На выбор коэффициента m и ширины канала по низу b оказывают влияние также методы производства работ и типы применяемых при этом механизмов.

Подводные и надводные откосы разделяются горизонтальными площадками — б е р м а м и, ширина которых должна быть не менее 1 м. При устройстве канала в насыпях его борта образуются д а м б а м и с шириной гребня по верху 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; скорость течения воды в каналах ограничена условиями неразмываемости откосов и не может превосходить 0,7—1,2 м/с. Поэтому каналы обычно покрывают монолитной бетонной о б л и ц о в к о й толщиной 15—20 см или слабоармированной железобетонной облицовкой толщиной 7—15 см. Во избежание повреждений при изменениях температуры облицовку разрезают швами через 3—6 м, герметизируя стыки швов резиной, битумом, 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 дренирующую 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 (рис. 4.11,*г*). Для уменьшения фильтрации 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. Сырдарье. Его ширина по верху достигает 120, глубина 6,3 м, пропускная способность до 535 м^3/с.

Туннели. Гидротехнические туннели делятся на б е з н а п о р н ы е, в которых вода течет со свободной поверхностью, и н а п о р н ы е, сечение которых заполнено водой под напором (рис. 4.12). Напорные туннели делают обычно круглого сечения. Наименьшие размеры туннелей определяются условиями их проходки и составляют 2 м в диаметре для круглых туннелей, а для

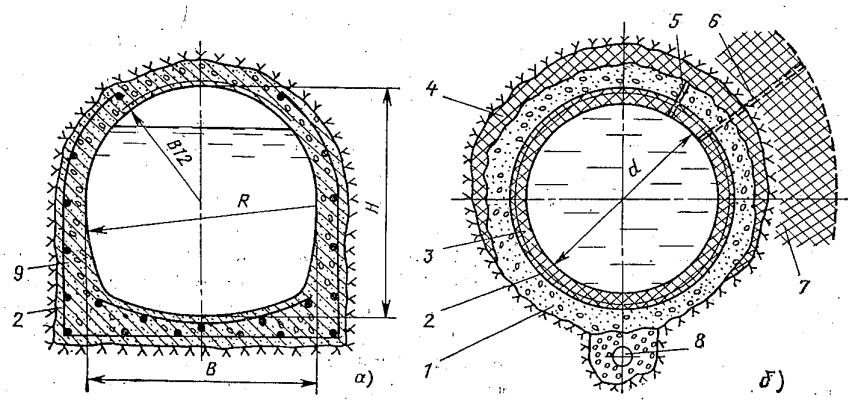


Рис. 4.12. Туннели:

а — безнапорный туннель; *б* — напорный туннель; *1* — наружная бетонная обделка; *2* — арматура; *3* — внутренняя железобетонная обделка; *4* — заполнительная цементация; *5* — трубки для цементации; *6* — скважины для укрепительной цементации; *7* — укрепительная цементация; *8* — трубчатый дренаж; *9* — железобетонная обделка безнапорного туннеля

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 — к о э ф ф и ц и е н т к р е п о с т и 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 гидравлического сопротивления желательно делать в ы р а в н и в а ю щ у ю о б л и ц о в к у из бетона толщиной 15—30 см. Чаще всего по условиям прочности туннеля необходима н е с у щ а я о б д е л к а.

Наибольшее распространение получили д в у х с л о й н ы е о б д е л к и (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 торкрет-бетона (цементно-песчаного раствора, наносимого под большим давлением из цемент-пушки).

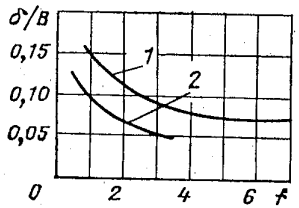


Рис. 4.13. График для определения толщины обделки безнапорного туннеля:
1 — бетонная обделка; *2* — железобетонная обделка

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 пробуривают скважины и в них под давлением подают 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.

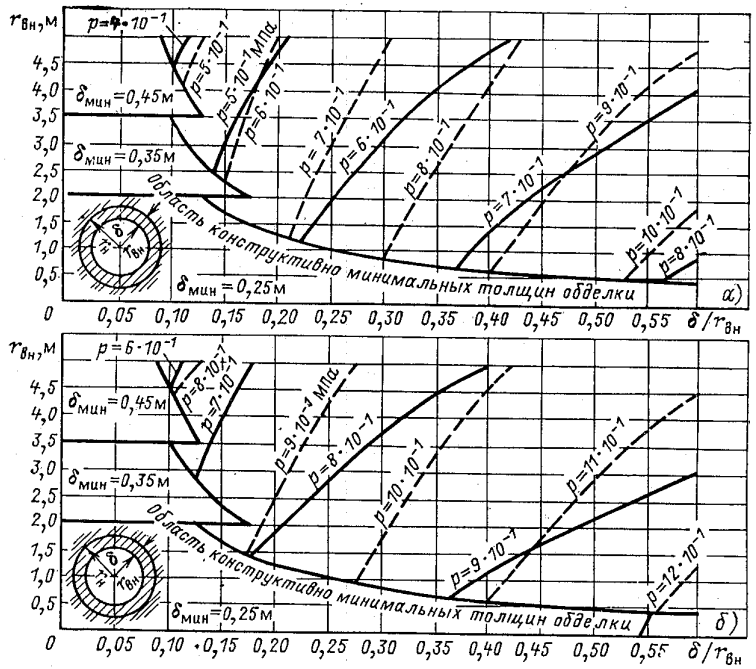


Рис. 4.14. График для определения толщины обделки напорного туннеля:
а — при $f=4$; *б* — при $f=6$

Для безнапорных туннелей относительная толщина обделки δ/B в зависимости от крепости породы f предварительно определяется по рис. 4.13, для напорных туннелей относительная толщина обделки $\delta/r_{вн}$ в зависимости от расчетного давления p при различных значениях f — по рис. 4.14.

Крупнейшими в мире напорными туннелями являются туннели Асуанской ГЭС на р. Нил в Египте, их диаметр составляет 15 м (ГЭС построена по проекту и при участии советских специалистов). Туннель Ингурской ГЭС на р. Ингури имеет диаметр 9,5 м. Крупнейший безнапорный туннель размером 26,8×15,6 м построен на ГЭС Сторнфорс 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

$$i=\frac{Q^2}{F^2C^2R}, \tag{4.6}$$

где i — пьезометрический уклон водовода; F — площадь живого сечения; C — коэффициент Шези; R — гидравлический радиус ($R=F/\chi$, где χ — смоченный периметр).

В предварительных расчетах пренебрегают местными гидравлическими сопротивлениями и разностью глубин в начале и конце канала. Для вычисления коэффициента Шези, например, по формуле Маннинга

$$C=\frac{1}{n}R^{1/6} \tag{4.7}$$

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

Суммарные гидравлические потери напора при длине деривации $l_{дер}$ составляют

$$\Delta h=l_{дер}i=\frac{Q^2l_{д.р}}{F^2C^2R}. \tag{4.8}$$

Из этой формулы видно, что при увеличении $l_{дер}$ или уменьшении F потери возрастают.

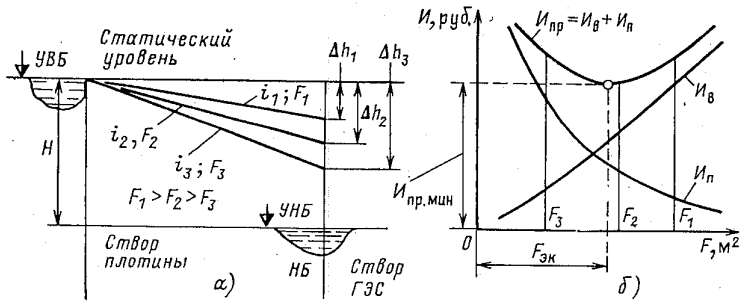


Рис. 4.15. К выбору экономичного сечения безнапорного водовода:
а — потери напора; *б* — издержки

Для безнапорной деривации (рис. 4.15,*а*) пьезометрическая линия напоров совпадает с поверхностью воды в канале и уклон i равен геометрическому уклону дна. Для напорных туннелей пьезометрический 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).

Пользуясь формулами (4.6) и (4.7), подбирают ряд значений F, которые обеспечивают пропуск одного и того же расхода Q при разных уклонах i и, следовательно, с разными скоростями. Выбор наиболее экономичного значения площади живого сечения $F_{эк}$ является задачей энергоэкономического расчета. В основе его лежит сопоставление приведенных ежегодных затрат, связанных со строительством и эксплуатацией водовода, $И_в$, которые возрастают с увеличением F, и издержек $И_п$, возникающих за счет потерь энергии, связанных с потерями напора, которые с увеличением F снижаются.

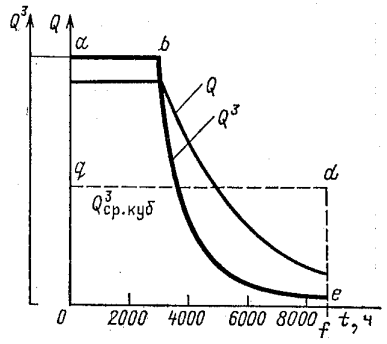


Рис. 4.16. К определению среднекубического расхода

Для каждого значения F составляется эскизный проект водовода, определяются объемы работ и стоимость $К_в$. Подсчитав значения годовых эксплуатационных издержек $И$, определяют приведенные ежегодные затраты (см. § 2.5)

$$И_в = И + \varepsilon_н К_в, \qquad (4.9)$$

далее строят кривую $И_в = f(F)$, 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

$$\Delta N = 9{,}81\eta Q\Delta h \approx 8{,}5Ql_{дер}i = 8{,}5\frac{Q^3}{F^2C^2R}l_{дер} = MQ^3, \qquad (4.10)$$

где M — коэффициент, постоянный только для данного сечения.

Потери энергии для промежутка времени Δt будут

$$\Delta Э = MQ^3\Delta t \qquad (4.11)$$

и для расчетного года

$$\Delta Э_{год} = M\Sigma Q^3\Delta t. \qquad (4.12)$$

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 $\sqrt[3]{\frac{\Sigma Q^3\Delta t}{T}} = Q_{ср.куб}$ — среднекубический расход; T — длительность года, ч.

С использованием понятия среднекубического расхода, широко применяемого при расчетах водоводов, выражение (4.12) примет вид

$$\Delta Э_{год} = MQ^3_{ср.куб}T. \qquad (4.13)$$

Значение $Q^3_{ср.куб}$ 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 $Q^3_{ср.куб}$. Площадь фигуры *oabefo* при этом равна площади прямоугольника *oqdfo*. Нахождение $Q^3_{ср.куб}$ позволяет определить по формуле (4.13) потери энергии $\Delta Э_{год}$ 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

$$И_п = s\Delta Э_{год}, \qquad (4.14)$$

где s — себестоимость электроэнергии тепловых электростанций данной системы.

Затем следует построить кривую $И_п = f(F)$ (рис. 4.15,*б*).

Приведенные суммарные издержки на водовод

$$И_{пр} = И_в + И_п \qquad (4.15)$$

и определяются кривой $И_{пр}=f(F)$, построенной геометрическим суммированием (рис. 4.15,*б*). Наиболее экономичное сечение $F_{эк}$ характеризуется минимумом суммарных издержек $И_{пр.мин}$ (рис. 4.15,*б*).

Найденному $F_{эк}$ соответствует скорость $v_{эк}=Q/F_{эк}$, которая обычно меньше предельно допустимой для бетонных русл и составляют для каналов 1,5—2 и для туннелей 4—6 м/с.

4.5. Трассировка деривационных водоводов и режимы их работы

Существуют два типа безнапорной деривации, отличающихся режимом работы и условиями трассировки.

Саморегулирующаяся деривация выполняется таким образом, что верхняя бровка канала или потолок безнапорного туннеля (шелыга) на всей длине имеют одинаковую отметку, превышающую максимальный 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. Накопившаяся в канале вода в дальнейшем может быть использована для суточного регулирования.

В несаморегулирующейся деривации (рис. 4.17,*б*) верхняя бровка канала (потолок туннеля) следует по отметкам за уровнем дна с одинаковой глубиной по всей трассе.

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 или со свободным переливом воды. При этом за счет сброса часть воды теряется для

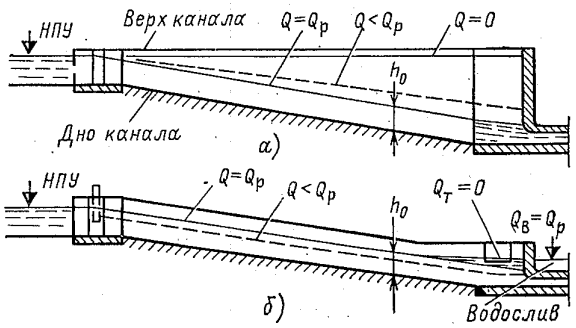


Рис. 4.17. Схемы безнапорной деривации:
а — саморегулирующаяся; *б* — несаморегулирующаяся

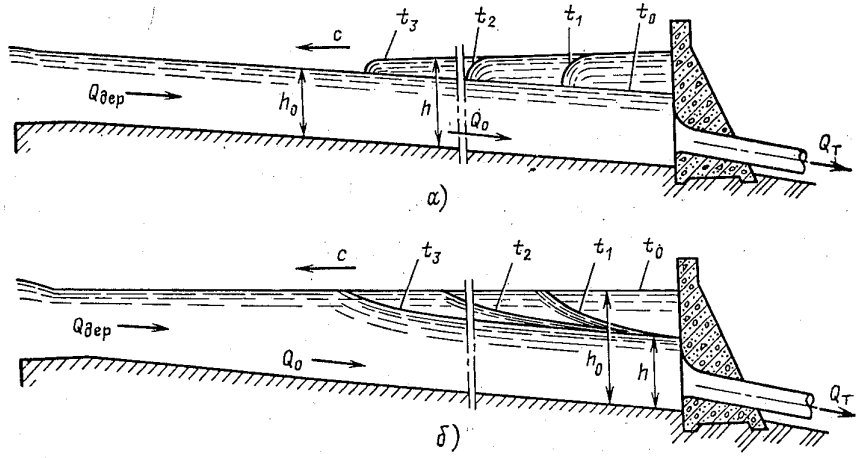


Рис. 4.18. Переходные процессы в безнапорной деривации:
а — при сбросе нагрузки; *б* — при увеличении нагрузки

энергетического использования и затрудняется суточное регулирование.

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. 4.18,*б*).

Приводимые ниже формулы позволяют при ряде упрощений процесса неустановившегося движения в безнапорной деривации определить подбором высоту волны $h—h_0$ и скорость ее распространения c

$$\left.\begin{aligned} v &= -(2\sqrt{gh} - 2\sqrt{gh_0} \pm v_0); \\ c &= v_0 \pm \sqrt{gh}. \end{aligned}\right\} \qquad (4.16)$$

Знак «плюс» в этих формулах относится к положительной волне, знак «минус» — к отрицательной. Определение высоты волны позволяет назначить отметку гребня водослива несаморегулирующейся деривации и необходимо для проектирования напорного бассейна.

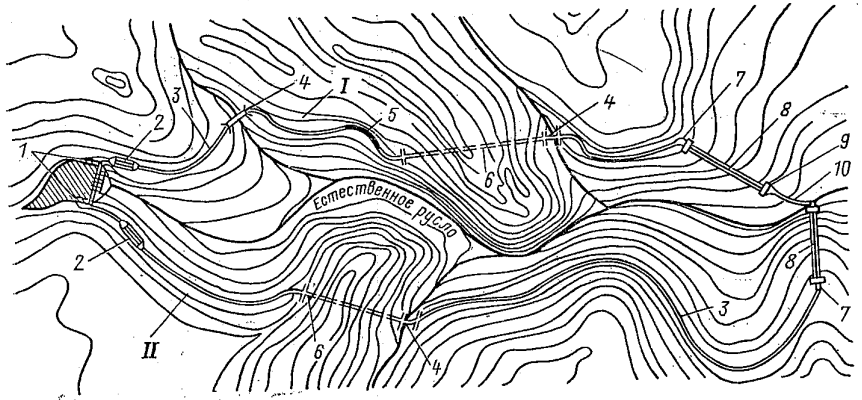


Рис. 4.19. Трассировка безнапорной деривации (варианты *I, II*):
1 — водоприемник; *2* — отстойник; *3* — канал; *4* — акведук; *5* — железобетонный лоток; *6* — туннель; *7* — напорный бассейн; *8* — турбинные водоводы; *9* — здание ГЭС; *10* — отводящий канал

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 пересечении трассой значительных возвышений их проходят безнапорными туннелями, а в местных понижениях рельефа (овраги, малые реки) сооружают акведуки, представляющие собой мосты с лотками. Для выбора наиболее экономичного решения обычно прорабатывают несколько вариантов трассы (рис. 4.19).

При использовании безнапорных туннелей путем выбора отметок в саморегулирующихся схемах и устройства водослива в несаморегулирующихся схемах следует исключить возможность «захлебывания» туннеля: от наивысшего уровня воды до потолка необходим запас $0{,}15H$, но не менее 0,4 м.

Трасса напорной деривации должна располагаться ниже наинизшего положения пьезометрической линии 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 с учетом геологических условий. 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 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.

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 просвета между стержнями решетки напорного бассейна значительно меньше и определяется типом и размером турбин. Для каждого турбинного водовода предусматривается отдельное отверстие, которое в случае применения открыто проложенных водоводов перекрывается индивидуальным затвором с быстродействующим приводом для его закрытия в случае аварии водовода. Применяют специальные датчики, посылающие импульс на закрытие затвора при недопустимом увеличении скорости в турбинном водоводе. Для облегчения ремонта и очистки решетки

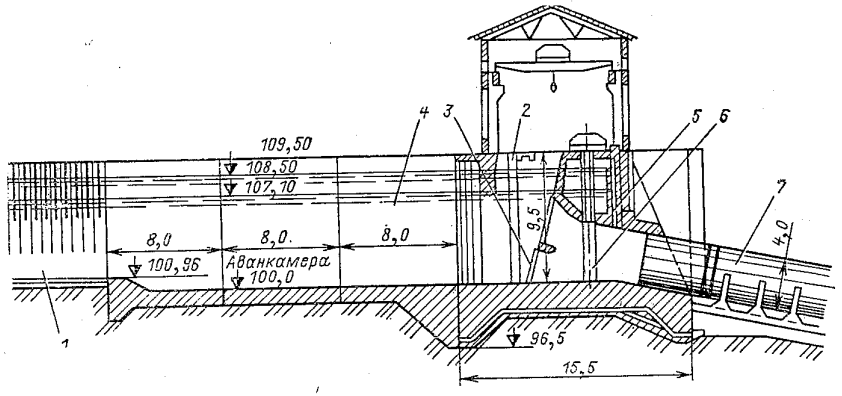


Рис. 4.20. Напорный бассейн:
1 — деривационный канал; *2* — паз ремонтного затвора; *3* — решетка; *4* — аванкамера; *5* — аэрационная труба; *6* — аварийно-ремонтный затвор; *7* — турбинный водовод

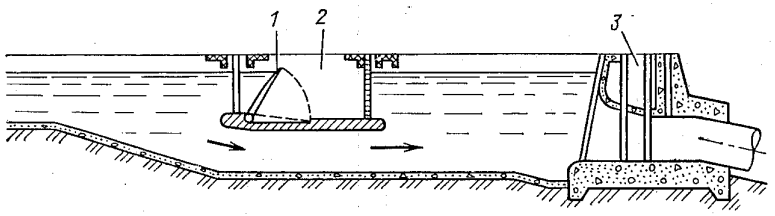


Рис. 4.21. Шугосбросной лоток:
1 — клапанный затвор; *2* — лоток; *3* — стенка напорного бассейна

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 устраивают в сопряжении безнапорного и напорного участков.

Для сброса воды из напорного бассейна чаще всего применяют быстроток с устройством внизу гасителей энергии потока. При несаморегулирующейся деривации водосброс оборудуют автоматически действующим затвором или устраивают в виде открытого водослива или сифона, рассчитанного на максимальный расход деривации.

Напорную стенку бассейна стараются расположить около верхней бровки естественного откоса, на котором укладывают турбинные водоводы. Как любое напорное гидротехническое сооружение, она рассчитывается на устойчивость с учетом фильтрации под основанием и несущей способности откоса. Аванкамера располагается в выемке или образуется дамбами или подпорными стенками. Откосы дамб, а нередко и дно аванкамеры снабжаются бетонной облицовкой.

В напорных бассейнах иногда устраивают 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 быстротоку 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 присоединенным к нему коротким каналом, перекрываемым затвором-регулятором. Такая схема позволяет наполнять БСР в часы спада нагрузки 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.

Глава 5

ТУРБИННЫЕ ВОДОВОДЫ И УРАВНИТЕЛЬНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

5.1. Гидравлический удар в напорных водоводах

При резком изменении расхода воды, протекающей по напорному водоводу (например, турбинному), в нем развивается значительное повышение или понижение 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, что затвор, установленный в конце водовода, или направляющий аппарат турбины (если рассматривается турбинный водовод) мгновенно закрылся, вода в водоводе остановилась и кинетическая энергия потока воды стала равной нулю. При этом увеличилась потенциальная энергия, выражающаяся в развитии дополнительного ударного повышения давления на некоторое значение $\Delta p_{уд}$.

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

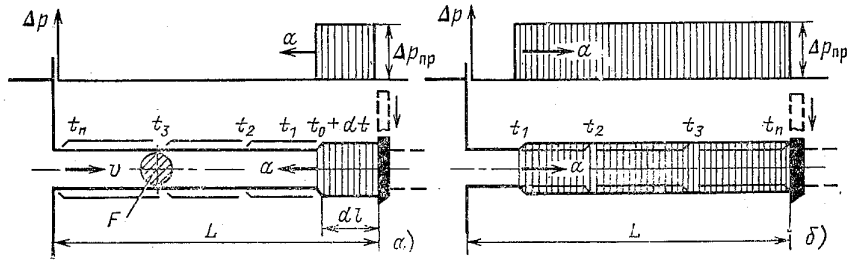


Рис. 5.1. Гидравлический удар в турбинном водоводе:
а — прямая волна; *б* — обратная волна

слой воды наталкиваются 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

$$a = \frac{1425}{\sqrt{1 + \frac{E_0}{E}\frac{D}{\delta}}}, \qquad (5.1)$$

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.

При мгновенном закрытии $\Delta p_{уд}$ 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 $dl/dt = a$, получаем формулы для определения предельного ударного повышения давления и предельного ударного приращения напора $\Delta H_{пр}$ при мгновенном закрытии

$$\left.\begin{aligned} \Delta p_{пр} &= \frac{av}{g}\rho g; \\ \Delta H_{пр} &= \frac{av}{g}. \end{aligned}\right\} \qquad (5.2)$$

Формула для определения $\Delta p_{пр}$ 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 волн по водоводу

$$t_ф = \frac{2L}{a} \qquad (5.3)$$

называется продолжительностью фазы гидравлического удара.

В реальных условиях в результате постепенного закрытия и наложения разгружающего давления обратной волны $\Delta p_{уд} < \Delta p_{пр}$.

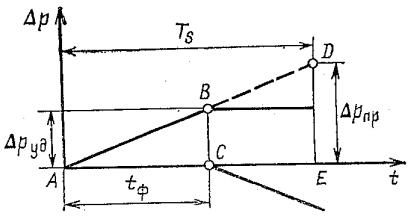


Рис. 5.2. График непрямого гидравлического удара

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 $t_ф$ к концу водовода дойдет обратная волна понижения давления, и, если $T_s > t_ф$, повышение давления не успеет достичь значения $\Delta p_{пр}$ и будет частично погашено обратной волной, достигнув максимального значения $\Delta p_{уд}$. При $T_s > t_ф$ гидравлический удар называется непрямым. Прямой гидравлический удар, развивающийся при $T_s < t_ф$ и приводящий к предельному повышению давления, на гидроэлектростанциях не допускается, что должно быть обеспечено правильным подбором параметров.

Определим повышение давления при непрямом гидравлическом ударе. Из подобия треугольников ABC и ADE (рис. 5.2) получим

$$\frac{\Delta p_{пр}}{\Delta p_{уд}} = \frac{T_s}{t_ф};$$

$$\Delta p_{уд} = \frac{\Delta p_{пр} t_ф}{T_s} \frac{av\rho g \cdot 2L}{gT_s a} = \frac{2Lv}{gT_s}\rho g;$$

$$\Delta H_{уд} = \frac{\Delta p_{уд}}{\rho g} = \frac{2Lv}{gT_s}. \qquad (5.4)$$

Формулу (5.4) можно преобразовать, учитывая, что $v = Q/F$, и введя следующие дополнительные понятия:

относительное ударное повышение напора

$$\zeta = \frac{\Delta H_{уд}}{H} \qquad (5.5)$$

и постоянная инерция водовода, характеризующая степень подверженности водовода гидравлическому удару,

$$T_w = \frac{Q\Sigma(L/F)}{gH}, \qquad (5.6)$$

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 (5.5) примет вид

$$\zeta = 2T_w / T_s. \qquad (5.7)$$

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

$$\zeta = (1{,}2 \div 1{,}4)\, T_w / T_s. \qquad (5.8)$$

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 конструировании сооружений, так как может привести к возникновению недопустимого вакуума в водоводах. Отрицательный гидравлический удар возникает также в длинном напорном отводящем тракте.

5.2. Переходные процессы и гарантии регулирования

При изменениях расходов и нагрузок наблюдается 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 $M_т$. К генератору подключена электрическая нагрузка, создающая тормозящий момент $M_г$. Суммарный момент на валу гидроагрегата

$$M = M_т - M_г.$$

К тормозящему моменту от генератора добавляется тормозящий момент от сил трения и других потерь в гидроагрегате. Для преодоления этого момента с сохранением вращения гидроагрегата при отключенном генераторе необходимо пропускать через турбину расход холостого хода. В дальнейшем выводе для упрощения будем пренебрегать этим дополнительным тормозящим моментом, значение которого относительно мало.

Согласно второму закону Ньютона для вращательного движения

$$J \frac{d\omega}{dt} = M, \qquad (5.9)$$

где J — момент инерции ротора (вследствие малого значения моментом инерции рабочего колеса турбины можно пренебречь), Н·м²; ω — угловая частота вращения, с$^{-1}$; $d\omega/dt = \varepsilon$ — угловое ускорение, с$^{-2}$; M — суммарный момент, Н·м.

Если гидроагрегат вращается равномерно с постоянной частотой вращения,

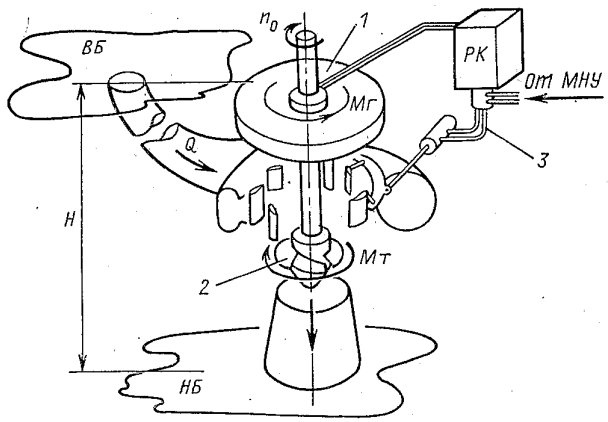


Рис. 5.3. Схема вращающегося гидроагрегата:
1 — ротор генератора; *2* — рабочее колесо турбины; *3* — система автоматического регулирования

то $\varepsilon = 0$, что возможно лишь при $M = 0$, т. е. $M_т = M_г$. Здесь крутящий момент турбины уравновешивается тормозящим моментом генератора.

Рассмотрим случай, когда турбина работает с номинальной мощностью $N_т$, на валу гидроагрегата развиваются моменты $M_т = M_г$ и гидроагрегат вращается с номинальной частотой ω_0. При сбросе полной нагрузки из-за внезапного отключения от сети тормозящий момент генератора становится равным нулю. Момент турбины в первое мгновение не изменяется, и под его действием частота вращения гидроагрегата 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 до положения холостого хода. Момент $M_т$ постепенно уменьшается до минимума, обеспечивающего холостой ход. Если предположить, что это уменьшение происходит по линейному закону, то среднее значение момента за время T_s составит $M_т/2$. За то же время частота вращения сначала увеличится от номинального значения ω_0 до максимального $\omega_{макс}$, затем вновь снизится до ω_0. Процесс изменения частоты вращения при регулировании характеризуется величиной β, называемой временной неравномерности хода,

$$\beta = \frac{\omega_{макс} - \omega_0}{\omega_0} = \frac{n_{макс} - n_0}{n_0}, \qquad (5.10)$$

где ω_0, $\omega_{макс}$ — частота вращения, с$^{-1}$; n_0, $n_{макс}$ — число оборотов, об/мин.

Ускорение

$$\varepsilon = \frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_{макс} - \omega_0}{T_s}. \qquad (5.11)$$

Подставляя значения ε и $M_т$ в выражение (5.9), получаем

$$J \frac{\omega_{макс} - \omega_0}{T_s} = \frac{M_т}{2}, \qquad (5.12)$$

где J — момент инерции, кг·м²; $M_т$ — в Н·м; $\omega_{макс}$ и ω_0 — в с$^{-1}$. Известно, что

$M_т=N_т/\omega_0$; $\omega_0=2\pi n_0/60=n_0/9{,}549$. Тогда, если измерять $N_т$ в киловаттах, то $M_т=9549N_т/n_0$. Между моментом инерции и маховым моментом существует связь $J=GD^2/4$, а если выразить GD^2 в тоннах на квадратный метр, то $J=1000GD^2/4=250GD^2$. Подставив эти соотношения в (5.12), получим

$$250GD^2\frac{n_{макс}-n_0}{9{,}549T_s}=\frac{9549N_т}{2n_0}. \qquad (5{,}13)$$

Учитывая, что по выражению (5.10) $n_{макс}-n_0=\beta n_0$, решаем уравнение (5.13) относительно β, тогда

$$\beta=\frac{182{,}4N_тT_s}{GD^2n_0^2}. \qquad (5.14)$$

Допущения, сделанные при выводе формулы (5.14), не учитывают, что 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 посредством коэффициента гидравлического удара $f>1$. При этом

$$\beta=\frac{182{,}4N_тT_s}{GD^2n_0^2}f. \qquad (5.15)$$

Коэффициент f определяется с учетом инерционных свойств водовода по эмпирическому графику рис. 5.4 в зависимости от соотношения

$$\sigma=\frac{Q\Sigma(L/F)}{gHT_s}=\frac{T_w}{T_s}, \qquad (5.16)$$

где L/F для турбинного водовода определяют по его фактическим размерам, для спиральной камеры $L/F\approx4{,}8D_1\sqrt{H/Q}$, для отсасывающей трубы $L/F\approx4/D_1$ (эмпирические формулы).

График рис. 5.4 разработан с учетом гарантированного ограничения ударного повышения давления $\zeta=H_{уд}/H_р$. Для расчетных напоров $H_р=500\div200$; $200\div50$ и менее 50 м принимают соответственно значения $\zeta=0{,}2$; 0,35; 0,5.

Определенное по формуле (5.15) значение β не должно превышать 0,6. Если это условие не выполняется, в проект ГЭС и гидроагрегата должны быть внесены изменения. Уменьшение β возможно за счет увеличения GD^2 или увеличения T_s, а также путем увеличения диаметра турбинного водовода, что вызовет увеличение T_w и уменьшение f. Значения T_s изменяются в пределах от 3 до 8 с для крупных турбин и от 2 до 4 с для средних.

Наибольшие значения β и ζ при определенных значениях T_s и GD^2 гарантируются заводом-изготовителем турбины и называются гарантиями регулирования.

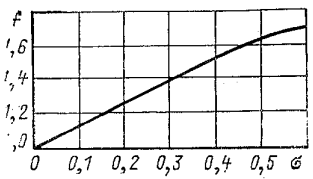


Рис. 5.4. График для определения коэффициента гидравлического удара

Изложенный метод является наиболее простым расчетом гидравлического удара.

Глубокое исследование процессов гидравлического удара и регулирования турбин определило еще один эффективный и экономичный способ ограничения ударного повышения давления — закрытие направляющего аппарата по специальной программе, учитывающей закономерности нарастания давления. На небольших ГЭС применяют устройство водовыпусков из спиральных камер, которые открываются и сбрасывают воду в нижний бьеф автоматически при внезапном закрытии направляющего аппарата. Для обеспечения нормальной работы турбин в случае невозможности ограничить гидравлический удар указанными способами устраивают уравнительные резервуары.

Пример расчета. Проверить условия развития гидравлического удара при сбросе полной нагрузки по данным применительно к ГЭС по рис. 6.27: генератор ВГСФ/930/233-30; турбина — $N_т=256$ МВт, $H_р=170$ м, $D_1=4{,}5$ м; трубопровод — $L=280$ м, $d=5$ м; $Q_р=168$ м^3/с.

Решение. Определим $\Sigma(L/F)$. Трубопровод: $F_{тр}=\pi d^2/4=3{,}14\cdot5^2/4=19{,}6$ м^2; $L/F=280/19{,}6=14{,}28$. Спиральная камера: $L/F=4{,}8D_1\sqrt{H_р}/Q_р=4{,}8\times4{,}5\sqrt{170}/168=1{,}68$. Отсасывающая труба: $L/F=4/D_1=4/4{,}5=0{,}89$. Тогда

$$\Sigma(L/F)=14{,}28+1{,}68+0{,}89=16{,}85.$$

Определим постоянную инерции водовода T_w по формуле (5.6): $T_w=Q\Sigma(L/F)/(gH_р)=(168\cdot16{,}85):(9{,}81\cdot170)=1{,}69$ с.

Примем $\zeta=0{,}35$ и по формуле (5.7) подсчитаем необходимое время закрытия направляющего аппарата $T_s=1{,}2T_w/\zeta=(1{,}2\cdot1{,}69):0{,}35=5{,}79$ с. Определим по (5.16) $\sigma=T_w/T_s=1{,}69:5{,}79=0{,}29$ и по графику рис. 5.4 определим коэффициент гидравлического удара $f=1{,}38$.

По паспортным данным генератора определим его параметры: $D_i\approx D_а=9{,}3$ м, $l_а=2{,}33$ м, $n_0=6000/30=200$ об/мин. По формуле (3.49) подсчитаем маховой момент: $GD^2=5D_а^{3{,}5}l_а=5\cdot9{,}3^{3{,}5}\cdot2{,}3=28\,209$ т·м^2.

По формуле (5.15) определим относительное повышение частоты вращения

$$\beta=\frac{182{,}4N_тT_s}{GD^2n_0^2}f=\frac{182{,}4\cdot256\cdot10^3\cdot5{,}79}{28209\cdot200^2}1{,}38=0{,}331<0{,}6,$$

что допустимо, т. е. размеры гидравлического удара в допустимых пределах и изменения в размеры трубопровода и параметры вносить не следует.

Переходные процессы на ГАЭС с обратимыми гидромашинами. Для ГАЭС в связи с большим числом различных эксплуатационных режимов расчеты переходных процессов имеют особое значение и отличаются сложностью. Процессы турбинного режима на ГЭС и ГАЭС аналогичны. 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.

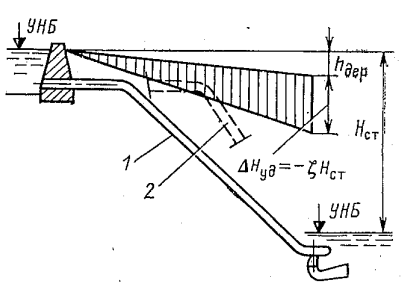


Рис. 5.5. Отрицательный гидравлический удар на ГАЭС:
1 — правильное положение водовода; *2* — положение водовода, при котором возможно образование вакуума

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.

Значения положительного и отрицательного ударного изменения давления при потере привода можно определить по формулам

$$\left.\begin{aligned} -\zeta &= (0{,}8 \div 0{,}9)\sqrt{T_w/T_s};\\ +\zeta &= (0{,}36 \div 0{,}44)\sqrt[4]{(T_w/T_s)^3}\\ &\text{или}\\ +\zeta &= (0{,}75 \div 0{,}02) n_s \sqrt[4]{(T_w/T_s)^3}. \end{aligned}\right\} \qquad (5.17)$$

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.

5.3. Уравнительные резервуары

Уравнительные резервуары располагаются или в конце напорной деривации, разделяя деривацию и турбинные водоводы, или в конце длинных турбинных водоводов плотинных гидроузлов с обособленными зданиями ГЭС (например, Мингечаурская ГЭС на р. Куре); в схемах с длинной отводящей деривацией уравнительные резервуары могут размещаться в ее начале. Резервуары ограничивают распространение гидравлического удара на деривацию и улучшают условия регулирования турбин. Ориентировочный критерий необходимости применения резервуара

$$T_w > 3 \div 6. \qquad (5.18)$$

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 статическим уровнем верхнего бьефа на значение потерь в деривации $h_{дер} = +\alpha v^2/(2g)$. 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 ζ. При полном погашении кинетической энергии воды в деривации уровень воды поднимается 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 начинает из резервуара вытекать обратно в деривацию. Возникают периодические колебания уровня воды в резервуаре, затухающие

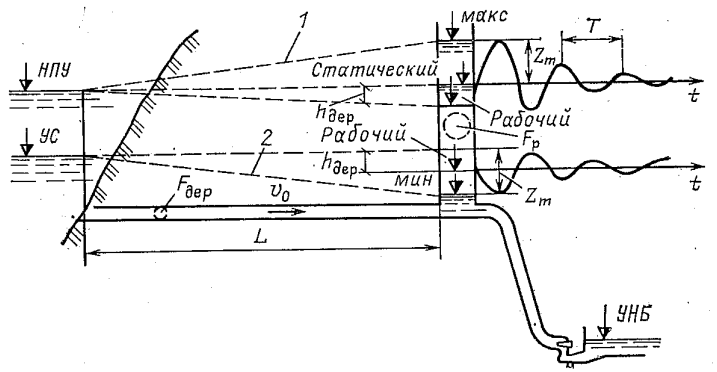


Рис. 5.6. Принцип действия уравнительного резервуара:
1 — пьезометрическая линия при наивысшем уровне в резервуаре; *2* — то же при наинизшем уровне

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 $F_р$, площади сечения деривации $F_{дер}$ и ее длине L составит

$$T = 2\pi\sqrt{LF_р/(gF_{дер})}. \qquad (5.19)$$

При резком возрастании нагрузки турбин в резервуаре снизится уровень на значение z_m и произойдет аналогичный колебательный процесс. Необходимо рассматривать этот режим при наинизшем 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 затяжной характер. Поэтому площадь сечения резервуара должна быть не меньше критической

$$F_{кр} = \frac{LF_{дер}v^2}{2gh_{дер}H}. \qquad (5.20)$$

Основная величина, определяемая при расчете резервуара, — это предельные колебания уровня z_m. Расчеты связаны с решением сложных дифференциальных уравнений на ЭВМ или с выполнением расчетов графоаналитическим методом.

Если не учитывать трения, то повышение z_m можно просто определить исходя из закона сохранения энергии. В равномерном режиме удельная кинетическая энергия воды в деривации

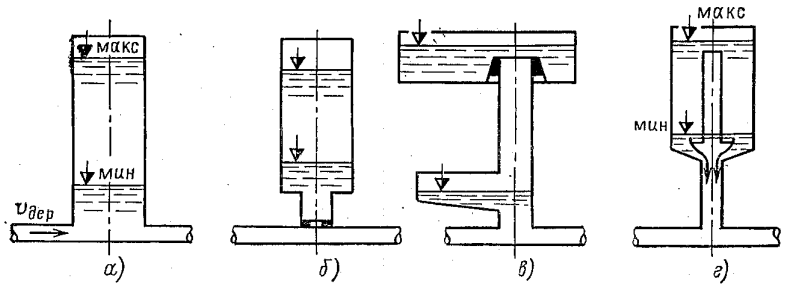


Рис. 5.7. Типы уравнительных резервуаров:
а — цилиндрический; *б* — с сопротивлением; *в* — с камерами; *г* — дифференциальный

$v^2/(2g)$, вес движущейся воды $F_{дер}L\rho g$, полная кинетическая энергия

$$E_к = F_{дер}L\rho g\,\frac{v^2}{2g}.$$

При внезапной остановке турбин эта энергия перейдет в потенциальную энергию повышения уровня воды в резервуаре на значение z_m. Удельная потенциальная энергия определится высотой центра тяжести поднявшегося объема воды $z_m/2$, вес этого объема составит $z_m F_р \rho g$, полная потенциальная энергия

$$E_п = \frac{F_р \rho g\,(z_m)^2}{2}.$$

Приравняв $E_к = E_п$ и решив полученное уравнение относительно z_m, получим

$$z_m = v\sqrt{LF_{дер}/(gF_р)}. \qquad (5.21)$$

С учетом трения приближенно

$$z_{m\,тр} = z_m - 0{,}681\,h_{дер} + 0{,}154\,\frac{h_{дер}}{z_m}. \qquad (5.22)$$

Формулы (5.21) и (5.22) выведены для простейшего цилиндрического резервуара (рис. 5.7,*а*). Для уменьшения амплитуды колебаний 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, ограничиваемыми 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. От-

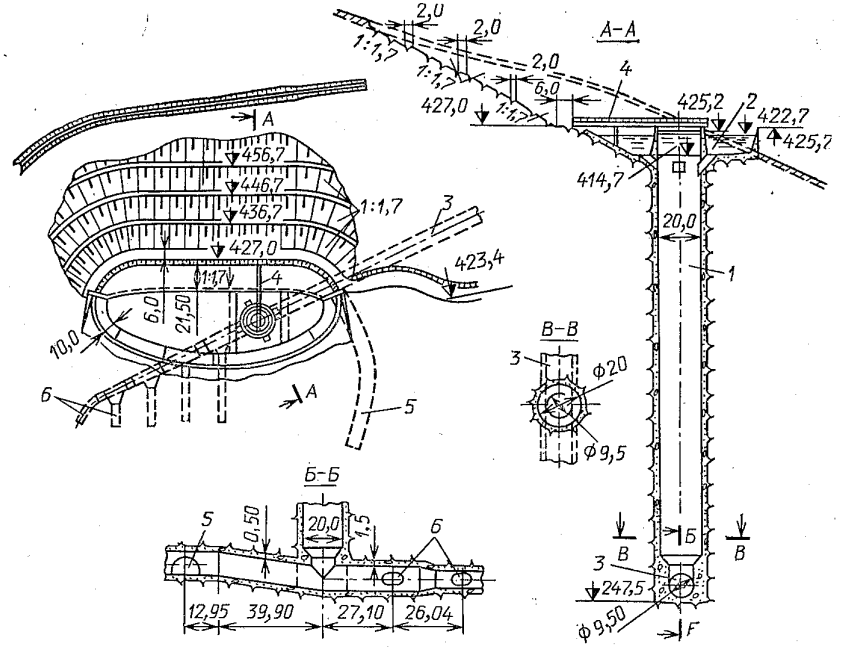


Рис. 5.8. Уравнительный резервуар Ингурской ГЭС:
1 — шахта резервуара; *2* — верхняя камера; *3* — подводящий туннель; *4* — мостик; *5* — строительный штрек; *6* — турбинные водоводы

верстия 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.

Применяются также пневматические резервуары, в которых замкнутое пространство над свободной поверхностью воды заполнено воздухом с повышенным давлением.

Конструктивно резервуары выполняются в виде шахт в скальной выломке или в виде металлических башен. На рис. 5.8 показан крупнейший в СССР резервуар Ингурской ГЭС, имеющий верхнюю камеру. Диаметр ствола его шахты 20, общая глубина около 180 м.

5.4. 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.

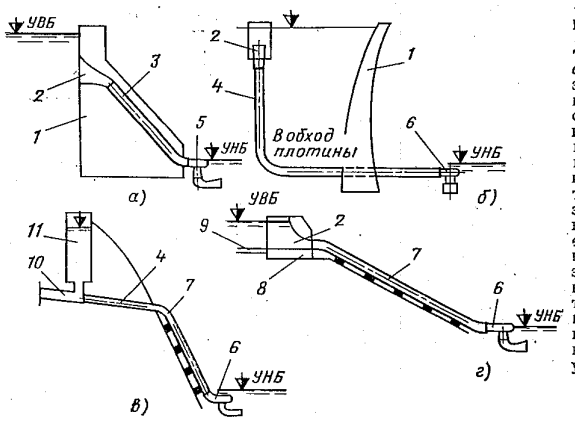


Рис. 5.9. Схемы размещения турбинных водоводов в составе гидроузла:

а — водоводы приплотинного здания 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 обетонированный 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

К приплотинному зданию ГЭС (рис. 5.9,*а*) турбинные водоводы от водоприемника на плотине прокладываются или внутри ее бетонного массива, или по низовой 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.

Турбинные водоводы работают при высокой скорости воды (до 12 м/с) в условиях динамических нагрузок, создаваемых гидравлическим ударом, 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.

Засыпанные водоводы выполняют из стальных или железобетонных труб, уложенных на гравийную или бетонную подушку, и засыпают грунтом. Железобетонные засыпанные водо-

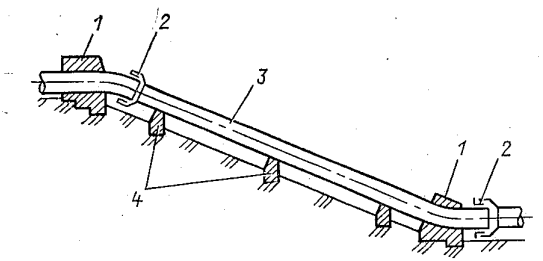
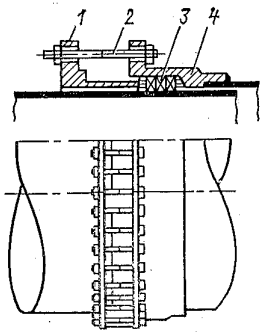


Рис. 5.10.



[Рис. 5.11.

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

воды могут иметь диаметр 6 м и более. Иногда применяют стальные трубы диаметром до 3 м. Осмотр и ремонт таких водоводов затруднен.

Открытые водоводы выполняют в виде стальных сварных трубопроводов диаметром 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.

На малых ГЭС целесообразно в качестве турбинных водоводов применять стандартные трубы, в том числе при напорах до 20 м — полиэтиленовые, перхлорвиниловые, винипластовые, асбоцементные трубы.

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.

Компенсаторы обычно применяются сальникового типа (рис. 5.11). Они состоят из двух концентрических труб, в зазоре между которыми помещается упругая сальниковая набивка, поджимаемая забивным кольцом. Два подобных компенсатора со-

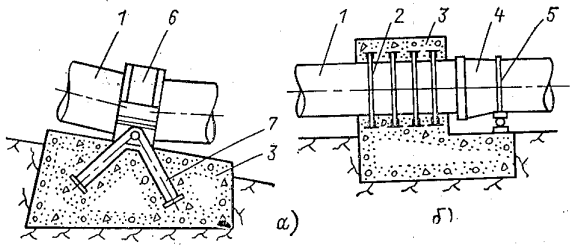


Рис. 5.12. Анкерные опоры:
а — открытые; *б* — закрытые; *1* — трубопровод; *2* — анкерные ребра; *3* — бетон; *4* — компенсатор; *5* — промежуточная опора; *6* — жесткая обойма; *7* — анкерные тяги

ставляют температурно-осадочный компенсатор, способный работать при осадке опор. При значительных осадках применяют компенсаторы со сферическими шарнирами.

Анкерные опоры могут быть открытыми (рис. 5.12,*а*), но чаще применяют закрытые опоры с заделкой трубопровода в бетон (рис. 5.12,*б*).

Промежуточные опоры бывают скользящие, катковые и качающиеся (рис. 5.13).

Трубопровод состоит из цилиндрической оболочки, иногда усиленной ребрами жесткости.

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 затворами, тройниками и развил-

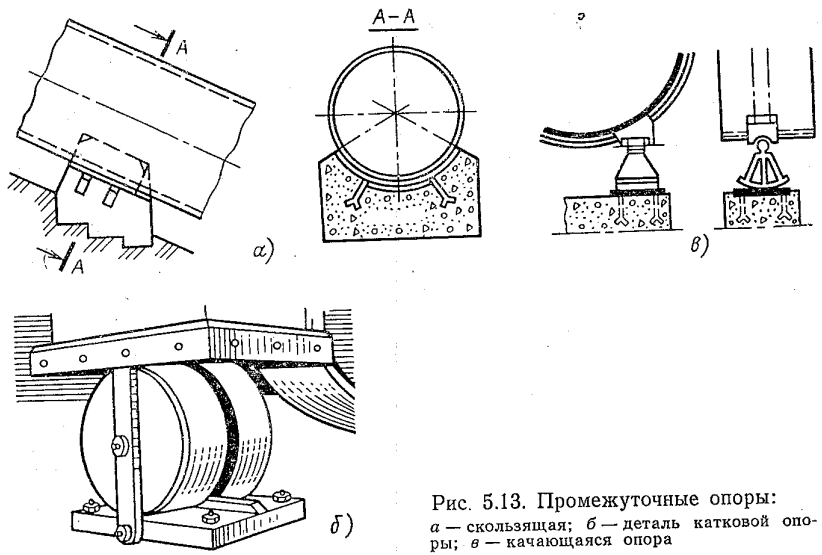


Рис. 5.13. Промежуточные опоры:
а — скользящая; *б* — деталь катковой опоры; *в* — качающаяся опора

ками, к которым короткими трубопроводами присоединяются турбины. Распределители и затворы располагаются в специальных помещениях, иногда объединенных со зданием ГЭС.

5.5. 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 более обжатым сечениям. Ориентировочно экономичный диаметр турбинного водовода равен

$$D_{эк} = 0{,}709 \frac{N_т^{0,43}}{H_р^{0,65}}, \qquad (5.23)$$

где $N_т$ — мощность турбины, кВт; $H_р$ — расчетный напор, м.

Расчетное давление $p = \rho g H$, определяющее толщину оболочки водовода, определяется с учетом ударного повышения давления $\Delta H_{уд}$. 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 начале водовода определяющим является не ударное повышение давления, а добавление от повышения уровня в уравнительном резервуаре.

Оболочка водовода под действием внутреннего давления работает на растяжение. Рассмотрим участок металлического водовода длиной 1 м, диаметром D, с толщиной оболочки δ, находящейся под расчетным внутренним давлением p (рис. 5.15).

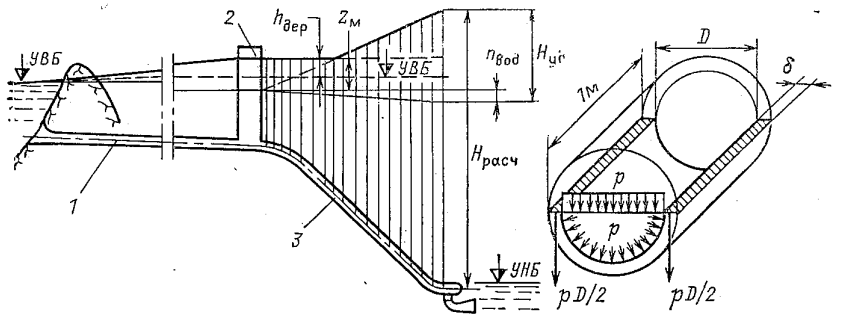


Рис. 5.14. Эпюра расчетных напоров для турбинного водовода:
1 — напорный деривационный водовод; *2* — уравнительный резервуар; *3* — турбинный водовод

Рис. 5.15. Расчетная схема для определения толщины стенок трубопровода

Таблица 5.1. **Характеристики стали**

Марка стали	Временное сопротивление, МПа	Предел текучести, МПа	Расчетнае сопротивление, МПа
М16С	373	226	127
09Г2С	441	294	168
138И3	638—804	540	304

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

$$\sigma = \frac{Q}{F} = \frac{pD}{2\delta} = \frac{HD}{2\delta}\rho g. \qquad (5.24)$$

Формула (5.24) называется котельной и применяется для предварительного определения толщины оболочки из условия $\sigma \leqslant R$, где R — расчетное сопротивление. При подстановке вместо σ расчетного сопротивления R получим

$$\delta \geqslant \frac{pD}{2R}. \qquad (5.25)$$

При подробном расчете дополнительно учитывают изгибающие напряжения от веса воды, усилия, возникающие при перемещении водовода по промежуточным опорам, и т. д. В табл. 5.1 приведены характеристики марок стали, применяемых для изготовления трубопроводов, а также их расчетные сопротивления.

По условиям жесткости наименьшая толщина δ принимается: при $D=1{,}6 \div 4$ м — 10 мм, при $D=4{,}2 \div 6$ м — 12 мм, при $D=6{,}2 \div 7$ м — 14 мм. Для устойчивости оболочки против смятия ее атмосферным давлением на водоводе устанавливаются ребра жесткости в виде колец из прокатного металла. Расстояние между кольцами может быть ориентировочно принято по табл. 5.2 (в графах, где показан прочерк, кольца жесткости не требуются).

На водоводах обязательно делаются аэрационные трубы и клапаны для впуска воздуха при опорожнении водовода от воды. Следует учитывать, что кольца устанавливаются только в расчете на небольшой вакуум; при возникновении глубокого вакуума неизбежно сплющивание трубопровода.

Таблица 5.2. **Расстояние между кольцами жесткости**

Внутренний диаметр водовода, м	Расстояние между кольцами, м, при толщине оболочки, мм						
	10	12	14	16	18	20	22
2	6	10,8	20	—	—	—	—
3	4,5	6	8	12	16,5	—	—
4	3	4,5	6	8	10,8	12,6	20
5	2	3,6	5	7,2	8	10	12,6

Заделанные в скальном массиве водоводы иногда рассчитывают как свободные, считая, что внутреннее давление воспринимается только оболочкой. Для сокращения расхода металла применяются сложные методы расчета, учитывающие несущую способность скалы.

Забетонированные водоводы при деформациях от внутреннего давления могут передавать на бетон недопустимые нагрузки. Для обеспечения прочности бетона применяют два способа: или оболочку изолируют от бетона упругой прокладкой из войлока, стекловаты и т. п. и рассчитывают ее как свободную, или оболочку окружают мощной кольцевой арматурой, иногда предварительно напряженной.

Важной характеристикой водоводов является произведение HD, по которому оценивают возможность выполнения водовода из той или иной стали. В частности, предельное значение для малоуглеродистой стали составляет $HD \approx 500 \div 650$. При использовании легированной стали максимальные значения HD повышаются до 1500—2000.

Глава 6

ЗДАНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

6.1. Классификация и области применения зданий ГЭС различных типов

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 напор.

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, — это здания ГЭС совмещенного типа. Выделено четыре вида зданий ГЭС совмещенного типа: с напорными водосбросами, водосливные с вертикальными гидроагрегатами, водосливные с горизонтальными гидроагрегатами, 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 отнесены три типа: несовмещенные, здания с переливом воды и встроенные (т. е. размещенные внутри глу-

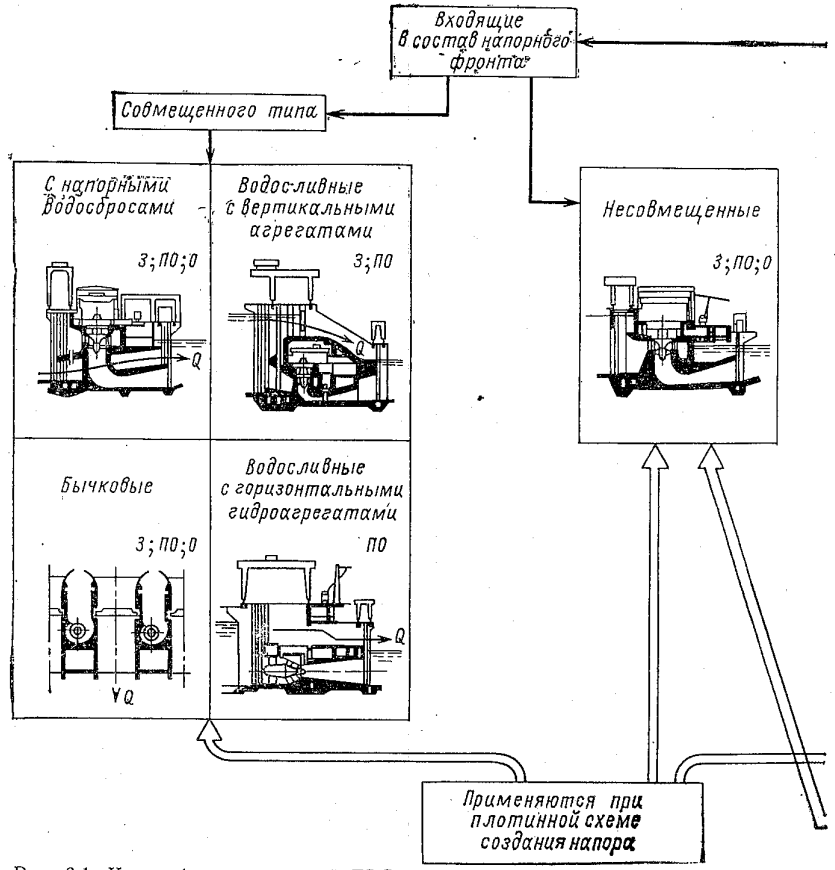


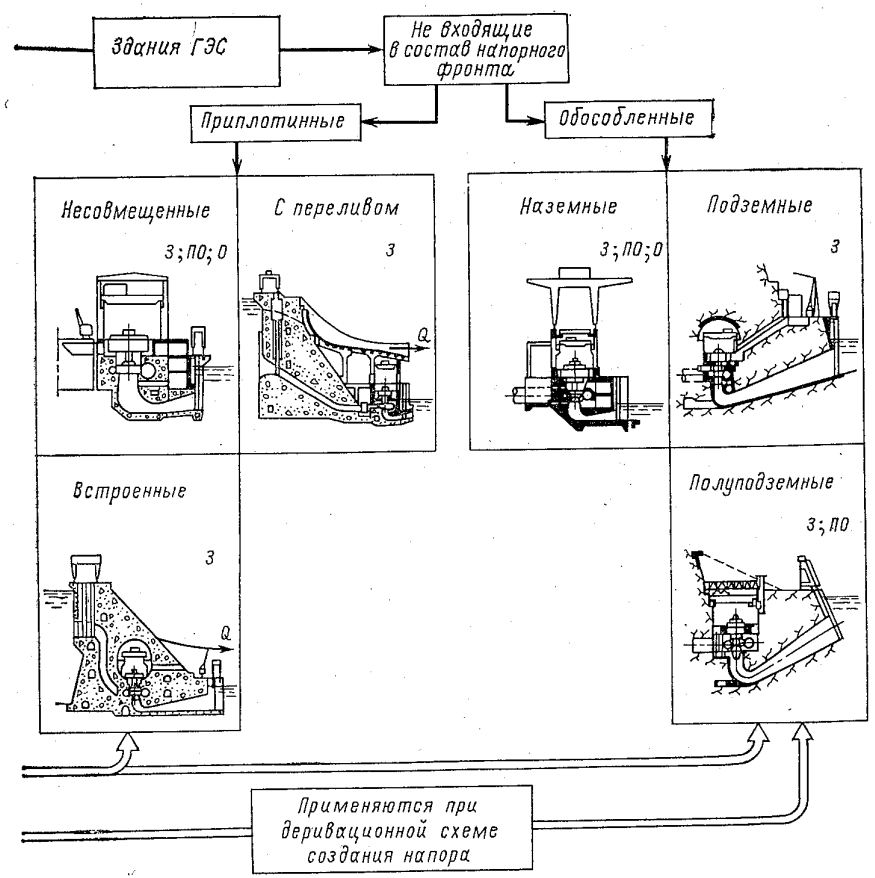
Рис. 6.1. Классификация зданий ГЭС:
машинные залы: З — закрытые; ПО — полуоткрытые; О — открытые

хой или водосливной плотины). Обособленные здания ГЭС представлены тремя типами в зависимости от их расположения относительно поверхности земли: наземные, полуподземные и подземные.

Таким образом, может быть выделено 11 типов зданий ГЭС, которые, конечно, не исчерпывают все многообразие их конструкций. Каждое здание ГЭС — это уникальное сооружение, построенное по специальному проекту.

Здания ГЭС могут иметь машинные залы различной конструкции — закрытые, полуоткрытые и открытые.

Русловое здание ГЭС целесообразно применять тогда, когда его размеры, определяемые размерами проточной части турбин, оказываются достаточными для обеспечения массы сооружения, способной создать устойчивость против сдвига и опрокидывания под дей-



ствием напора. Соблюдение этого условия ограничивается не столько абсолютным значением напора, сколько относительным напором $\bar{H}=H_{макс}/D_1$, где D_1 — диаметр рабочего колеса турбины. Из рис. 6.2, где показаны очертания трех зданий ГЭС, имеющих одинаковые напоры ($H_{макс}$=24 м), но различные диаметры рабочего колеса D_1, видно, что увеличение относительного напора $\bar{H}$ приводит к отдалению напорной стенки и водоприемника от основного массива здания при сохранении с ним конструктивной связи. При $\bar{H}>7\div9$ применение руслового здания ГЭС обычно становится нецелесообразным.

Русловые здания ГЭС применяются при $H_{макс}$ до 60 м (напоры отечественных русловых ГЭС: Волжские ГЭС — 30 м, Учкурганская на р. Нарыне — 36 м, Крапивинская на р. Томи — 44 м).

Стандартизация оборудования и унификация отдельных элементов зданий ГЭС привели к определенным решениям, повторяю-

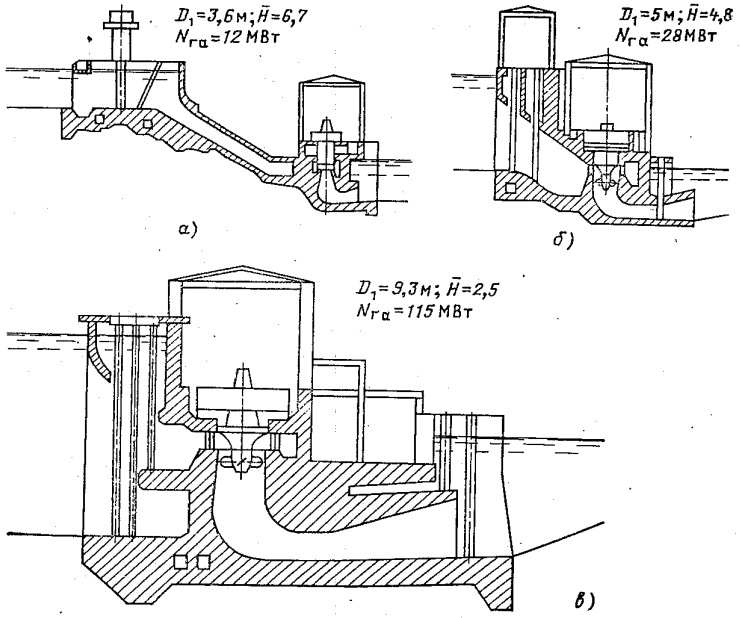


Рис. 6.2. Влияние относительного напора на конструкцию и тип здания ГЭС (примеры даны для $H_{макс}$=24 м):

а — Земоавчальская ГЭС им. В. И. Ленина на р. Куре; *б* — Путкинская ГЭС на р. Кеми; *в* — Волжская ГЭС им. XXII съезда на р. Волге

щимся в зданиях различного типа. В большинстве зданий ГЭС (рис. 6.3) можно выделить массивную часть *I*, обеспечивающую выполнение зданием функции гидротехнического сооружения, и верхнее строение *2*, образующее служебные помещения. Различают также следующие технологические зоны: отделение затворов верхнего бьефа *A*, машинный зал *B*, вспомогательные помещения *C*, отделение затворов нижнего бьефа *E*, а также проточную часть *D*.

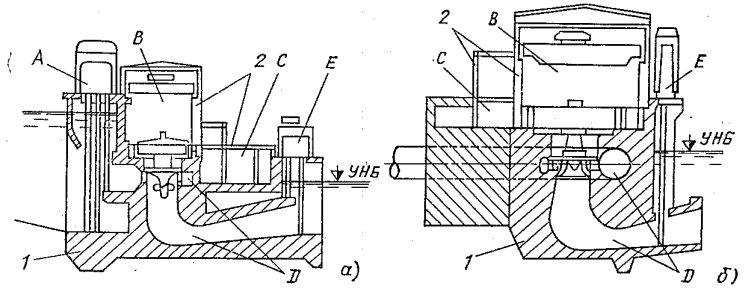


Рис. 6.3. Элементы конструкции здания ГЭС:

а — входящего в состав напорного фронта; *б* — не входящего в состав напорного фронта

Большинство размеров здания ГЭС определяется в ходе технологического проектирования, т. е. подбора всех видов оборудования и размещения его в здании, а также гидротехническими расчетами и расчетами на прочность.

6.2. Массивная часть здания ГЭС

Массивная часть 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 основном шириной спиральной камеры. Блоки с бетонными камерами имеют ширину $B_a=(2{,}7\div3{,}2)D_1$, 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°, при всех напорах составляет $B_a=(2{,}8\div4{,}9)D_1$ (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 гидроагрегатного блока вдоль потока (рис. 6.5). Отметки верха напорных стенок и бычков ∇B и ∇H определяются максимальными уровнями воды в верхнем (для русловых зданий) и нижнем бьефах ($УВБ_{макс}$ и $УНБ_{макс}$) с учетом высоты волны и некоторого запаса (1—2 м).

Отметка заложения фундаментной плиты $\nabla Ф$ определяется уровнем размещения рабочего колеса ∇PK и размерами отсасывающей трубы. Высотное положение рабочего колеса ∇PK определяется допустимой высотой отсасывания и расчетным минимальным уровнем нижнего бьефа ($\nabla PK=\nabla УНБ_{мин}\pm H_s$). Толщина фундаментной плиты $h_ф$ определяется из расчета на прочность и устойчивость здания ГЭС и для нескальных оснований составляет 2—4 м.

Длина верховой части блока руслового здания от оси гидроагрегатов $l_в$ определяется габаритами водоприемника (см. § 4.1), низовой части $l_н$ — длиной отсасывающей трубы $l_т$ с учетом

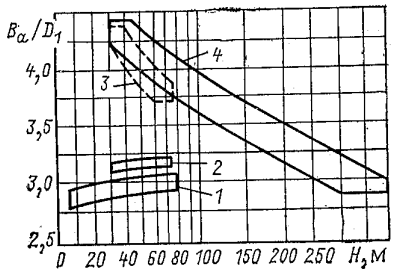


Рис. 6.4. График относительной ширины турбинного блока:

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

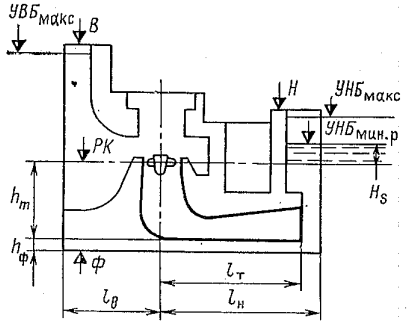


Рис. 6.5. К определению основных размеров агрегатного блока

также длины бычков отделения затворов нижнего бьефа.

В приплотинных и обособленных зданиях размер $l_в$ определяется размерами присоединительного 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 свойства основания ГЭС.

Для уменьшения напряжений в бетоне желательна частая разрезка здания ГЭС на секции, однако необходимо учитывать, что большое число швов затрудняет герметизацию внутренних помещений, нарушает работу продольных коммуникаций: подкрановых путей, трубопроводов. 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 двух до четырех — шести 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

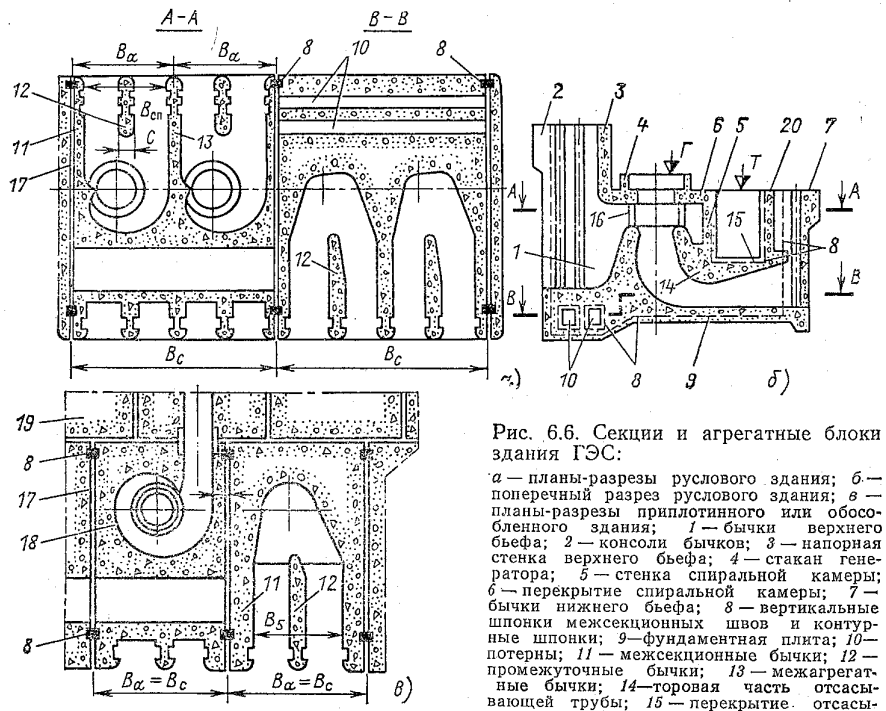


Рис. 6.6. Секции и агрегатные блоки здания ГЭС:

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*—торовая 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

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 трапецеидальное 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,

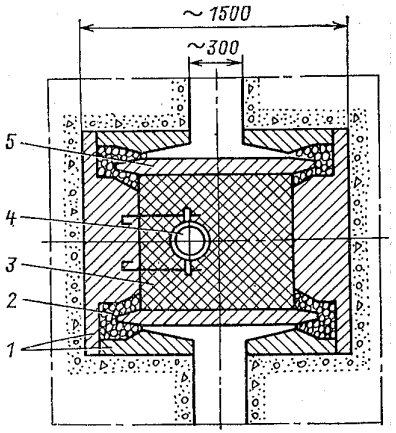


Рис. 6.7. Вертикальная межсекционная битумная шпонка

сократить длину вала гидроагрегата, во-вторых, установить между этими отметками вспомогательное и электротехническое оборудование и, в-третьих, устроить удобный 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, межагрегатные 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 противофильтрационных шпонок. Различают вертикальные шпонки, размещаемые между межсекционными бычками, и контурные шпонки, окаймляющие внутренние помещения здания, потерны и швов вдоль подошвы фундаментной плиты.

Наиболее распространенная конструкция вертикальной битумной шпонки показана на рис. 6.7. В вертикальном колодце, который образуется 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 широко распространены шпонки с применением резины, эластичной пластмассы, упругих металлических листов.

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.

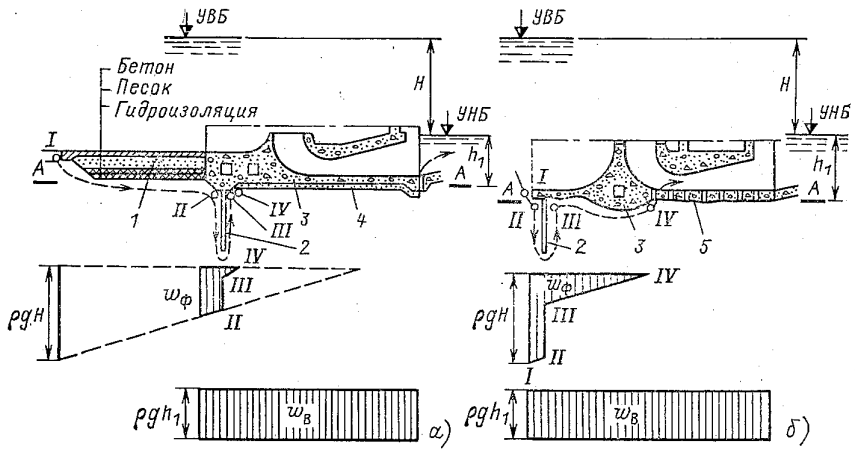


Рис. 6.8. К расчету фильтрации:
а — на нескальном основании; *б* — на скальном основании; *1* — понур; *2* — противофильтрационная завеса; *3* — фундаментная плита; *4* — плоский дренаж; *5* — отрезанная часть плиты с разгрузочными скважинами

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*), 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 суглинка. 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) $H_{макс}$.

Под верховой 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 изменяются, толщина фундаментной плиты уменьшается до 1—2 м, иногда эта плита заменяется обделкой скалы.

Для уменьшения фильтрации при трещиноватом основании в верховой 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, различающихся 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 с плотиной высотой более 100 м на скальном основании, 50 м — на песчаном и твердом глинистом, 25 м — на пластичном глинистом основании. Для II класса эти высоты составляют соответственно 60, 25 и 20 м, для III класса — 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 $w_ф$ 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 нескальном основании (рис. 6.8,*а*) обозначен точками *I—II—III—IV*, и его длина $L_ф$ определяется геометрически. Затем вычисляется градиент напора фильтрационного потока $I=H/L_ф$.

Найденное значение I сопоставляется с критическим градиентом напора $I_к$, зависящим от вида грунта основания:

Грунт	Критический градиент $I_к$
Крупный песок	0,45
Средний песок	0,38
Мелкий песок	0,29
Суглинок	0,65
Глина	1,2

При этом должно выполняться условие $I \leqslant I_к/k_н$, где $k_н$ — коэффициент надежности, зависящий от класса сооружения:

Класс сооружения	Коэффициент надежности $k_н$
I	1,25
II	1,2
III	1,15
IV	1,1

Давление в каждой точке пути фильтрации $w_ф=\rho g I x$, 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 поверхности опирания подошвы здания на основание, либо по схеме глубинного или смешанного сдвига, когда сдвиг происходит с нарушением целостности основания. Рассмотрим наиболее простую и характерную для здания ГЭС схему плоского сдвига. Сопротивление здания сдвигу можно представить следующим образом (рис. 6.9).

Горизонтальная сила гидростатического давления со стороны верхнего бьефа $T_в$, частично скомпенсированная силой давления со

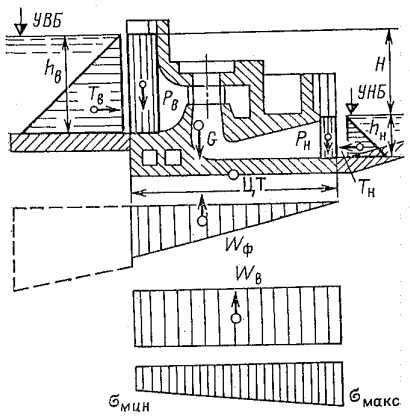


Рис. 6.9. К расчету устойчивости руслового здания ГЭС

стороны нижнего бьефа $T_н$, 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 $P_в$ и $P_н$. Однако этим силам противодействуют направленные вверх силы фильтрационного $W_ф$ и взвешивающего давления $W_в$, уменьшающие суммарную вертикальную силу и соответственно силу трения. Здание будет устойчиво, если сумма сдвигающих сил N будет меньше суммы удерживающих сил R, т. е. $N<R$.

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 противофильтрационных 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

$$n_с N \leqslant mR/k_н, \qquad (6.1)$$

где N и R — расчетные значения суммарной сдвигающей и удерживающей сил; $k_н$ — коэффициент надежности, принимаемый в зависимости от класса сооружения; m — коэффициент условий работы, принимаемый для нескальных и полускальных оснований равным 1 и для скальных оснований 0,95; $n_с$ — коэффициент сочетания нагрузок, принимаемый для постоянной эксплуатации равным 1, для особых условий 0,9, для ремонтных и строительных случаев 0,95.

Кроме рассмотренных нагрузок в подробных расчетах учитывают нагрузки давления грунта на верховой торец сооружения и отпора — на низовой, а также волновое воздействие, давление льда и т. п. При упрощенных расчетах допустимо их не учитывать, увеличив при этом значения коэффициента $k_н$ 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

$$N=T_в-T_н,$$

где $T_в$ и $T_н$ — силы гидростатического давления со стороны верхнего и нижнего бьефов, определяемые по формулам гидростатики (см., например, § 3.17).

Суммарная удерживающая сила (сила предельного сопротивления)

$$R=\Sigma P \operatorname{tg}\varphi + Fc, \qquad (6.2)$$

где ΣP — алгебраическая сумма вертикальных сил, $\Sigma P=G+P_в+P_н-W_ф-W_в$; $\operatorname{tg}\varphi$ — коэффициент трения подошвы по основанию, для песка $\operatorname{tg}\varphi=0{,}4\div0{,}6$; для глины и суглинки $\operatorname{tg}\varphi=0{,}2\div0{,}35$; для скалы $\operatorname{tg}\varphi=0{,}7\div0{,}95$; F — площадь подошвы секции рассматриваемого сооружения; c — сцепление с грунтом основания, принимаемое для песка равным 0, для суглинки 15—30, для глин 30—80, для скалы 100—400 кН/м².

Вес бетона G, входящий в сумму 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, определяющего силу всплывания заглубленной под уровень нижнего бьефа части сооружения, составит $w_в=\rho g h_н$, где ρ — плотность воды; $h_н$ — заглубление подошвы под уровень нижнего бьефа. При сложной форме подошвы эпюра $w_в$ 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 $W_ф$, $W_в$, $T_в$, $T_н$, $P_в$, $P_н$ находят на линиях, проходящих через центры тяжести эпюр. Силу веса G считают приложенной к центру тяжести бетонного массива, положение которого определяют по методам механики (подсчетом статических моментов от веса фрагментов бетона). Плечи для подсчета моментов определяют измерением их на чертеже.

Напряжения в основании определяются по формуле внецентренного сжатия

$$\sigma=\frac{\Sigma P}{F}\pm\frac{\Sigma M}{W_{сопр}}, \qquad (6.3)$$

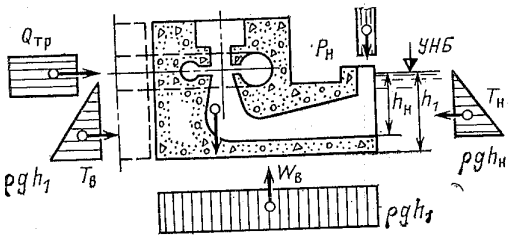


Рис. 6.10. К расчету устойчивости приплотинного здания ГЭС

где знак «плюс» определяет максимальное, а знак «минус» — минимальное значение напряжений; F — площадь подошвы; $W_{сопр}$ — момент сопротивления площади подошвы здания ГЭС относительно оси, проходящей через центр ее тяжести поперек потока.

Для прямоугольной подошвы при ширине секции $B_с$ и длине $l_с$ момент сопротивления $W_{сопр}=B_с l^2/6$, для более сложных случаев он подсчитывается по формулам строительной механики.

Основание признается надежным, если напряжение $\sigma_{макс}$ не превосходит допустимых значений для грунтов основания, отсутствуют растягивающие напряжения ($\sigma_{мин}>0$) и отношение $\sigma_{макс}/\sigma_{мин}\leqslant 2$. Максимальные допустимые значения $\sigma_{макс}$ зависят от рода грунта и составляют для песка 200—400, 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 станционной плотины, обычно соединяют с нижним бьефом, что уравновешивает давление воды со стороны нижнего бьефа. Со стороны верхнего бьефа действует также нагрузка от давления воды в турбинном водоводе

$$Q_{тр}=\frac{\pi D_т^2}{4}\rho g H_р \alpha, \qquad (6.4)$$

где $D_т$ — диаметр водовода; $H_р$ — 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 водопропускного фронта в нижнем бьефе. На ГЭС, пропускающих только расход турбин, удельные расходы обычно не превышают

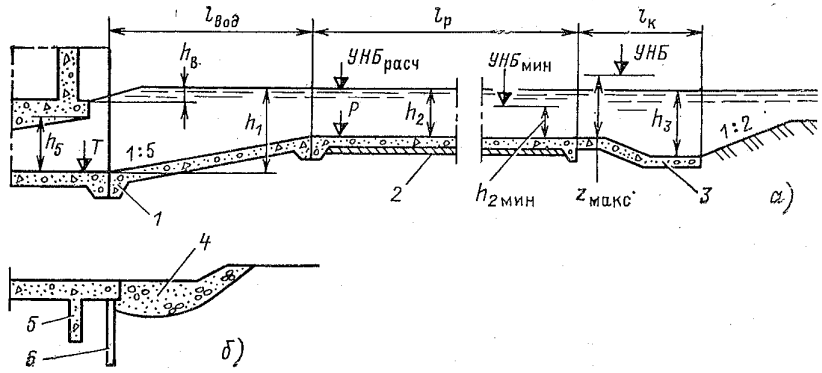


Рис. 6.11. Крепление нижнего бьефа:
а — вариант с ковшом; *б* — со стенкой-локализатором размыва

10—20 м²/с. На ГЭС со зданием совмещенного типа, пропускающих, кроме того, полностью или частично расход половодья практически при той же ширине B, удельные расходы более высокие, и пропускная способность их водосбросов может быть ограничена допустимыми значениями q (ориентировочно 25—50 м²/с для песчаных русл, 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 ковша, закрепленного камнем. При $q>40$ м²/с (рис. 6.11,*б*) в конце рисбермы устраивают стенку-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.

Простейший расчет крепления нижнего бьефа производится по допустимым скоростям $v_р$ 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 Vp. Расчет производится для основных режимов при минимальном расходе турбин $Q_{мин}$, расчетном расходе $Q_р$, а для ГЭС

со зданием совмещенного типа и при сбросе расхода половодья $Q_{макс}$ — с учетом части его $Q_{макс\ ГЭС}$, проходящей через здание ГЭС. Для этих режимов по кривой $Q=f(\nabla УНБ)$ определяются $\nabla УНБ$ (в половодье — по значению $Q_{макс}$), удельные расходы q (для совмещенной ГЭС — по значению $Q_{макс\ ГЭС}$) и глубины $h_2=q/v_р$. Затем определяются отметки рисбермы $\nabla р=\nabla УНБ-h_2$. Из всех найденных значений $\nabla р$ принимается наинизшее.

Отметка $\nabla р$ может определиться также рельефом и геологической структурой русла: после снятия непрочных грунтов отметка $\nabla р$ (с учетом толщины крепления) получится более низкой, чем по расчету.

В расчетном режиме правильным подбором $\nabla р$ можно обеспечить отсутствие подпора на выходе воды из отсасывающих труб и даже добиться некоторого снижения уровня воды на величину $h_в$, называемую перепадом восстановления. Ориентировочно можно считать, что отсутствие подпора на выходе из отсасывающей трубы будет обеспечено при

$$h_2 \geqslant 0{,}55h_5, \qquad (6.5)$$

где h_5 — высота выходного отверстия отсасывающей трубы.

В этом случае $h_в \cong 0$. Перепад восстановления будет наибольшим, если

$$h_2 = 1{,}45h_5 + 0{,}2h_1, \qquad (6.6)$$

где h_1 — глубина на пороге отсасывающей трубы.

Так как образование перепада восстановления $h_в$ сопровождается увеличением мощности турбин, может оказаться целесообразным дополнительное понижение $\nabla р$, что определяется энергоэкономическим расчетом, сопоставляющим энергетический эффект с затратами на выемку грунта.

Глубину на концевом устройстве для расчетного режима можно принять в пределах $h_3 \approx (1{,}3 \div 1{,}4)h_2$. Длина элемента крепления

Таблица 6.1. **Длина элементов крепления**

Грунт основания	Удельный расход, м²/с	Длина		
		водобоя $l_{вод}$	рисбермы $l_р$	концевого устройства $l_к$
Песок	20	$(2 \div 3)\,h_{ср}$	$(3 \div 5)\,h_2$	$(2 \div 3)\,h_3$
	40	$(3 \div 4)\,h_{ср}$	$(5 \div 7)\,h_2$	$(3 \div 4)\,h_3$
	60	$(4 \div 5)\,h_{ср}$	$(7 \div 9)\,h_2$	$(4 \div 5)\,h_3$
Глина	20	$(2 \div 3)\,h_{ср}$	$(3 \div 5)\,h_2$	$(2 \div 3)\,h_3$
	40	$(3 \div 4)\,h_{ср}$	$(4 \div 6)\,h_2$	$(3 \div 4)\,h_3$
	60	$(4 \div 5)\,h_{ср}$	$(5 \div 7)\,h_2$	$(4 \div 5)\,h_3$
Скала	20—60	$(2 \div 3)\,h_{ср}$	—	—

Примечание. $h_{ср}=(h_1+h_2)/2$.

зависит от грунта основания и удельного расхода и может быть принята ориентировочно по табл. 6.1.

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 — в пределах 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 давления 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 — это 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 гидроагрегатов, ведутся в изолированном от атмосферных воздействий пространстве.

Размеры машинного зала определяются размерами наиболее крупного узла гидроагрегата (обычно это ротор генератора) в мо-

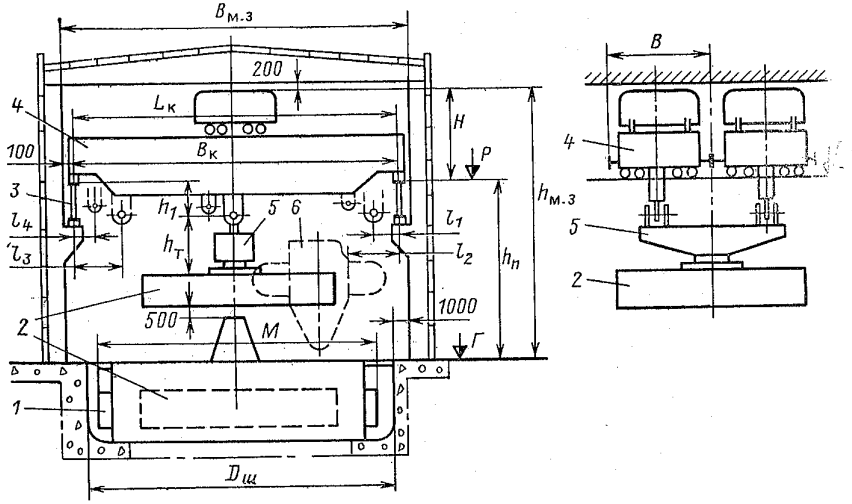


Рис. 6.12. Закрытый машинный зал:
1 — воздухоохладители генератора; *2* — ротор генератора при монтаже и в рабочем положении; *3* — подкрановые балки; *4* — мостовой кран; *5*—траверса для переноса ротора; *6*—рабочее колесо при монтаже

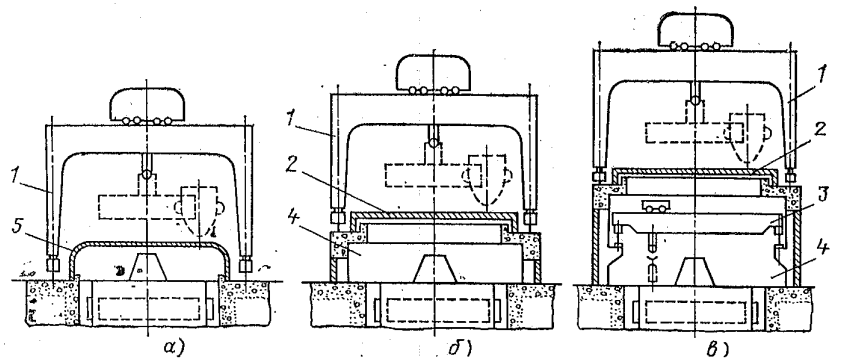


Рис. 6.13. Облегченные машинные залы:
а — открытый; *б* — полуоткрытый; *в* — полуоткрытый с внутренним краном; *1* — козловой кран; *2* — съемные крышки; *3* — внутренний мостовой кран; *4* — закрытая часть машинного зала; *5* — съемный колпак

мент его переноса над действующими гидроагрегатами и габаритами кранов, занятых переносом (рис. 6.12). Для определения ширины зала необходимо выявить ширину монтажной зоны M, охватывающую генератор с воздухоохладителями. Если турбина снабжена предтурбинным затвором и он размещен в машинном зале (рис. 6.29), то габарит затвора также входит в монтажную зону. Значение M с добавлением ширины «мертвых» зон l_1 и l_4 определяет пролет крана $L_к$ и с учетом его габарита $B_к$ — ширину машинного зала $B_{м.з}$.

Необходимая высота подъема крюка определяется габаритом переносимого ротора и высотой траверсы $h_т$ при переносе его двумя кранами. Эта высота, а также конструктивные размеры крана h_1 и H определяют высоту расположения подкрановых путей $h_п$ и высоту машинного зала $h_{м.з}$.

Вместо мостовых кранов в закрытых машинных залах иногда применяют полукозловые краны, что облегчает конструкции стен (Рижская ГЭС на р. Даугаве, Саяно-Шушенская ГЭС на р. Енисее, Днепрогэс-2 на р. Днепре). В связи с некоторым увеличением ширины зала этот вариант требует дополнительного экономического обоснования.

Машинные залы крупных ГЭС представляют собой сооружения, имеющие большие размеры (например, зал Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС имеет высоту 25, ширину 22 и длину 664 м), хотя они мало загружены при эксплуатации. В связи с этим имеются примеры применения облегченной компоновки (рис. 6.13).

При открытом машинном зале (рис. 6.13,*а*) гидроагрегаты накрыты съемными 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 гидроагрегата (Кременчугская и Днепродзержинская ГЭС на р. Днепре, Иваньковская 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 устанавливают наружный козловой кран, которым выполняют основные операции при монтаже и ремонте. Проемы над гидроагрегатами перекрываются съемными 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 числе гидроагрегатов более четырех и с обязательной установкой внутреннего мостового 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 гидроагрегата, перенос длинных валов в горизонтальном положении), а также уменьшения конструктивной высоты гидроагрегата (применение утопленного 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, 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 $V\!T$, совпадающей обычно с отметкой перекрытия спиральной камеры, а перекрытие на уровне верхней крестовины $V\!Г$ отсутствует полностью или частично.

К преимуществам полуостровной компоновки относятся: снижение стоимости, размещение части электротехнического и вспомогательного оборудования между стаканами генераторов, в зоне действия мостовых кранов, а также хороший обзор оборудования, упрощение систем вентиляции. Недостатком такой компоновки считают невозможность раскладки узлов ремонтируемого гидроагрега-

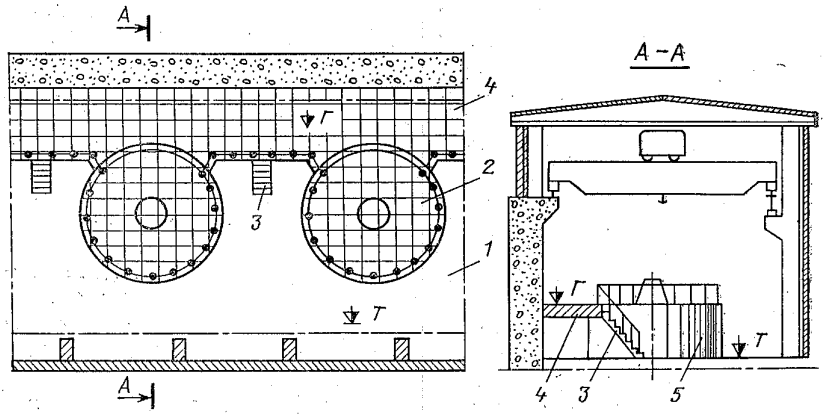


Рис. 6.14. Полуостровная компоновка машинного зала:
1 — пол машинного зала на отметке турбинного помещения; *2* — рифленое перекрытие генератора; *3* — лестница; *4* — перекрытие на отметке верхней крестовины генератора; *5* — стакан генератора

та вокруг его шахты. Островная и полуостровная компоновка широко распространены в зарубежной практике. В СССР полуостровная компоновка применена на Воткинской, Днепродзержинской, Зейской, Мингечаурской и других гидроэлектростанциях.

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 подводят железнодорожные или автомобильные подъездные пути. На большинстве ГЭС монтажная 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 быть больше 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 трех-четырех 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 3 раза превышающую высоту собранного трансформатора (без выводов и расширительного бака). Для обеспечения такой

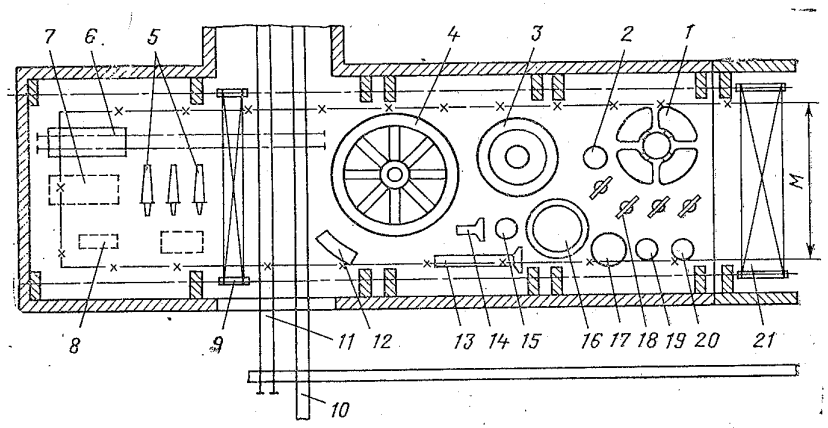


Рис. 6.15. Раскладка оборудования на монтажной площадке:
1 — рабочее колесо турбины; *2* — обтекатель; *3* — крышка турбины; *4* — ротор генератора; *5* — выводы трансформатора; *6* — трансформатор; *7* — снятый бак трансформатора; *8* — расширительный бак; *9* — специальный кран; *10* — подъездной железнодорожный путь; *11* — пути перекатки трансформатора; *12* — сегмент статора; *13* — вал; *14* — надставка вала; *15* — маслоприемник; *16* — опора подпятника; *17* — диск подпятника; *18* — лопасти; *19* — подшипник турбины; *20* — подшипник генератора; *21* — кран машинного зала

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 строится 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 взаимоувязка основных высотных отметок здания ГЭС, из которых следует выделить следующие:

перекрытия 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 взаимоувязки этих отметок сложна, если учесть, что отметки перекрытия на уровне генератора и турбинного помещения определяются заглублением рабочего колеса и размерами гидроагрегата, а отметки планировки территории и перекрытий отделения затворов нижнего бьефа зависят от наивысшего расчетного

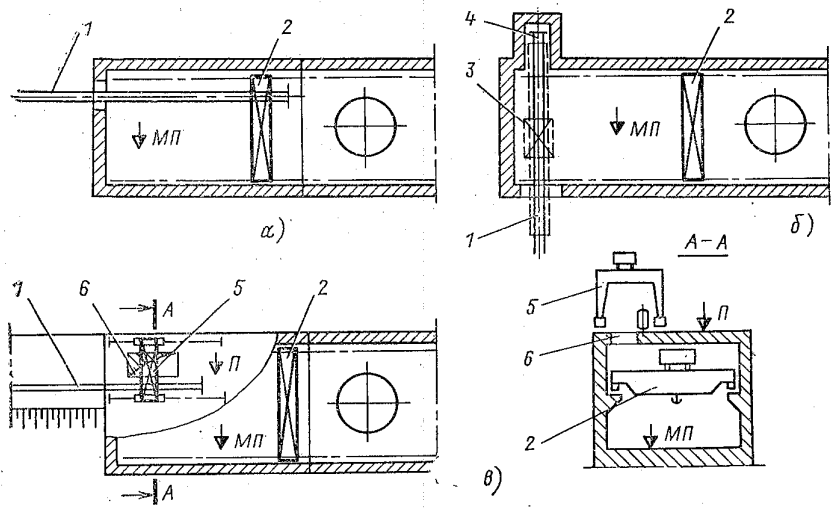


Рис. 6.16. Схема подачи оборудования на монтажную площадку:
а — торцевая, *б* — фронтальная, *в* — с перегрузкой; *1* — железная дорога; *2* — мостовой кран; *3* — транспортер с трансформатором; *4* — ниша для транспортера; *5* — перегрузочный кран; *6* — проем

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 территории 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*). При 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 ($\nabla МП$) 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.

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, 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).

Конструкция верхнего строения. На встроенных, водосливных и подземных зданиях ГЭС помещения машинного зала и монтажной площадки полностью или частично образуются элементами массива здания ГЭС, массивом бетонной плотины или скальным массивом, в котором располагается здание ГЭС. Во всех других случаях эти помещения относятся к верхнему строению, которое выполняют как промышленное здание. В составе конструкций верхнего строения можно выделить каркас и ограждающие конструкции. Каркас чаще выполняют 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 используют долговечные материалы: естественный камень, профилированный алюминий, высококачественные облицовочные плиты. Въездные ворота выполняют из металла, они имеют откатную или распашную конструкцию с механизированным приводом. Элементы верхнего строения хорошо видны на рис. 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 предусматривают механизированную мойку полов, для чего полы должны иметь уклоны, обеспечивающие надежный сток со сбором загрязненной воды в специальные емкости для очистки.

6.5. Русловые здания ГЭС

Русловые 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 на рис. 6.17 показано здание Воткинской ГЭС на р. Каме. В здании размещены десять гидроагрегатов с турбинами ПЛ D_1=9,3 м, суммарная мощность гидроагрегатов 1000 МВт при $H_р$=17,5 м.

Компоновка здания наряду с типичным решением 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 отсасывающей трубы с размещением отрезанной части на водобое. Эксплуатационные свойства такого водоприемника не уступают свойствам отдельного сороудерживающего сооружения типа установленных на 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 показано здание Крапивинской ГЭС на р. Томи (рис. 6.18). Наличие скального основания позволило здесь применить компактную конструкцию с высокой верховой напорной стенкой, максимально сближенной с агрегатным массивом. В показанном варианте проекта предполагалось оборудовать ГЭС тремя агрегатами с диагональными турбинами суммарной мощностью 300 МВт.

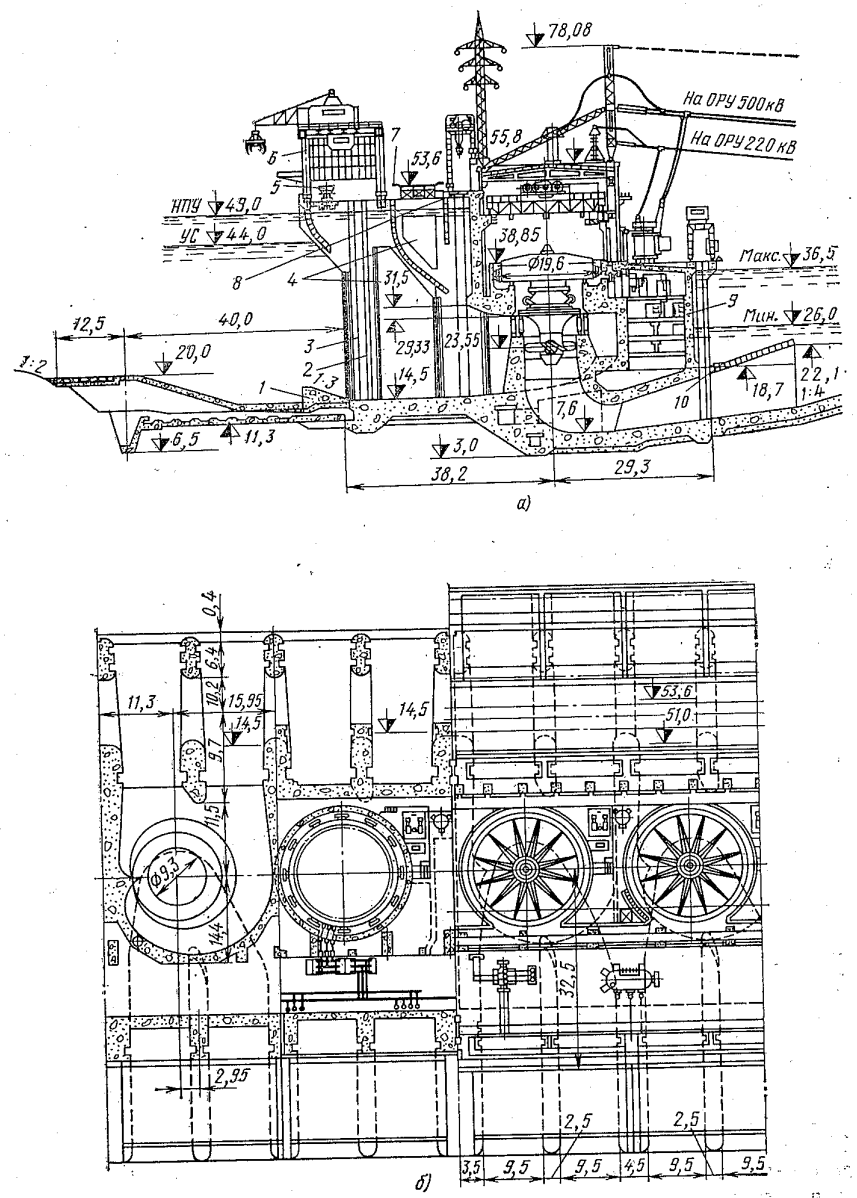


Рис. 6.17. Здание Воткинской ГЭС на р. Каме:
а — поперечный разрез; *б* — планы-разрезы; *1* — сороудерживающий порог; *2* — паз решетки; *3* — паз грейфера; *4* — прорези в бычках; *5* — тележка для мусора; *6* — грейферный кран; *7* — мост; *8* — паз аварийного затвора; *9* — низовая напорная стенка; *10* — приставной диффузор

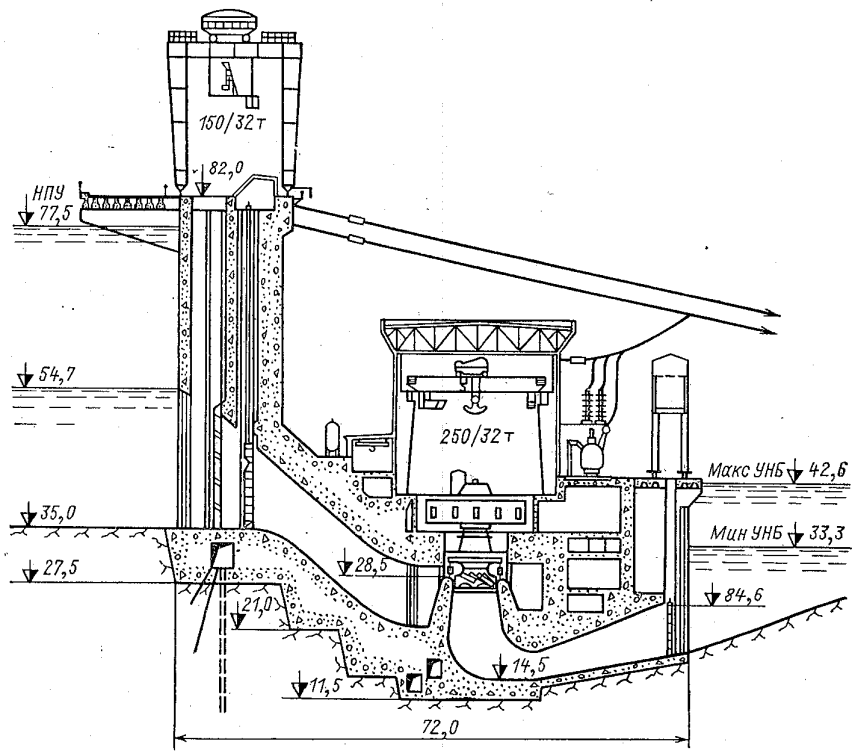


Рис. 6.18. Здание Крапивинской ГЭС на р. Томи (вариант проекта)

6.6. Здания ГЭС с напорными водосбросами (совмещенного типа)

Наиболее распространенными среди зданий ГЭС совмещенного типа 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%, их стоимость снижается 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. Повышенная скорость потока при работе водосбросов создает так называемый эффект эжекции, выражающийся в увеличении перепада восстановления $h_в$, что увеличивает напор и выработку электроэнергии в половодье. Вместе с тем при размещении в здании ГЭС водо-

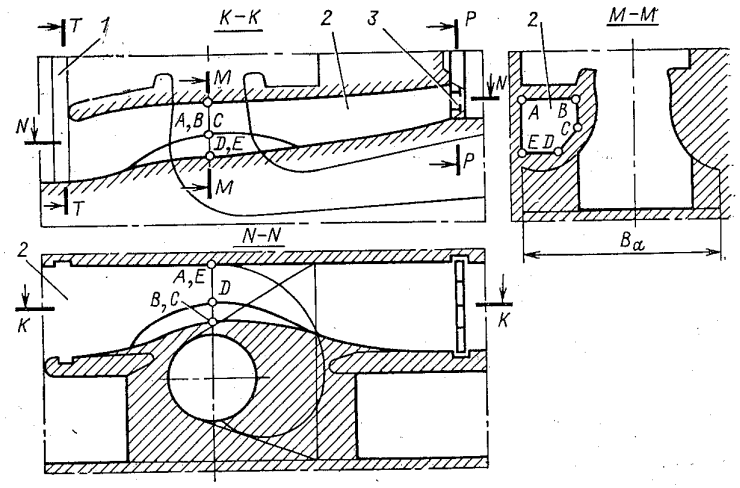


Рис. 6.19. Компоновка напорных водосбросов в блоке здания ГЭС:
1 — паз аварийного затвора водосброса; *2* — водосброс; *3* — основной затвор водосброса

сбросов усложняются конструкции здания и его эксплуатация. В настоящее время здание ГЭС с напорными водосбросами следует рассматривать как основной тип здания для плотинных гидроузлов на больших реках.

Здания такого типа имеют крупнейшие ГЭС: Волжские им. В. И. 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 симметричным сечением.

Компоновка 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 φ=210° (Чебоксарская и Нижнекамская ГЭС). Сечение водосброса *ABCDE* (по *M—M*) в зоне оси гидроагрегата, где толщина перекрытия и стенок наименьшая, называется к л ю ч е в ы м сечением. Площадь этого сечения $F_{кл}$ определяет пропускную способность водосброса.

Входное сечение *T—T* с площадью F_0 располагается ниже водоприемника турбины, выходное сечение *P—P* с помощью 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 в у т о м.

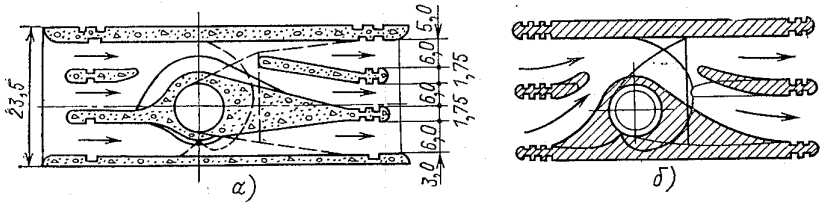


Рис. 6.20. Варианты компоновки напорных водосбросов:
а — с использованием правой и левой сторон пролета; *б* — с двусторонним входом и выходом

Возможны также другие компоновки водосбросов. В одном блоке можно устроить три водосброса с использованием левой и правой сторон пролета (рис. 6.20,*а*). Если применить спиральную камеру $\varphi = 135°$, то 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 совмещенного типа составляет $(2{,}9 \div 3{,}2)D_1$ (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*), это решение улучшает 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.

Разработана конструкция здания с выводом напорных водосбросов в колено отсасывающей трубы. Помимо компактности это решение обеспечивает увеличение мощности турбин при работе водосбросов за счет эжекции.

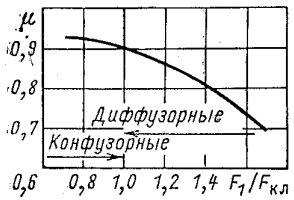


Рис. 6.21. Зависимость коэффициента расхода водосбросов от их геометрических размеров

Пропускная способность водосбросов определяется по формуле

$$Q_в = \mu F_1 \sqrt{2gH}, \qquad (6.7)$$

где $Q_в$ — расход водосброса; μ — коэффициент расхода; F_1 — площадь выходного сечения; H — действующий напор с учетом перепада восстановления $h_в$ (в предварительных расчетах принимают $H = \nabla УВБ - \nabla УНБ$).

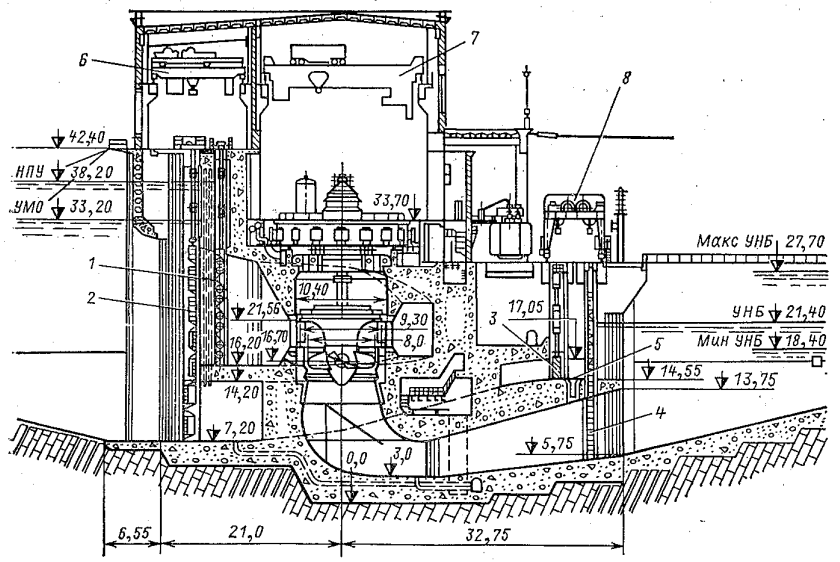


Рис. 6.22. Здание Новосибирской ГЭС на р. Оби:
1 — аварийный затвор; *2* — ремонтный затвор; *3* — основной затвор водосброса; *4* — ремонтный затвор нижнего бьефа; *5* — лаз; *6* — кран отделения затворов верхнего бьефа; *7* — кран машинного зала; *8* — козловой кран нижнего бьефа

Коэффициент расхода μ зависит от отношения $F_1/F_{кл}$ (рис. 6.21).

Сужающиеся водосбросы (при $F_1/F_{кл} < 1$) называются конфузорными, расширяющиеся (при $F_1/F_{кл} > 1$) — диффузорными. Последние имеют более высокую пропускную способность, они успешно применены на низконапорных Нижнекамской и Чебоксарской ГЭС.

Большая скорость воды в водосбросах может вызвать недопустимое по условиям кавитации 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 опасности возникновения кавитации.

Примером здания ГЭС с напорными водосбросами является здание Новосибирской ГЭС на р. Оби, построенное в 1959 г. (рис. 6.22). Мощность ГЭС 400 МВт (семь гидроагрегатов с поворотно-лопастными турбинами диаметром 8 м). Из общего расчетного расхода половодья 15 900 м³/с водосбросы могут пропускать 4300 м³/с (в период эксплуатации ими пользовались редко). Особенностью здания гидроэлектростанции является закрытое отделение затворов верхнего бьефа.

Затворы водосбросов всегда устанавливают на их выходных отверстиях. Козловой кран для обслуживания этих затворов должен иметь грузоподъемность, соответствующую подъемному усилию затворов водосброса. При малом числе затворов применяют гидроприводы, иногда применяются сегментные затворы.

6.7. Водосливные здания ГЭС

Водосливными называются здания ГЭС, над закрытым или полуоткрытым 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 удается разместить агре-

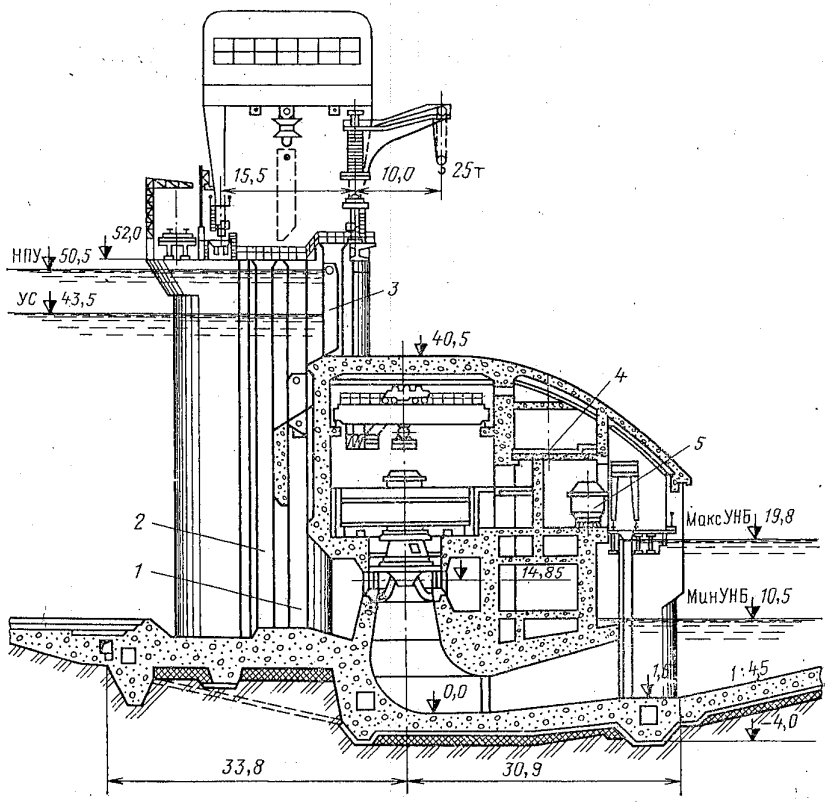


Рис. 6.23. Водосливное здание Плявиньской ГЭС на р. Даугаве:
1 — паз аварийного затвора; *2* — паз решетки; *3* — затвор водослива; *4* — мост-туннель; *5* — трансформатор

гаты по всей ширине обжатого водосливного фронта с нормативными удельными 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 числа.

Водосливные здания ГЭС с вертикальными гидроагрегатами 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.

Плявиньская ГЭС им. В. И. Ленина на р. Даугаве (рис. 6.23), построенная в 1967 г., может служить примером рациональной компоновки водосливного здания ГЭС. Мощность ГЭС 825 МВт (десять гидроагрегатов 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 установка вертикальных гидроагрегатов в водосливных зданиях ГЭС затруднительна из-за невозможности обеспечения необходимых габаритных размеров машинного зала. В этих слу-

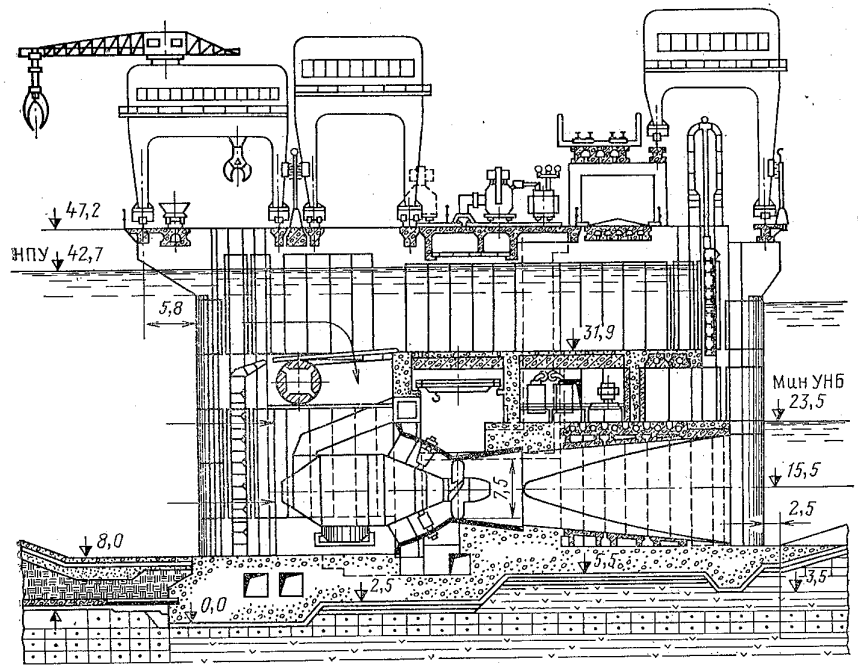


Рис. 6.24. Водосливное здание ГЭС с горизонтальными капсульными агрегатами (вариант проекта Нижнекамской ГЭС с агрегатами D_1=7,5 м)

чаях более эффективно применение горизонтальных гидроагрегатов. В отечественной практике получили распространение капсульные гидроагрегаты (Киевская, Каневская ГЭС на р. Днепре, Череповецкая ГЭС на р. Шексне). Имея небольшую высоту, эти гидроагрегаты вместе с полуоткрытым машинным залом легко размещаются под водосливом (рис. 6.24). Уменьшение заглубления здания ГЭС снижает стоимость его на 10—15 % по сравнению с вариантом установки вертикальных гидроагрегатов. Лобовой подвод воды к решеткам водосливного здания ГЭС обычно предопределяет ее высокую скорость (около 2 м/с). Поэтому для уменьшения скорости предусмотрена установка дополнительной горизонтальной решетки.

Эксплуатация капсульных гидроагрегатов сложнее, чем обычных вертикальных, так как их ремонт ведется в стесненных условиях и требует повышенных трудозатрат. Гидроагрегаты 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 Ортачальская ГЭС на р. Куре с бычковым зданием.

6.8. Приплотинные и наземные обособленные здания ГЭС

Приплотинные здания ГЭС вплотную примыкают к станционным гравитационным плотинам, реже к арочным или контрфорсным. Напор при этом воспринимается плотиной, в которой устроен водоприемник, соединенный со зданием ГЭС турбинными водоводами. Такие здания ГЭС получили широкое распространение и применяются при напорах от 30 до 200 м. Крупнейшие отечественные ГЭС Саяно-Шушенская, Красноярская, Братская, Усть-Илимская, Днепровская и др. имеют в своем составе приплотинные здания.

Чаще всего такие здания оборудуются радиально-осевыми турбинами с металлическими спиральными камерами (см. § 6.2). Повышенные напоры приводят к уменьшению диаметра рабочего колеса, поэтому отсасывающие трубы приплотинных зданий ГЭС 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 устанавливают 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.

На рис. 6.25 и 6.26 приведены поперечный разрез, план агрегатного блока и аксонометрическое изображение здания Саяно-Шушенской ГЭС на р. Енисее (оборудована десятью гидроагрегатами с турбинами РО, D_1=6,2 м, мощностью

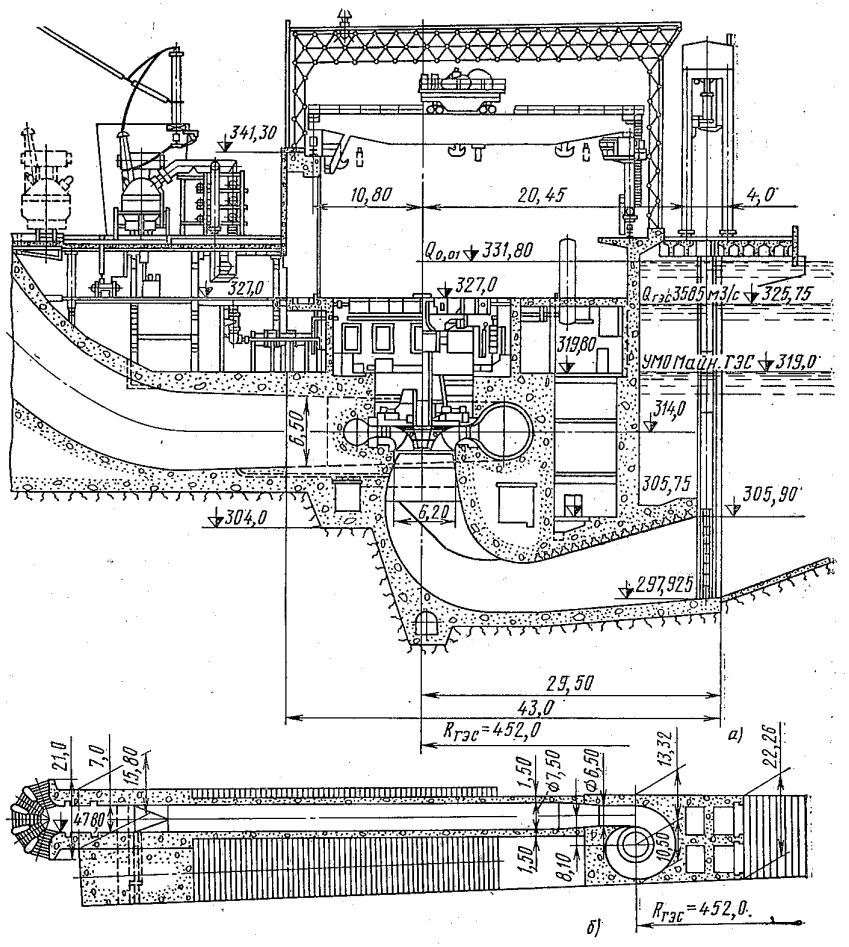


Рис. 6.25. Приплотинное здание Саяно-Шушенской ГЭС на р. Енисее:
а — поперечный разрез; *б* — план-разрез секции по оси турбинного водовода

640 МВт при $H_р$=194 м, суммарная мощность ГЭС 6400 МВт. Особенности здания: зонтичная конструкция гидрогенератора, повышенная низовая напорная стенка, облегченная конструкция верхнего строения за счет применения полукозлового крана, расположение агрегатных блоков не по прямой линии, а по дуге радиусом 452 м для обеспечения примыкания к арочно-гравитационной плотине. Применена жесткая сталебетонная 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 с ней единое целое. Завершением такого объ-

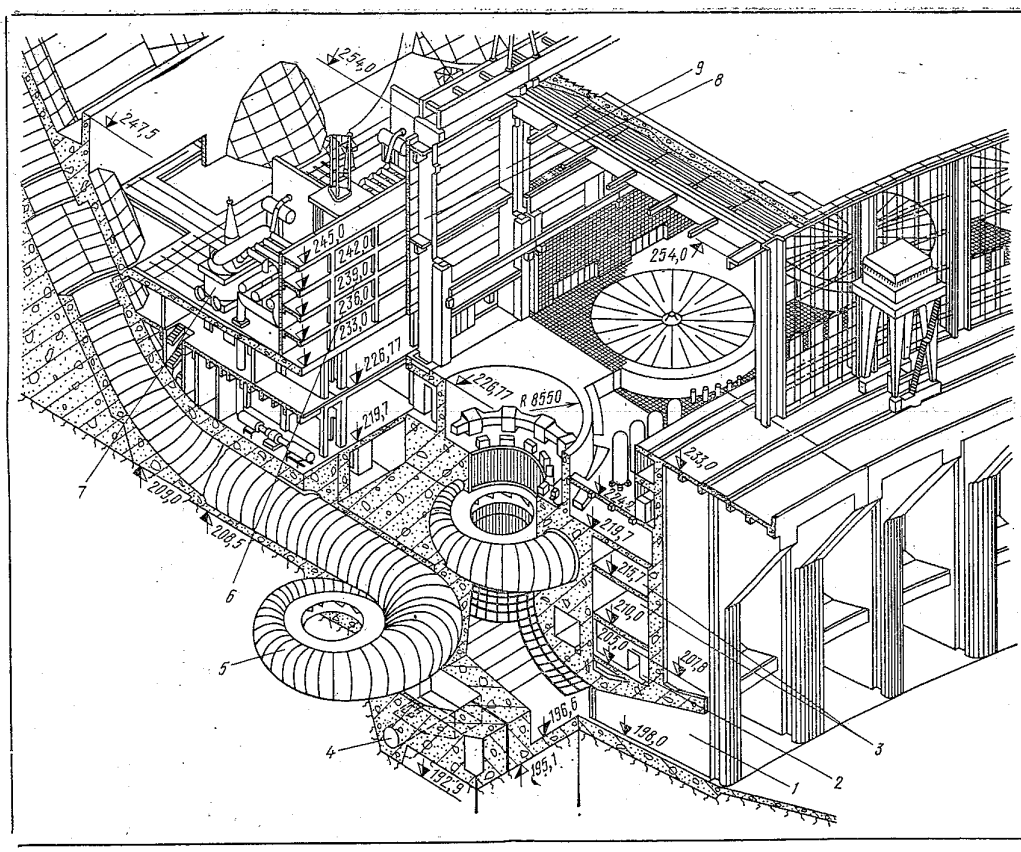


Рис. 6.26. Здание Саяно-Шушенской ГЭС (вариант проекта в аксонометрии):

1—отсасывающая труба; *2*—помещение насосов системы откачки дренажных вод; *3*—помещение системы технического водоснабжения; *4*—водосливная потерна; *5*—спиральная камера; *6*—галереи контрольных кабелей; *7*—главный повышающий трансформатор; *8*—колонна; *9*—двойная колонна

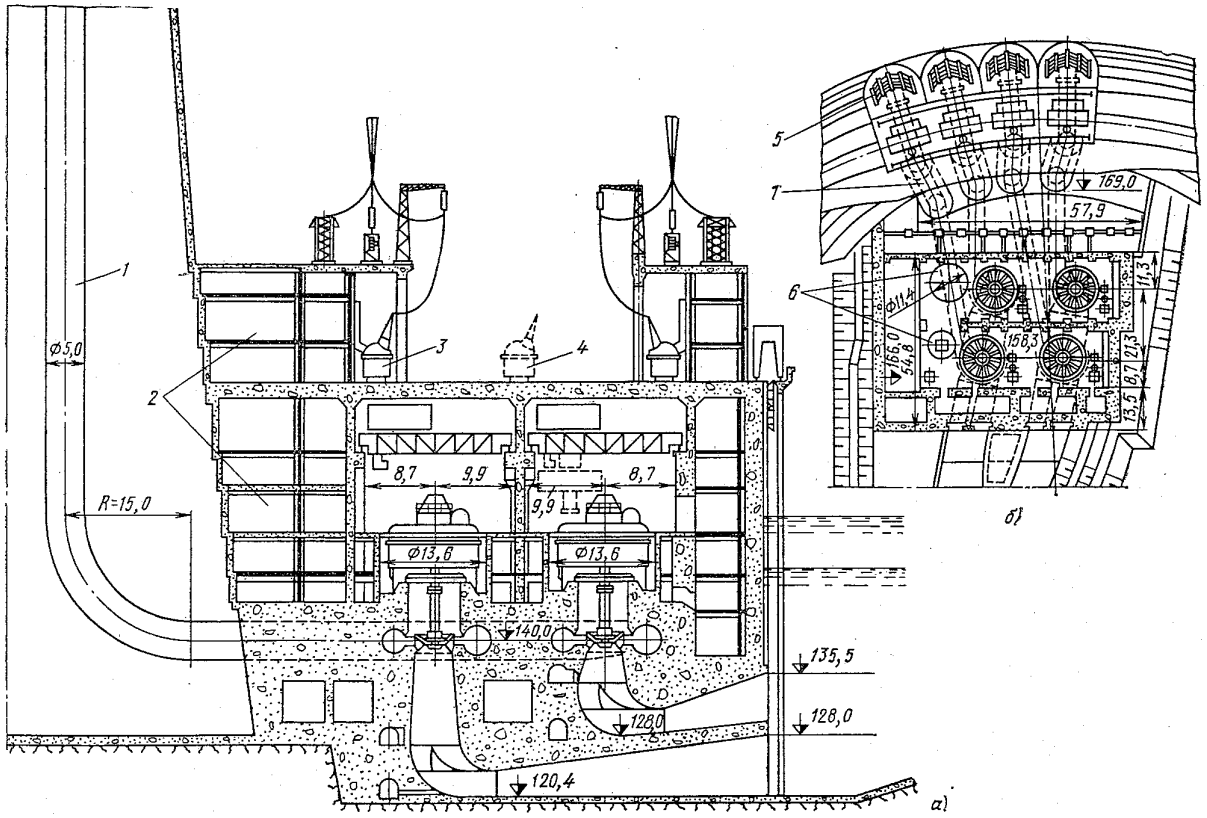


Рис. 6.27. Приплотинное здание Чиркейской ГЭС на р. Сулаке с двухрядным расположением агрегатов:

а—поперечный разрез; *б*—план-разрез; *1*—турбинный водовод; *2*—служебные помещения; *3*—трансформатор; *4*—положение трансформатора при перекатке; *5*—водоприемник; *6*—стенды сборки узлов агрегата

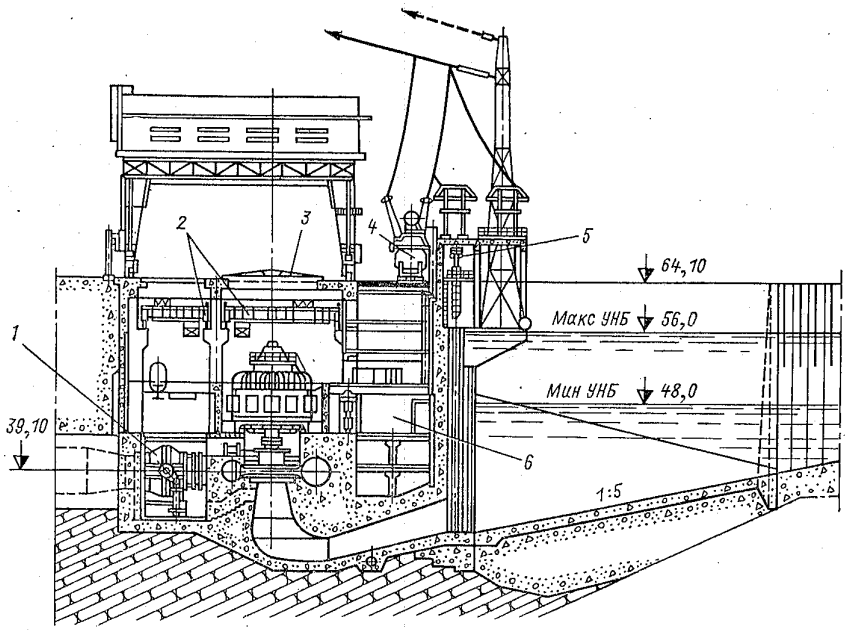


Рис. 6.28. Обособленное здание Нурекской ГЭС на р. Вахше:
1 — шаровой затвор; *2* — краны; *3* — съемные крышки; *4* — трансформатор; *5* — тельфер; *6* — служебные помещения

единения 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 гидроагрегатов, ухудшения условий эксплуатации. В зарубежной практике встречаются приплотинные здания ГЭС, крыша которых выполнена в виде водосбросного лотка.

Особого внимания заслуживают приплотинные здания ГЭС с двухрядным расположением гидроагрегатов. В СССР они применяются при строительстве ГЭС в узких горных ущельях. Сокращение длины здания ГЭС позволяет значительно уменьшить объемы скальных работ.

Построены две такие ГЭС: Чиркейская ГЭС на р. Сулаке (рис. 6.27) и Токтогульская на р. Нарыне. На Чиркейской ГЭС, построенной в 1979 г., установлены четыре гидроагрегата общей мощностью 1000 МВт при $H_р$=170 м, расположенных в два ряда в здании, примыкающем к арочной плотине. Над каждым рядом гидроагрегатов размещен мостовой кран. Особенностью двухрядной компоновки можно считать удлиненные конусы и диффузоры отсасывающих труб турбин верхового ряда.

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 приплотинных зданий ГЭС.

Примером такой конструкции может служить здание Фархадской ГЭС на р. Сырдарье (см. рис. 1.17).

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 или сооружения отдельного затворного помещения.

Здание Нурекской ГЭС на р. Вахше (рис. 6.28) построено в 1978 г. Мощность девяти гидроагрегатов ГЭС при $H_р$=230 м составляет 2700 МВт. Машинный зал ГЭС полуоткрытый, причем для шаровых затворов предусмотрен дополнительный пролет. Здание имеет высокую низовую напорную стенку, что связано со значительным заглублением турбин и большими колебаниями уровня нижнего бьефа.

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 $H_р$=312 м), Гордон Шрам на р. Пис-Ривер в Канаде (N=2116 МВт при $H_р$=152 м), Кабора Басса на р. Замбези в Мозамбике (N=2040 МВт при $H_р$=180 м). В СССР также построен ряд подземных ГЭС. Развитие их строительства сдерживается высокой стоимостью подземных работ. Между тем подземные здания имеют ряд преимуществ. При подземном расположении здания 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 (разработаны и применяются в СССР). 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 позволяют 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 расстоянии до дневной поверхности более 200 м по условиям сокращения электрических потерь при передаче большой мощности на низком генераторном напряжении может оказаться целесообразной подземная установка трансформаторов в расширенном машинном зале, или в примыкающих к нему нишах, или в отдельной галерее с устройством высоковольтных кабельных выводов.

Предтурбинные затворы, если они необходимы, можно разместить в машинном зале, но чаще для них устраивают отдельную галерею (см. рис. 1.20). Ремонтные затворы отсасывающих труб обычно размещают 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, устраивают грузовую шахту 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 устройство напорного отводящего туннеля (см. рис. 1.20), однако обычно это связано с необходимостью сооружения уравнительного резервуара. В концевых схемах для отвода воды могут применяться короткие туннели от каждого гидроагрегата, иногда в нижний бьеф могут выводиться непосредственно отсасывающие трубы.

Ингурская ГЭС на р. Ингури (рис. 6.29) имеет самое крупное в СССР подземное здание ГЭС. Характерным является косой подход турбинных водоводов к зданию ГЭС, что позволило разместить шаровые предтурбинные затворы в машинном зале, существенно не расширяя его. На ГЭС установлены пять гидроагрегатов с турбинами РО, D_1=4 м, суммарная мощность 1300 МВт при $H_р$==325 м.

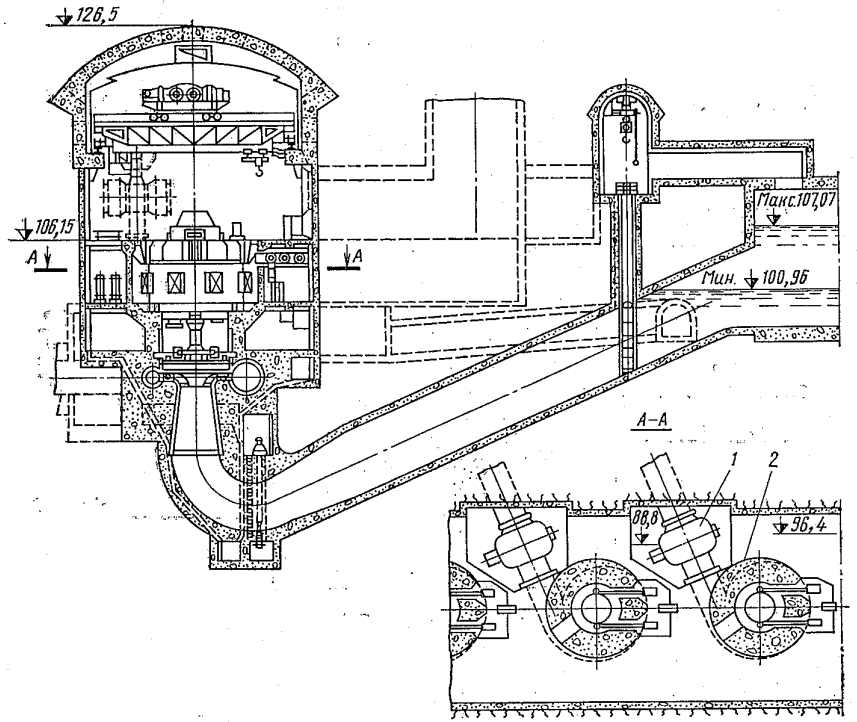


Рис. 6.29. Подземное здание Ингурской ГЭС на р. Ингури:
1 — предтурбинный затвор; *2* — спиральная камера

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 полуоткрытого машинного зала.

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 в основном не отличаются от применяемых при компоновке зданий ГЭС. Сходство состоит в том, что габариты и очертания массивной части определяются

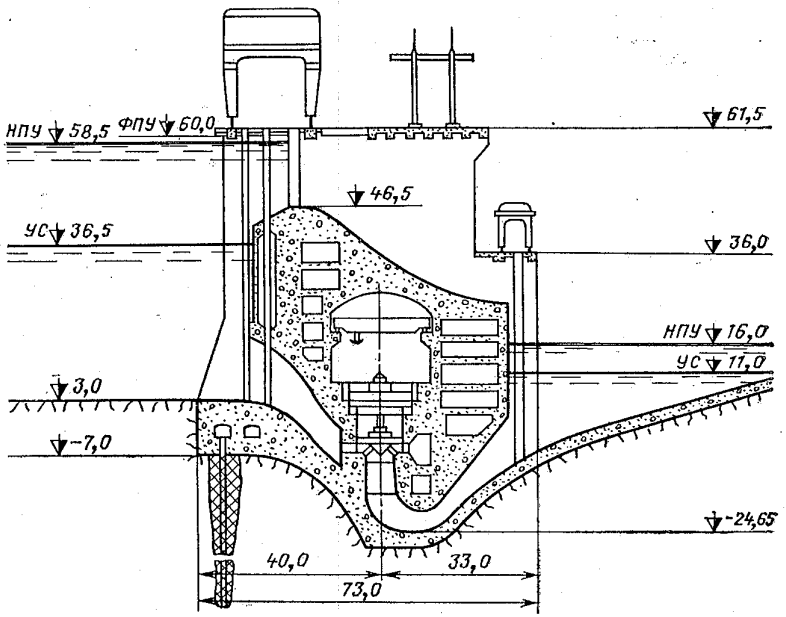


Рис. 6.30. Здание Константиновской ГЭС-ГАЭС

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 гидромашиной имеют сходные с обычным гидроагрегатом очертания проточной части, но требуют очень большого заглубления рабочего колеса под уровень нижнего бьефа.

Здания ГЭС могут входить в состав напорного фронта или быть обособленными.

Здание строящейся на р. Южном Буге Константиновской ГЭС-ГАЭС (рис. 6.30) входит в состав напорного фронта и является водосливным. Его особенностью является глубокая посадка агрегата вместе с машинным залом и круто изогнутая отсасывающая (всасывающая) труба, что характерно для многих ГАЭС. В показанном на рисунке варианте проекта намечались обратимые агрегаты с диагональными насос-турбинами, $D_1=7$ м. При $H_р=27$ м восемь таких агрегатов развивают в турбинном режиме мощность 384 МВт. Максимальный напор 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 $H_р=100$ м развивать мощность 1200 МВт. Значитель-

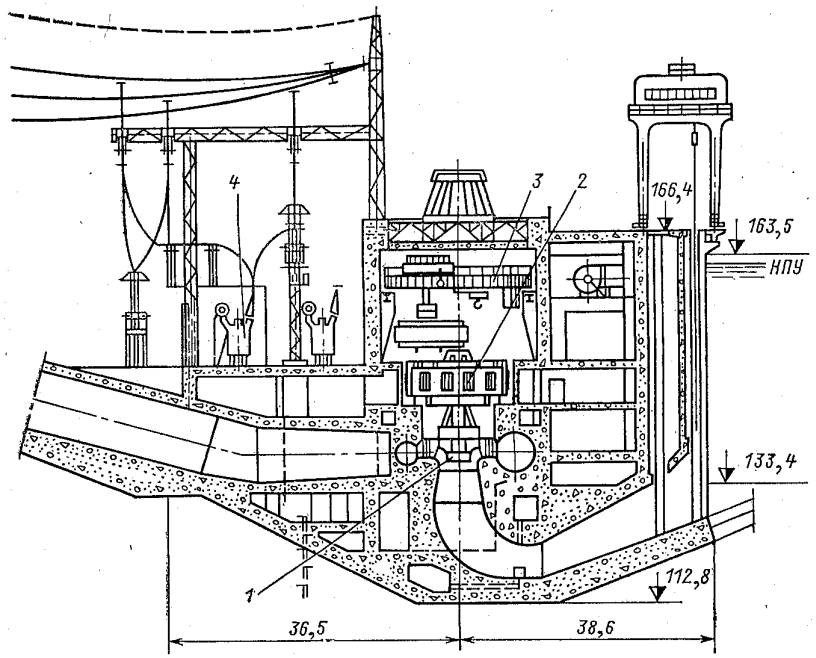


Рис. 6.31. Здание Загорской ГАЭС:
1 — обратимая гидромашина; *2* — двигатель-генератор; *3* — кран машинного зала; *4* — трансформатор

ное заглубление рабочего колеса гидромашины 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 в которой определяется засоренностью нижнего бассейна).

Большие заглубления зданий ГАЭС могут сделать целесообразным размещение агрегатных блоков в опускных колодцах, опускаемых с подкопом грунта в основании с одновременным наращиванием бетона. Такое решение, заметно снижающее объемы земляных и бетонных работ, применено в проекте Каневской ГАЭС.

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. Здания малых ГЭС

Для малых ГЭС применимы те же типы зданий, что и для крупных. Однако малые размеры гидроагрегатов, особенности их компоновки и требования к строительной части вносят в конструкцию зданий определенную специфику.

При малых размерах турбин относительный напор $\bar{H}$ (см. § 6.1) значителен, что сокращает диапазон напоров, при которых применимы здания руслового типа. На рис. 6.32 показано здание с напором около 10 м при $D_1=1$ м ($\bar{H}=10$). Оно сконструировано как приплотинное, так как русловое потребовало бы искусственного уширения для обеспечения устойчивости. В этом здании установлены гидроагрегаты с вертикальными турбинами ПЛ или Пр (см. § 3.16). Применение прямоугольной турбинной камеры и прямоугольного отводящего лотка обеспечивает простоту конструкций, облегчающую технологию строительства.

Обобщенные размеры элементов здания назначают следующие. Ширина турбинной камеры $B_к=(3\div5)D_1$ уточняется по размерам турбины и генератора. Ширина отводящего лотка принимается такой же. При малых напорах турбинная камера может быть безнапорной. В этом случае ее потолок должен возвышаться над наибольшим уровнем верхнего бьефа на 0,5—1 м, а крышка турбины должна располагаться ниже минимального уровня на

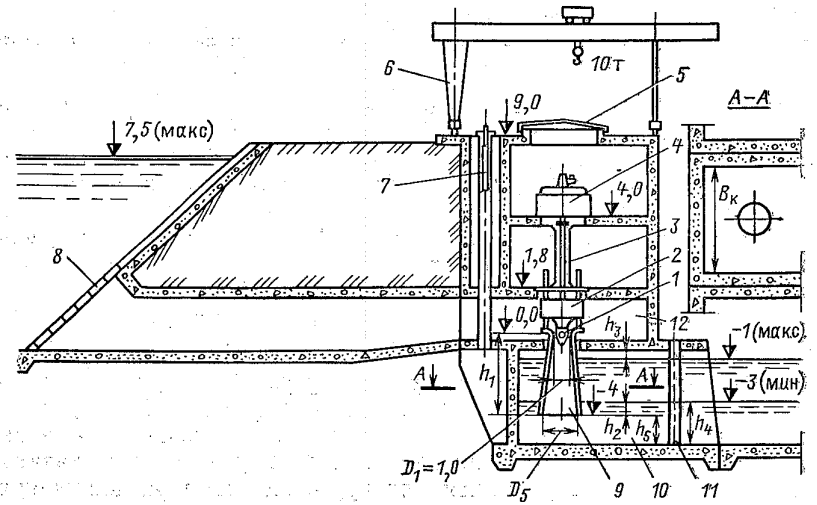


Рис. 6.32. Здание малой ГЭС с вертикальной ПЛ турбиной, $D_1=1$ м, мощностью 200 кВт:

1 — рабочее колесо турбины; *2* — цилиндрический затвор (вместо направляющего аппарата); *3* — вал; *4* — генератор; *5* — съемная крышка; *6* — козловой кран; *7* — аварийно-ремонтный затвор верхнего бьефа; *8* — решетка; *9* — прямоосная отсасывающая труба; *10* — отводящий лоток; *11* — паз ремонтного затвора нижнего бьефа; *12* — прямоугольная турбинная камера

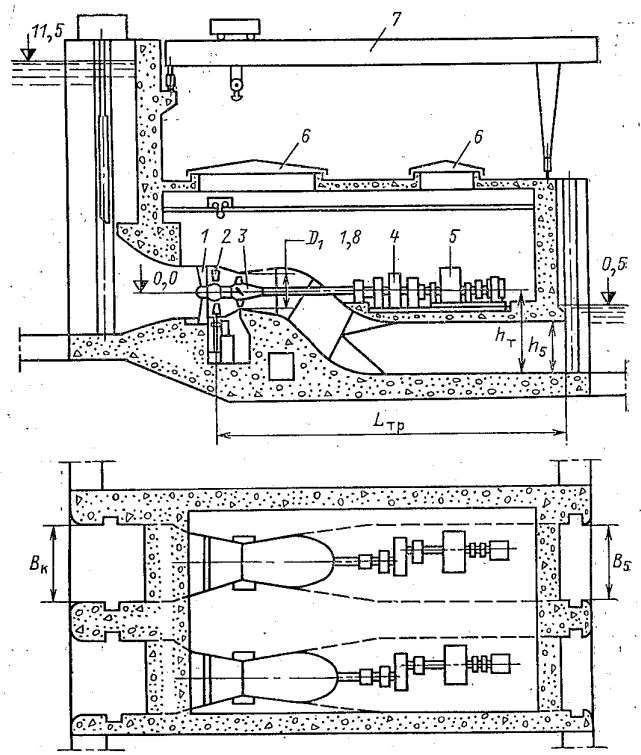


Рис. 6.33. Здание малой ГЭС с горизонтальной ПЛ турбиной и S-образной отсасывающей трубой (мощность 1500 кВт, $D_1=1{,}8$ м):

1 — статор турбины; *2* — направляющий аппарат; *3* — рабочее колесо турбины; *4* — мультипликатор; *5* — генератор; *6* — съемные крышки; *7* — козловой кран

$(1—1{,}8)D_1$. Высота отсасывающей трубы принимается в пределах $h_1=(2\div4)D_1$ и зависит от диапазона колебания уровней нижнего бьефа, так как при наинизшем уровне выходное отверстие трубы заглубляется под уровень воды не менее 0,5 м, глубина под отверстием $h_5=(1\div1{,}5)D_1$, потолок лотка должен быть выше наивысшего уровня на $h_3=0{,}5\div0{,}8$ м. Диаметр выходного отверстия D_5 зависит от длины трубы и определяется с учетом угла ее конусности $\theta=14\div16°$.

Своеобразна компоновка здания, в котором размещаются гидроагрегаты с прямоточной горизонтальной гидротурбиной ПЛ или Пр с S-образной отсасывающей трубой (рис. 6.33). Значительная длина трубы $L_{тр}=(6\div8)D_1$ приводит к увеличению ширины здания вдоль потока и увеличивает значение напора, при котором целесообразно здание руслового типа. Ширина входных и выходных отверстий такого здания $B_5\approx2D_1$, высота выходного отвер-

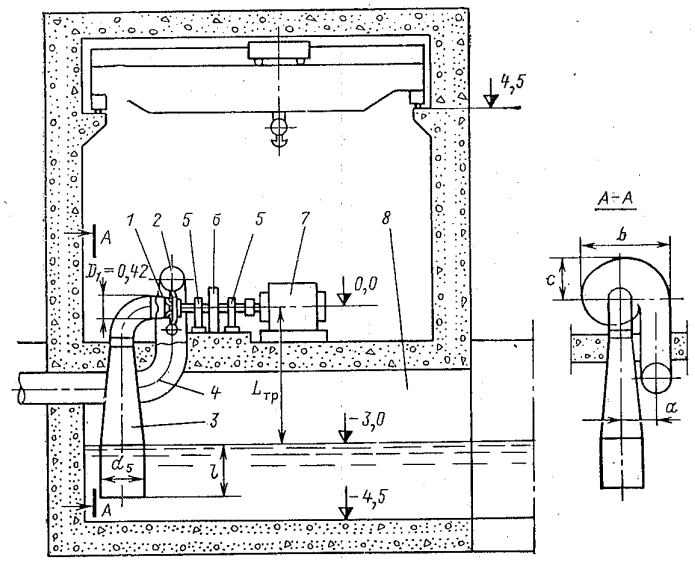


Рис. 6.34. Здание малой ГЭС с горизонтальной радиально-осевой турбиной, D_1=0,46 м, мощностью 500 кВт при $H_р$=49 м:

1 — рабочее колесо турбины; *2* — металлическая спиральная камера; *3* — металлическая коленчатая отсасывающая труба; *4* — турбинный водовод; *5* — подшипники; *6* — маховик; *7* — генератор; *8* — отводящий лоток

стия $h_5 \approx (1{,}5 \div 2) D_1$. Превышение оси гидроагрегата над дном отсасывающей трубы $h_т \approx 2{,}4 D_1$.

Принципы компоновки зданий с гидроагрегатами с вертикальной гидротурбиной РО мало отличаются от крупных ГЭС. При назначении высоты служебных помещений следует учитывать малые размеры гидроагрегатов и применять подвесные генераторы и удлиненные валы (это относится и к гидроагрегатам с вертикальной гидротурбиной ПЛ или Пр).

На рис. 6.34 показано здание ГЭС с гидроагрегатами с горизонтальной гидротурбиной РО: горизонтальная радиально-осевая турбина с металлической спиральной камерой и изогнутой отсасывающей трубой с вертикальным диффузором. Такой гидроагрегат компактен и не требует просторного машинного зала. Длина активного участка трубы $L_{тр} \approx 6 D_1$, но для сопряжения с уровнями нижнего бьефа она может быть увеличена цилиндрическим участком. Ориентировочные размеры спиральной камеры: $a \approx 1{,}4 D_1$; $b \approx 2{,}4\ D_1$; $c \approx 1{,}8 D_1$.

Применение на малых ГЭС агрегатов с увеличенным межремонтным циклом и агрегатно-узлового метода ремонта позволяет расширить область применения полуоткрытых машинных залов, как это показано на рис. 6.32 и 6.33.

6.12. 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.

Различают расчеты на общую прочность здания и местную прочность 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, подбирает-

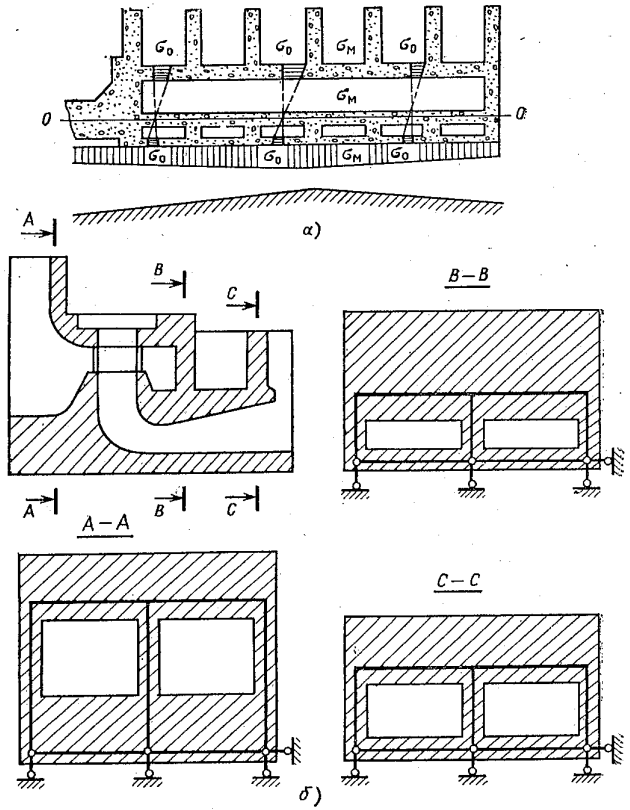


Рис. 6.35. К расчету прочности здания ГЭС поперек потока:

а — схема расчета длинных секций; *б* — то же коротких секций

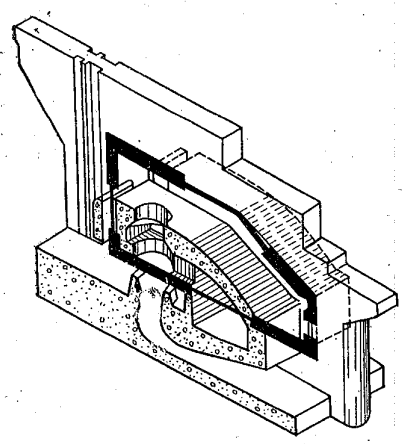


Рис. 6.36. Схема расчета прочности водосливного здания ГЭС вдоль потока

ся 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. 6.35,*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. 6.35,*б*). Усилия и моменты в рамах определяют методами строительной механики, применение ЭВМ позволяет выполнять сложные расчеты с учетом взаимовлияния смежных рам.

Расчеты общей прочности вдоль потока также выполняют, представляя вырезанные слои здания в виде рам (рис. 6.36).

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 увеличения высоты 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 строительстве в массив бетона закладывают контрольно-измерительные приборы. Результаты этих исследований обычно показывают хорошее совпадение значений расчетных и фактических напряжений, что свидетельствует о высоком уровне проектирования гидротехнических сооружений в нашей стране.

Глава 7

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ГЭС

7.1. Организация проектирования и строительства

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 им. С. Я. Жука. Для решения специальных проблем Гидропроект привлекает на субподрядных началах другие проектные и научно-исследовательские организации различных министерств и ведомств.

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 удачное инженерное решение может сберечь громадные средства, сократить и облегчить человеческий труд. Особенностью проектирования ГЭС является его вариантность, так как только на основе разработки и сравнения в схеме и проекте различных вариантов можно выбрать оптимальное решение.

Для проектирования будущих ГЭС первоначально составляется схема комплексного использования и охраны водных ресурсов целого региона и отдельного водотока, в которой разрабатываются энергетические и водохозяйственные возможности и территориальное размещение водопользователей. В соответствии с этим намечаются створы для гидроузлов. В схеме должны быть рекомендованы к строительству первоочередные гидроузлы, обладающие наилучшими технико-экономическими показателями. При этом проводятся необходимые топографические, инженерно-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 5 лет.

Проектирование гидроэнергетических объектов ведется обычно в несколько стадий. По заданиям районных энергетических управлений на первоочередные объекты, определенные в схемах, подразделения Гидропроекта разрабатывают технико-экономическое обоснование (ТЭО). В нем определяются основные инженерные решения, тип основных гидротехнических сооружений и их компоновки путем сравнения технико-экономических показателей, выявляются энергетические данные будущих ГЭС, условия их строительства, достаточно полно определяются объемы строительно-монтажных работ и составляется сводный сметно-финансовый расчет на строительство гидротехнического объекта, оценивается экономическая эффективность капиталовложений.

На основании ТЭО и в соответствии с народнохозяйственным планом принимается решение о строительстве ГЭС. Назначается заказчик — обычно районное энергетическое управление (РЭУ), 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 производятся выбор и отвод площадки будущего строительства.

В процессе разработки проекта уточняются решения ТЭО, 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 эксплуатацию, мероприятия по охране природной среды, устанавливается уточненная стоимость.

Для несложных гидротехнических объектов, например малых ГЭС, проводятся технико-экономические расчеты (ТЭР). В состав ТЭР входят те же разделы, что и в ТЭО, но многие из них сокращаются или исключаются.

Крупные объекты проходят экспертизу в Госстрое СССР, Госплане СССР и ГКНТ СССР. После прохождения экспертизы проекты на строительство крупных объектов утверждаются Советом Министров СССР. Гидротехнические объекты стоимостью менее 50 млн. руб. проходят экспертизу в госстроях союзных республик или в министерствах и ведомствах и утверждаются советами министров соответствующих республик.

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 решения проекта и передаваемых непосредственно исполнителям работ по строительству для ведения строительно-монтажных работ. Рабочее проектирование должно опережать строительные работы не менее чем на полгода.

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 им исполнителями — инженерами и техниками.

Строительство. Для осуществления строительства ГЭС, которое также ведется подрядным способом, определяется генеральная подрядная организация (генподрядчик) — 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 строительно-монтажных работ и их качеством, приемка законченных объектов. Генеральный подрядчик выполняет весь комплекс строительно-монтажных работ, привлекая на правах субподрядчиков специализированные тресты, которые создают на строительной площадке свои участки. Обычно в строительстве ГЭС участвуют следующие специализированные тресты и производственные объединения: Гидромеханизация (гидромеханизированные земляные работы), Гидромонтаж (монтаж механического оборудования и металлоконструкций), Гидроэлектромонтаж (монтаж электрического оборудования), Спецгидроэнергомонтаж (монтаж турбин, генераторов, вспомогательного оборудования), всесоюзное производственное строительно-монтажное объединение Союзгидроспецстрой (буровзрывные, проходческие, гидроизоляционные и другие работы). Всесоюзное производственно-научное объединение Союзгидроэнергострой объединяет тресты и управления, ве-

дущие гидроэнергостроительство, специализированные тресты, некоторые научные и проектно-изыскательские организации.

Взаимоотношения между заказчиком и генподрядчиком (а также между генподрядчиком и субподрядчиком) регулируются подрядным договором, заключаемым на весь период строительства. Оплата заказчиком выполненных работ производится за товарную строительную продукцию, под которой понимается или небольшой законченный объект, или пусковой комплекс крупного объекта.

Незадолго до ввода ГЭС в эксплуатацию создается государственная приемочная комиссия, которая проверяет соответствие сооружений проекту, разрешает выполнение важнейших этапов пуска, заканчивающихся опробованием гидроагрегата 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, эксплуатационники осваивают оборудование. После ввода последнего гидроагрегата и полного окончания строительно-монтажных работ ГЭС передается в промышленную эксплуатацию районному энергетическому управлению.

7.2. Пусковой комплекс

На большинстве ГЭС первые гидроагрегаты 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. Достигаемый при этом экономический эффект может быть значительным: например, стоимость электроэнергии, выработанной Красноярской ГЭС в период ее достройки, практически окупила 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, 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.

Поворотно-лопастные и диагональные турбины способны работать при пониженных напорах. На ГЭС, оборудованных радиально-осевыми турбинами, монтаж первых гидроагрегатов 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 гидроагрегатов. При этом обязательно выполняются верховые напорные стенки, бычки и уложенные на них пролетные строения подкрановых путей и мостов, что необходимо для достройки ГЭС и поддержания напора (см. рис. 7.2,*б*).

Для пропуска расхода 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 гидроагрегатов. Достройка бетонных сооружений на втором этапе строительства происходит под защитой затворов, перекрывающих пролеты со стороны верхнего и нижнего бьефов.

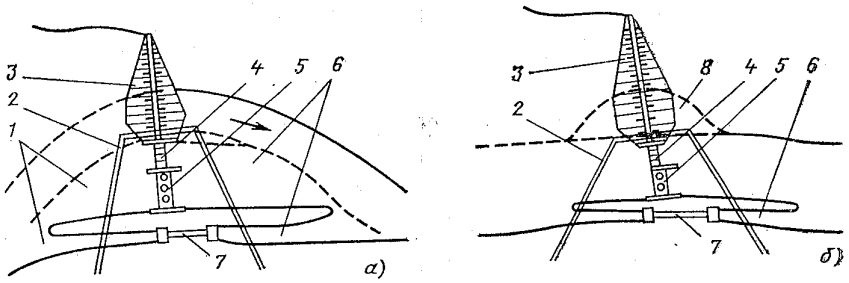


Рис. 7.1. Компоновка плотинных гидроузлов:
а — береговая (пойменная); *б* — русловая; *1* — подводящие каналы; *2* — перемычка; *3*—земляная плотина; *4* — водосливная плотина; *5* — здание ГЭС; *6* — отводящие каналы; *7* —судоходный шлюз; *8* — дополнительная прорезь

Для поддержания напора на недостроенном сооружении и его достройки требуется большое число затворов. Эксплуатационных затворов для этой цели обычно не хватает, и приходится изготовлять временные строительные затворы. Их число 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*).

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 однобережной (рис. 7.1) и двухбережной, при которой бетонные сооружения располагаются на разных берегах. При двухбережной компоновке приходится создавать производственные базы и поселки на двух берегах или строить мост, поэтому однобережная компоновка предпочтительнее. При однобережной 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, пропуская расходы воды по обводным туннелям или через недостроенную плотину, с тем чтобы своевременно возвести бетонные сооружения до пусковых отметок. 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. Индустриализация строительства и особенности производства бетонных работ

Под индустриализацией строительства в основном понимается возведение сооружений на высокомеханизированной стройплощадке путем монтажа из деталей, изготовленных в заводских условиях, что повышает интенсивность возведения и производительность труда. Специфика гидротехнического строительства заключается в уникальности каждого гидротехнического сооружения и особых требованиях к водонепроницаемости бетонных конструкций. Основу технологии гидротехнического строительства составляют приготовление и укладка монолитного бетона. Здесь индустриализация достигается за счет использования мощных автоматизированных бетонных заводов порционного и непрерывного действия, создания транспортного конвейера из специальных автомашин, транспортеров, трубопроводов, применения маневренных и высокопроизводительных бетоноукладочных кранов, управляемых механизмами вибраторов для проработки бетона.

При строительстве зданий ГЭС часто применяют бетоновозные эстакады, пролетные строения которых размещают 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

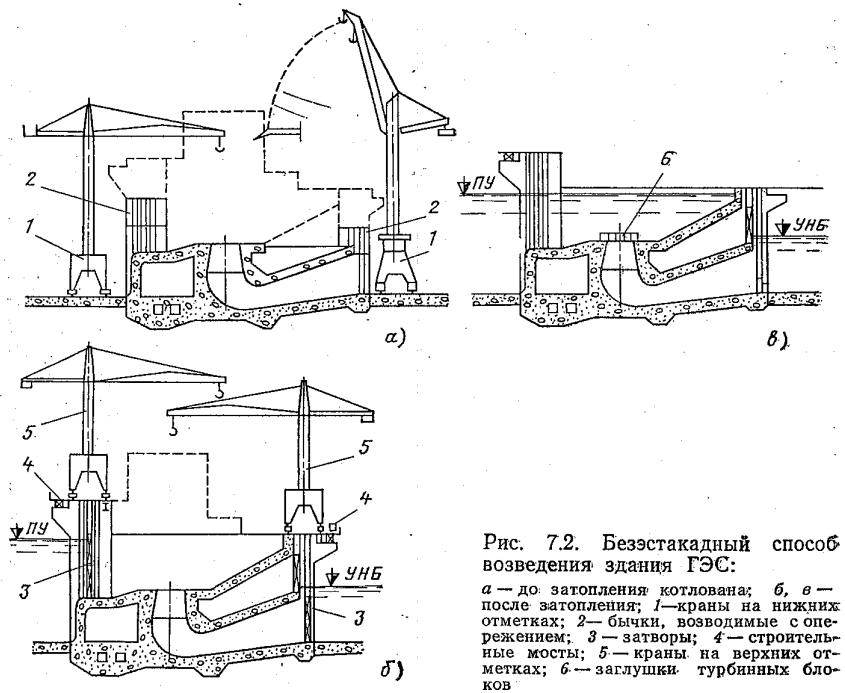


Рис. 7.2. Безэстакадный способ возведения здания ГЭС:

а — до затопления котлована; *б, в* — после затопления; *1*—краны на нижних отметках; *2*— бычки, возводимые с опережением; *3* — затворы; *4* — строительные мосты; *5* — краны на верхних отметках; *6* — заглушки турбинных блоков

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) с применением башенных кранов типа КБГС-450 грузоподъемностью до 25 т, БК-1000 и КБГС-1000 грузоподъемностью до 50 т. Фундаментная плита бетонируется с помощью самосвалов, передвигающихся по бетоноукладочным мостикам. Укладка бетона верхних частей сооружения до затопления котлована ведется кранами, расположенными на понуре и водобое. Бычки верхнего и нижнего бьефов должны возводиться с опережением по отношению к агрегатному массиву, это позволяет до затопления котлована перемонтировать краны на пролетные строения отделений затворов и использовать их в качестве эстакад.

Следует отметить нежелательность установки кранов на промежуточных отметках сооружения, так как они затрудняют дальнейшее ведение работ.

При возведении высоконапорных сооружений могут применяться выдвижные краны в сочетании с эстакадами, а также кабельные краны, которые в отечественной практике используются как вспомогательные.

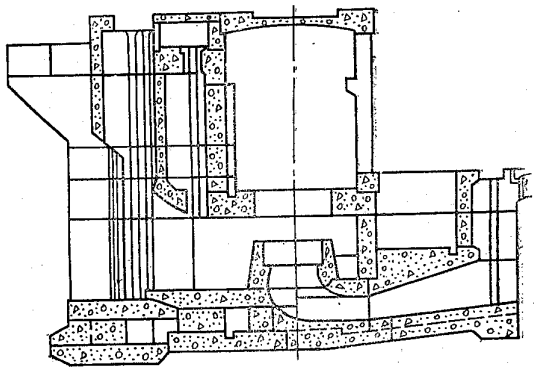


Рис. 7.3. Разрезка здания ГЭС на блоки бетонирования (Каунасская ГЭС на р. Немане)

Массивная часть зданий ГЭС разрезается строительными швами на блоки бетонирования объемом 200—600 м³ (рис. 7.3), которые по вертикали разделяют массив на ярусы. В каждом ярусе разбивка на блоки делается такой, чтобы не было сквозных вертикальных швов и осуществлялась их перевязка. Для компенсации температурных и усадочных деформаций проектом намечается определенная последовательность бетонирования блоков, выделяются замыкающие блоки, бетонируемые в последнюю очередь, через 2—3 мес после укладки основных блоков.

Предпринимались попытки создания зданий ГЭС на основе конструкций из сборного железобетона. Так, 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 изготовлялись на полуавтоматизированных поточных линиях и монтировались специальными козловыми кранами грузоподъемностью 200 т, охватывающими поперечное сечение здания. Этот крупномасштабный производственный эксперимент (всего было смонтировано около 500 тыс. м³ сборного железобетона) подтвердил возможность сокращения продолжительности строительства и его трудоемкости.

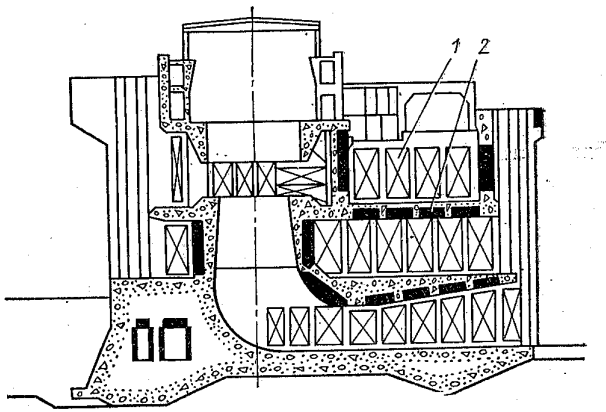


Рис. 7.4. Здание Саратовской ГЭС на р. Волге, возведенное с применением крупноразмерных элементов:

1—вертикальные элементы; *2* —горизонтальные элементы

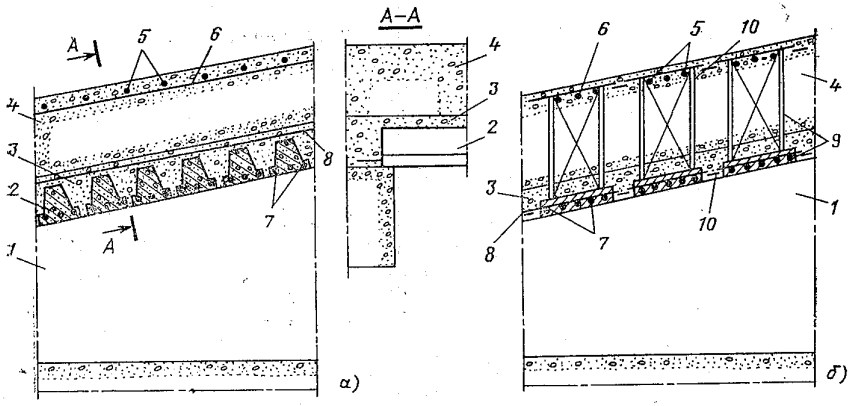


Рис. 7.5. Сборно-монолитные конструкции перекрытий:
а — с применением балок; *б* — с применением армоферм с омоноличенным нижним поясом; *1* — водовод; *2* — балки; *3* — первый ярус бетона; *4* — второй ярус бетона; *5* — верхняя поперечная арматура; *6* — верхняя продольная арматура; *7* — нижняя поперечная арматура; *8* — нижняя продольная арматура; *9* — армофермы; *10* — сварные стыки арматуры

но показал, что для уменьшения числа трудновыполнимых стыков требуется дальнейшее увеличение массы элементов и грузоподъемности кранов.

Значительно большее распространение получили индустриальные конструкции, улучшающие производство арматурных и опалубочных работ при монолитной укладке основных объемов бетона, например арматурные конструкции (*армофермы*, *фермопакеты*, *сетки*), изготовляемые на арматурных заводах и монтируемые строительными кранами. Монтаж штучной арматуры в настоящее время почти не применяется.

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 свежеуложенного 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 изготовляются на предприятиях производственной базы. Продольная арматура нижнего пояса соединяется на монтаже сваркой. Бетонирование также ведется в два яруса.

Аналогично может выполняться сложнейший элемент массива — торовая часть колена отсасывающей трубы (рис. 7.6). 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.

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. Они удобны для выполнения больших вертикальных плоскостей и особенно целесообразны там, где затруднена распалубка (шахты, швы).

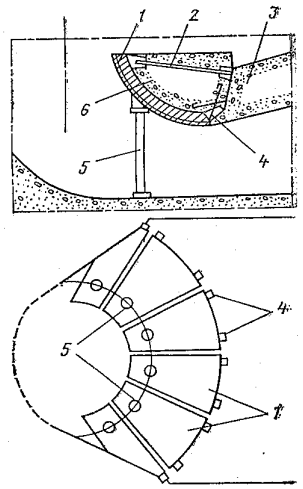


Рис. 7.6. Сборно-монолитная конструкция тора отсасывающей трубы:
1—железобетонный сегмент; *2*—тяги; *3* — ранее забетонированное перекрытие; *4* — опорный узел; *5* — опорные инвентарные стойки; *6* — бетон омоноличивания

В качестве несъемной железобетонной опалубки применяются также *плиты-оболочки* толщиной 10—12 см.

Весьма эффективны конструкции *предварительно омоноличенных пазовых закладных частей*. Их изготовляют 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 строительствах Каунасской, Плявиньской, Рижской, Воткинской, Киевской, Каневской, Чебоксарской и ряда других ГЭС, где дали большой производственный эффект, выразившийся в снижении стоимости, трудоемкости и ускорении хода строительства.

При современном уровне оснащения строек кранами сборно-монолитные конструкции 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 ка-

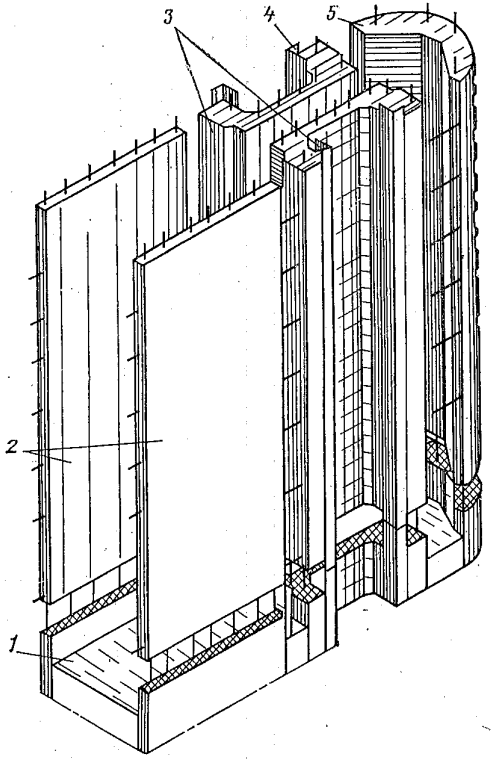


Рис. 7.7. Сборно-монолитный бычок:
1 — ранее уложенный бетон; *2* — плоские армопанели; *3* — предварительно омоноличенные пазовые конструкции; *4* — металлические закладные части; *5* — армопанель оголовка бычка

чественно нового, прогрессивного и экономичного способа выполнения наиболее трудоемких элементов.

Следует отметить также, что применение сборно-монолитных конструкций 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 монолитным бетоном при соответствующей подготовке их тыльных поверхностей (наилучшие результаты дает пескоструйная обработка поверхности затвердевшего, но не набравшего полной прочности бетона, а также отштамповка неровностей).

7.5. Эксплуатация ГЭС

Основная задача эксплуатации ГЭС — выработка электроэнергии с обеспечением высокой надежности энергоснабжения в соответствии с потребностями энергосистемы при плановых затратах

на единицу вырабатываемой энергии. Гидроэлектростанции — это предприятия с исключительно высоким уровнем механизации и автоматизации производственного процесса. Их эксплуатация требует сравнительно небольшого числа персонала при благоприятных условиях труда. Как уже отмечалось, штатный коэффициент в среднем по ГЭС СССР составляет 320 чел/ГВт, а на ряде современных ГЭС он еще ниже.

Введенные в эксплуатацию ГЭС подчиняются одному из районных энергетических управлений (РЭУ). Непосредственно на ГЭС для эксплуатации сооружений и оборудования создаются цехи: на крупных ГЭС — гидротехнический, турбинный и электромеханический, на ГЭС средней мощности — гидротехнический и электромашинный, на небольших ГЭС применяется бесцеховая структура. Распространено объединение ГЭС на одном водотоке в каскады, имеющие единое управление и цехи. Цехи на ГЭС осуществляют текущий ремонт, уход за оборудованием и сооружениями. Для капитальных ремонтов привлекаются специализированные организации.

На ГЭС имеется оперативная служба во главе с начальниками смен, управляющая режимом работы ГЭС по указаниям диспетчерской службы энергосистемы. Управление ГЭС небольшой и средней мощности часто производится с помощью средств телемеханики с центральных диспетчерских пунктов, что достаточно экономично, особенно для малых ГЭС.

Эксплуатация ГЭС ведется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей».

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. На многих ГЭС систематически ведутся научно-исследовательские работы с целью улучшения характеристик оборудования, оптимизации режимов и т. д. По результатам исследований модернизируется оборудование, совершенствуются правила эксплуатации.

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 мероприятия*, проводимые по графику. Вместе с ремонтными работами они относятся к текущим ремонтам. *Капитальные ремонты* гидроагрегатов проводятся по графику в среднем один раз в 4 года с привлечением специализированных организаций.

Современные ГЭС оснащены хорошо оборудованными ремонтными мастерскими, в которых ремонт ведется *агрегатно-узловым методом* с доставкой узлов ремонтируемого оборудо-

вания в мастерские. Для использования возможностей мастерских ГЭС и снижения трудоемкости ремонтных работ важно, чтобы в проекте предусматривалось оснащение всех эксплуатационных помещений грузоподъемными механизмами, а также транспортными коммуникациями. Однако сложные ремонтные работы целесообразно проводить силами предприятий РЭУ.

Важной задачей является защита оборудования, особенно механического, от коррозии. Современные ГЭС оборудуются специальными цехами, в которых затворы, решетки и другое оборудование периодически подвергаются пескоструйной обработке с последующей окраской высококачественными красками.

На многих ГЭС встречаются специфические трудности эксплуатации. Так, в районах с холодными зимами — это обмерзание затворов, решеток, пазов; на ГЭС, ложе водохранилищ которых ранее было покрыто лесом, а также на лесосплавных реках — повышенное засорение решеток и акватории древесным мусором; на ряде южных ГЭС — заиление водохранилищ, бассейнов, каналов, а в зимнее время — шуга.

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.

7.6. Реконструкция, техническое перевооружение и расширение действующих ГЭС

В решениях XXVII съезда КПСС и планах развития народного хозяйства страны намечено значительное увеличение доли капиталовложений, выделяемых на реконструкцию, техническое перевооружение и расширение действующих предприятий. Затраты на эти цели, как правило, дают более значительный народнохозяйственный эффект по сравнению с новым строительством.

Техническое перевооружение — это комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня предприятий на основе внедрения передовой техники и технологии с использованием достижений научно-технического прогресса, заменой устаревшего и физически изношенного оборудования более производительным, совершенствования общестанционного хозяйства и вспомогательных служб. Техническое перевооружение производится, как правило, без расширения производственных площадей, но с частичной перестройкой зданий и сооружений. При этом численность работающих должна сокращаться с одновременным улучшением условий труда и охраны окружающей среды.

Под реконструкцией понимаются аналогичные мероприятия, сопровождающиеся переустройством объекта, увеличением его производственных мощностей со строительством новых и расширением существующих сооружений основного и вспомогательного назначения, с ликвидацией диспропорций в технологическом процессе. Реконструкция, как правило, проводится без увеличения числа работающих.

При расширении на действующих предприятиях создаются дополнительные производства, увеличиваются производственные мощности в более короткие сроки и с меньшими затратами по сравнению со строительством новых объектов, повышаются технический уровень и эффективность предприятия в целом.

Многие отечественные ГЭС находятся в эксплуатации 40—50 лет. На большинстве из них не проводились крупномасштабные работы по реконструкции. Несмотря на проводимые ремонты и частичную модернизацию, на этих ГЭС повышается аварийность, снижаются энергетические показатели, возрастают эксплуатационные издержки. Обследования ряда старых ГЭС показали: проточная часть турбин порой сильно изношена кавитацией и наносами, что ухудшило их характеристики; обмотки генераторов не выдерживают повышенных нагрузок, подпятники и подшипники уступают современным по надежности; устарели системы регулирования турбин, генераторов автоматизации, защиты, управления, связи. Большинство старых ГЭС не соответствует современным нормам охраны труда, техники безопасности и защиты окружающей среды. Несовершенны системы вентиляции, пожаротушения, канализации, изношено оборудование вспомогательных систем, механическое оборудование повреждено коррозией. В то же время состояние собственно гидротехнических сооружений удовлетворительное. Все это и создает предпосылки для реконструкции и технического перевооружения.

На ряде ГЭС возможно увеличение мощности и выработки за счет повышения напора при увеличении подпорного уровня, расчистки нижнего бьефа, сокращения потерь напора в водоприемниках, водопроводящих сооружениях, на решетках и т. д. Энергетические показатели могут возрасти за счет снижения потерь воды на повышенную фильтрацию, холостые сбросы. Простая замена старого гидросилового оборудования новым, более совершенным позволяет увеличить мощность и выработку до 10 %. Поэтому техническое перевооружение и реконструкция старых ГЭС обычно подразумевают полную замену гидросилового, электрического, вспомогательного санитарно-технического оборудования и проведение необходимых строительных работ. В меньшей степени ГЭС нуждаются в реконструкции собственно гидротехнических сооружений.

Оценка экономической эффективности реконструкции и технического перевооружения производится по принципам, изложенным в § 2.5. В настоящее время принят предельный срок службы оборудования, равный 40 годам. В этом случае реконструкция ранее построенных ГЭС абсолютно эффективна, так как ее стоимость заведомо меньше стоимости строительства любой новой электростанции. Если срок службы оборудования ГЭС еще не достиг предельного, рассматривают эффективность проведения реконструкции до истечения этого срока, сопоставляя затраты на реконструкцию с повышенными ежегодными издержками и пониженной энергоотдачей без реконструкции, которую все же придется провести по истечении предельного срока. Такие расчеты помогают установить очередность выполнения реконструкции различных ГЭС.

Стоимость работ по реконструкции или техническому перевооружению определяется на основании результатов тщательного обследования состояния сооружений и оборудования и проектных проработок в виде технико-экономического расчета (ТЭР), состав которого аналогичен ТЭО. Далее в обычном порядке разрабатываются проект и рабочая документация.

Выполнение строительных и монтажных работ по реконструкции и техническому перевооружению сложно и в условиях действующей ГЭС связано с ограничением или полным прекращением энергоотдачи. По окончании работ ГЭС должна превратиться в современное предприятие, способное эффективно работать десятилетия.

За годы эксплуатации на многих ГЭС изменилась гидрологическая обстановка, оказалась заниженной по современным понятиям установленная мощность. Расширение этих ГЭС возможно при строительстве дополнительного здания и установке дополнительных гидроагрегатов. Практическая возможность такого решения определяется компоновкой гидроузла и бывает эффективна. Примером может служить расширение Днепровской ГЭС им. В. И. Ленина, где к водосливной плотине пристроено новое здание ГЭС и мощность увеличена с 650 до 1538 МВт.

Список литературы

1. **Аршеневский Н. Н.** Обратимые гидромашины гидроаккумулирующих электростанций. М.: Энергия, 1977.
2. **Гидроэлектрические** станции/ Под ред. В. Я. Карелина, Г. И. Кривченко. М.: Энергоатомиздат, 1987.
3. **Гидроэнергетика**/ Под ред. В. И. Обрезкова. М.: Энергоиздат, 1981.
4. **Гончаров А. Н.** Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. М.: Энергия, 1978.
5. **Денисов И. П.** Основы использования водной энергии. М.: Энергия, 1974.
6. **Карелин В. Я., Волшаник В. В.** Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986.
7. **Кривченко Г. И.** Гидравлические машины. Турбины и насосы. М.: Энергоатомиздат, 1983.
8. **Непорожний П. С., Обрезков В. И.** Введение в специальность. Гидроэлектроэнергетика. М.: Энергоатомиздат, 1982.
9. **Нормы** технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций: ВНТП 41-85/ Минэнерго СССР. М.: 1986.
10. **Подъемные** механизмы гидротехнических сооружений/ Под ред. В. Я. Мартенсона. М.: Энергия, 1978.
11. **Полонский Г. А.** Механическое оборудование гидротехнических сооружений. М.: Энергия, 1982.
12. **Слисский С. М.** Гидравлика зданий гидроэлектростанций. М.: Энергия, 1970.
13. **Справочник** по гидротурбинам/ Под ред. Н. Н. Ковалева. Л.: Машиностроение, 1984.
14. **Технический** прогресс энергетики СССР/ Под ред. П. С. Непорожнего. М.: Энергоатомиздат, 1986.
15. **Экономика** гидротехнического и водохозяйственного строительства/ Под ред. Д. С. Щавелева. М.: Стройиздат, 1986.

Предметный указатель

Агрегат см. Гидроагрегат
Агрегатный массив 185
Акведук 23, 160
Аккумулятор 13

Бассейн:
  ГАЭС 13
  — верхний 13, 67
  — нижний 13
  суточного регулирования 23, 25, 65
Берма 152
Бьеф:
  верхний 9, 183
  нижний 9, 36, 37, 183
Быстроходность турбин 87

Вакуум 104, 166, 170, 179
Ветродвигатель 30
Водное хозяйство 32
Водность потока 7
Водные ресурсы 32
Водный транспорт 36
Водобой 193
Водовод:
  деривационный 151
  турбинный 16, 23, 173, 174, 175, 179
Водовыпуск 23
Водопользование 32
Водопользователи 33
Водопотребители 33
Водопотребление 33
Водоприемник 144
  башенный 22, 147
  береговой 145
  ГЭС 16, 19, 143, 145, 146
  глубинный 141
  поверхностный 141
Водосброс 204, 207
Водоснабжение 34, 138
Водохранилище 9, 33, 36, 48, 49
Волна 159
  обратная 163, 164
  прямая 163, 164
  скорость распространения 164
Вспомогательное оборудование 138, 141
Выводы высоковольтные 135
Выключатель электрических соединений 134
Выработка (производство) электроэнергии:
  АЭС 31
  ГЭС 15, 32, 49, 60, 61, 67
  ТЭС 31
Высота отсасывания 107

Гидроагрегат 76, 115, 118
  вертикальный 119
  ГАЭС 119
  горизонтальный 119
  для малых ГЭС 119
  капсульный 118
  с ПЛ турбиной 116, 120
  с РО турбиной 117, 120
Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) 67, 119
Гидрогенератор 76, 108, 110, 111, 112
  асинхронный 113
  синхронный 108
Гидрограф 46
Гидротурбина 76, 80, 81, 120
Гидроузел 16, 45, 22, 23
  деривационный 22, 25
  комплексный 32, 43
  контррегулирующий 36, 65
  плотинный 17, 230
Гидроэнергетика, отрасль 6
Гидроэлектростанция (ГЭС) 13, 16, 30
График:
  выдачи мощности ГЭС 63
  диспетчерский 238
  нагрузки энергосистемы 28
Грузоподъемные механизмы 130
  краны 130, 132
  стационарные 133

Дамба 152
Двигатели-генераторы ГАЭС 114
Деривация:
  безнапорная 10, 22, 158
  напорная 10
Дюкер 161

Закладные части реактивных турбин 76, 78, 79
Закон сохранения энергии 7
Затворы ГЭС 122, 123, 124, 125
Затраты приведенные ежегодные 156
Защита вод от загрязнения 35, 39
  — — от наводнений 38
Здание:
  ГАЭС 217
  ГЭС 16
  — классификация 179
  — обособленное 16, 22, 25, 180, 210, 215
  — приплотинное 16, 19, 179

Здание ГЭС русловое 16, 17, 179, 202, 204, 208
  малых ГЭС 220
Здравоохранение и спорт 37

Издержки:
  амортизационные 70, 71
  ежегодные 70
  постоянные 70, 71
  приведенные 157
  топливные 70
  эксплуатационные 70
Индустриализация строительства 231
Интегральная кривая стока 51

Кавитация 105
Камеры турбинные 99, 103
Канал деривационный 10, 151
Капиталовложения 69
Каскад ГЭС 10, 11
Класс сооружения 188
Кольцо жесткости 178
Комплекс:
  водохозяйственный 33
  топливно-энергетический 27, 32
Компоновка:
  генератора 115
  гидроагрегата 114
  гидроузла 231
Конструкция верхнего строения 201
Коэффициент:
  вариации 46
  гидравлического удара 168
  емкости водохранилища 49
  кавитации 107
  Кориолиса 6
  крепости 153
  надежности 190
  полезного действия (КПД) АЭС 29
  — — ГАЭС 67
  — — генератора 110
  — — гидроаккумулирования 13
  — — ГТУ 29
  — — ГЭС 14, 30
  — — КЭС 29
  — — турбин 88
  — — ТЭЦ 29
  сочетания нагрузки 190
  Шези 155
  шероховатости 155
  штатный 70
  экономической эффективности 73
Кривая:
  обеспеченности 46
  подпора 9
  связи уровней и расходов 46
Круговорот воды 5

Линия:
  бытового стока 56
  наполненного водохранилища 57
  электропередачи ВЛ 27
Лопастная система ПЛ турбин 80

Маркировка турбин 103
Маслонапорные установки 81
Массивная часть здания ГЭС 183
Машинный зал 180, 195, 196
Метод сравнения приведенных ежегодных затрат 73
  — сравнительной экономической эффективности 72
Модели турбин 107
Момент:
  крутящий 166
  маховой 110
  на валу гидроагрегата 166
  тормозящий 166
Монтажная площадка 199
Мощность:
  ГАЭС 44, 15
  гидрогенератора 110, 113
  ГЭС 14, 44, 63, 64
  единица 7
  максимальная 63, 64
  номинальная 167
  потока 7, 9
  резервная 28
  среднесуточная 28
  установленная 61, 66
Мультипликаторы 120

Напор 9, 66, 78
Неравномерность хода временная 167
Нерестилища искусственные 38
Неустановившееся движение 166
Номенклатура гидротурбин 89

Обделка туннеля 153
Обеспеченность 46
Облицовка канала 152
Обогрев решетки 145
Оборудование ГЭС 75
Обратимые гидромашины 76, 77
Орошение 33
Отметка рабочего колеса 108
Отсасывающая труба 103, 104
Отстойник 22, 149
Охрана:
  водной среды 35
  водных ресурсов 32
Охлаждение генераторов 112
Объем:
  водохранилища 49, 50, 58, 65
  воды 49
  стока 45

Перепад восстановления 194
Переходные процессы 159, 166, 169
Плотина:
  арочная 21, 22
  бетонная 19
  водосливная 19
  глухая 19
  грунтовая 19, 22
  гравитационная 21
  контрфорсная 21, 22

станционная 19
Повторяемость 46
Подбор:
гидрогенераторов 113
гидротурбин 93, 94, 95, 96
обратимых гидромашин 97
Подводящие органы гидротурбин 76
Подземный контур здания ГЭС 186
Подобие гидротурбин 86, 89
Подстанции распределительные 27
Половодье 33, 46
Понур 187
Попуск 50
Постоянная инерции водовода 165
Потенциал:
гидроэнергетический 8
теоретический (технический) 8
экономический 8
Потери:
мощности 157
напора 77, 152, 155, 170
— на решетках 128, 129, 145
привода 169
энергии 14, 103, 157
Потерна 140
Прибыль 72
Приливная электростанция (ПЭС) 12
Пример расчета 15, 74, 75, 98, 99, 108, 128, 150, 169
Проект 226
Проектирование ГЭС 225
Производство бетонных работ 231, 234, 235, 236
Прочность:
оснований 189, 191
расчет 223
Пусковой комплекс 228
Пьезометрическая линия 160, 171

Рабочая документация 227
Рабочее колесо РО турбины 80
Рабочий механизм 76, 79
— процесс 85
Рабочие органы гидротурбины 76, 79
Разъединители 134
Распределительные устройства 134
Расход:
мгновенный 46
половодья 21
потребления 50
притока 50
средний 46
стока 45
Расчет:
водноэнергетический 45
водоводов деривационных 155
— турбинных 177
гидравлического удара 168
регулирования стока 50
сводный сметно-финансовый 68, 226
условий посадки и подъемных усилий плоских затворов 125
энергоэкономический 45, 68, 155
Расширение действующих ГЭС 238
Регулирование:
гарантии 168
ГЭС недельное 67
двойное 83
диспетчерское 58
стока 55, 57, 58, 60, 62, 63, 64, 65
турбин 120
Регулятор 22
— частоты 83, 84
Режим наполнения и опорожнения водохранилища 238
Резервуары уравнительные 22, 23, 25, 170, 172
Реки малые 8
Реконструкция ГЭС 238
Решетки сороудерживающие 128
Рисберма 193
Русло естественное 10
Рыбное хозяйство 37
Рыбонакопители 37
Рыбоходы 37

Самоочищение рек 35
Сброс 50
Сдвиг 189
Себестоимость электроэнергии 157
Сервомотор 81
Система автоматического регулирования 167
Совершенствование организации строительства ГЭС 240
Сооружения:
головных узлов деривационных ГЭС 147
деривации 161, 162, 163
сороудерживающие 144
Способ создания напора 9, 12
Срок:
окупаемости дополнительных капиталовложений 72
строительства 70
Стоимость:
АЭС, ГЭС, ТЭС 69
киловатта дополнительного 70
— установленного 69
строительства полная 68
Сток рек 8
годовой 33
среднегодовой 33
Строительство 227
Суммы возвратные 69
Схема:
комплексного использования и охраны водных ресурсов 226
компоновки гидроузлов 25, 26
технологическая ГЭС 13, 14

Технико-экономические расчеты (ТЭР) 226, 240
Технико-экономическое обоснование (ТЭО) 226, 240
Техническая перевооруженность ГЭС 238
Трансформаторы 136
Трасса деривации 160
Туннель:
безнапорный 25
гидротехнический 152
напорный 25
Турбины:
диагональные 76, 81, 82
ковшовые 84
осевые 76, 94, 80
радиально-осевые 76, 81, 94
реактивные 76
схема установки 77
типы 89

Удар гидравлический: 163, 169
непрямой 165
прямой 165
Ударное повышение напора 165, 166
Узел головной станционный 22
Уравнение:
Бернулли 6, 104
количества движения 164
основное турбины 85, 86
Эйлера 86
Уровень:
нормальный подпорный 48
сработки 48
форсированный 48
Условия строительства гидроузла 229, 230
Устойчивость сооружений 189
— — против сдвига 189

Фонды основные производственные 70
Формула:
внецентренного сжатия 191
Жуковского 164
котельная 178
Маннинга 155
подобия 86
приведения 86
Шези 155

Характеристика:
турбины 88
— главная универсальная 90, 107
— рабочая 88
— топограмма 88
— эксплуатационная 88, 107
— — мощностная 89
— — расходная 89

Частота вращения турбины 113

Шелыга 158

Эксплуатация ГЭС 236
Электрическое оборудование 134
Электрообогрев решеток 129
Электростанция:
АЭС 27, 29
ГАЭС 13
ГТУ 29
ГЭС 29, 30
КЭС 29
ТЭС 27, 29
ТЭЦ 29
работающие на нетрадиционных источниках энергии 30, 31
Электроэнергетика 39
Энергетическая система 27
Энергетические показатели 45
Единая (ЕЭС) 42
Объединенная (ОЭС) 42
Энергия 5, 6, 13, 15, 27, 30
Эффективность экономическая:
ГАЭС 67, 73
гидроузлов 73
ГЭС 72
малых ГЭС 74

Оглавление

Предисловие 3

Глава 1. **Основы гидроэнергетики** 5

1.1. Водная энергия в природе 5
1.2. Энергия и мощность водного потока. Гидроэнергетические ресурсы 6
1.3. Основные способы создания напора 9
1.4. Принцип работы гидроэлектростанции, ее мощность и выработка электроэнергии 13
1.5. Классификация гидроузлов и основные типы зданий ГЭС . . 16
1.6. Плотинные гидроузлы 17
1.7. Деривационные гидроузлы 22
1.8. Роль ГЭС в энергетическом хозяйстве 26
1.9. Комплексное использование и охрана водных ресурсов . . . 32
1.10. Развитие отечественной электроэнергетики и гидроэнергетики 39

Глава 2. **Водноэнергетические и энергоэкономические расчеты** . . . 45

2.1. Задачи водноэнергетических расчетов и исходные данные для проектирования энергетического гидроузла 45
2.2. Характеристики водохранилищ 48
2.3. Способы расчетов регулирования стока 50
2.4. Годичное и многолетнее регулирование стока 55
2.5. Определение мощности и выработки электроэнергии ГЭС . . . 60
2.6. Суточное и недельное регулирование. Энергетические параметры ГЭС и ГАЭС 62
2.7. Энергоэкономические расчеты 68

Глава 3. **Оборудование гидроэлектростанций** 75

3.1. Состав оборудования ГЭС 75
3.2. Основные системы гидротурбин и их части 76
3.3. Схемы установки турбин, напор и мощность 77
3.4. Невращающиеся части крупных реактивных турбин 78
3.5. Рабочие колеса реактивных турбин 80
3.6. Маслонапорные установки и регуляторы частоты вращения . . 81
3.7. Ковшовые турбины 84
3.8. Рабочий процесс турбин и основы расчета 85
3.9. Номенклатура и типы турбин 89
3.10. Подбор гидротурбин при проектировании ГЭС 93
3.11. Турбинные камеры 99
3.12. Отсасывающие трубы. Кавитация в турбинах и выбор отметки рабочего колеса 103
3.13. Принцип работы гидрогенератора и его основные параметры . . 108
3.14. Конструкция основных узлов гидрогенератора 111
3.15. Подбор гидрогенераторов и определение их основных размеров 113
3.16. Компоновка гидрогенераторов и гидроагрегатов 114
3.17. Затворы ГЭС 122
3.18. Сороудерживающие решетки и механизмы для их очистки . . 128
3.19. Грузоподъемные механизмы 130
3.20. Электрическое оборудование 134
3.21. Вспомогательное оборудование 138

Глава 4. **Водоприемники, водоводы и сооружения деривации** . . . 141

4.1. Водоприемники 141
4.2. Сооружения головных узлов деривационных ГЭС 147
4.3. Конструкции деривационных водоводов 151
4.4. Гидравлический и энергоэкономический расчет деривационных водоводов 155
4.5. Трассировка деривационных водоводов и режимы их работы 158
4.6. Сооружения деривации 161

Глава 5. **Турбинные водоводы и уравнительные резервуары** 163

5.1. Гидравлический удар в напорных водоводах 163
5.2. Переходные процессы и гарантии регулирования 166
5.3. Уравнительные резервуары 170
5.4. Схемы расположения и конструкции турбинных водоводов . . 173
5.5. Расчет турбинных водоводов 177

Глава 6. **Здания гидроэлектростанций** 179

6.1. Классификация и области применения зданий ГЭС различных типов 179
6.2. Массивная часть здания ГЭС 183
6.3. Подземный контур. Устойчивость здания ГЭС 186
6.4. Машинный зал, монтажная площадка и верхнее строение . . 195
6.5. Русловые здания ГЭС 202
6.6. Здания ГЭС с напорными водосбросами (совмещенного типа) 204
6.7. Водосливные здания ГЭС 208
6.8. Приплотинные и наземные обособленные здания ГЭС 210
6.9. Подземные и полуподземные здания ГЭС 215
6.10. Здания гидроаккумулирующих электростанций 217
6.11. Здания малых ГЭС 220
6.12. Общие сведения о расчетах зданий ГЭС на прочность 223

Глава 7. **Проектирование, строительство, эксплуатация и реконструкция ГЭС** 225

7.1. Организация проектирования и строительства 225
7.2. Пусковой комплекс 228
7.3. Условия строительства гидроузла и его компоновка 229
7.4. Индустриализация строительства и особенности производства бетонных работ 231
7.5. Эксплуатация ГЭС 236
7.6. Реконструкция, техническое перевооружение и расширение действующих ГЭС 238

Список литературы 241
Предметный указатель 242

Учебное издание

ИЛЬИНЫХ ИГОРЬ ИЛЬИЧ

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Редактор *Э. Н. Полякова*
Редактор издательства *А. Д. Шмелькина*
Художественные редакторы *Б. Н. Тумин, Г. И. Панфилова*
Технический редактор *О. Д. Кузнецова*
Корректор *Л. С. Тимохова*

ИБ № 2487

Сдано в набор 20.01.88. Подписано в печать 26.01.88. Т-11627
Формат 60×90¹/₁₆ Бумага типографская № 2 Гарнитура литературная
Печать высокая Усл. печ. л. 15,5 Усл. кр.-отт. 15,5 Уч.-изд. л. 18,39
Тираж 4900 экз. Заказ 6339 Цена 85 к.

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

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова» Союзполиграфпрома при Госкомиздате СССР. 113054, Москва, Валовая, 28,