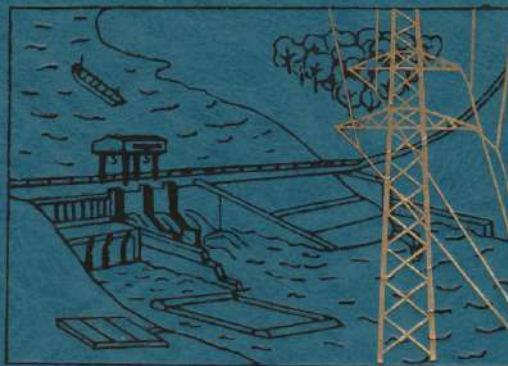


627.8.01
И 88

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

Для студентов вузов



Б27.8.09
И 88

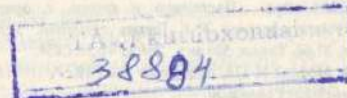
1/11

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

Под редакцией Ю.С. ВАСИЛЬЕВА

4-е издание, переработанное и дополненное

Рекомендовано Государственным комитетом
Российской Федерации по высшему образованию
в качестве учебника для студентов
гидротехнических и гидроэнергетических специальностей
высших учебных заведений



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1995

ББК 31.55
И 88
УДК. 621.22

Авторы: Д.С. Шавелев, С.Г. Беляев, Ю.С. Васильев, А.Б. Авакян, Н.В. Арефьев, В.М. Боярский, П.И. Васильев, В.И. Виссарионов, М.Ф. Губин, В.В. Елистратов, В.В. Кантан, Л.И. Кубышкин, В.М. Малышев, Б.Э. Казанцев, А.Л. Можевитинов, Г.М. Павлов, Г.А. Претро, А.Ш. Резниковский, Б.А. Соколов, И.В. Соколов, М.П. Федоров

Рецензенты: Л.П. Михайлов, В.Я. Карелин

И 88 Использование водной энергии: Учебник для вузов/
Под ред. Ю.С. Васильева — 4-е изд., перераб. и доп. М.:
Энергоатомиздат, 1995. 608 с.: ил.
ISBN 5-283-02035-5

Рассматриваются основные схемы использования водной энергии, регулирование стока рек, выбор установленной мощности и агрегатов ГЭС, определение экономической эффективности энергетических объектов, экологические проблемы гидроэнергетического строительства, вопросы проектирования водопроводящих сооружений и зданий ГЭС, их эксплуатации и реконструкции. Приводятся сведения о нетрадиционных источниках водной энергии и схемах ее использования.

Для студентов-гидротехников, может быть полезна для аспирантов, инженеров-гидротехников и гидроэнергетиков.

И 2206000000-034
051(01)-95 Без объявл.

ББК 31.55

Учебное издание

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

Редактор *В.В. Елистратов*
Редактор издательства *Н.В. Ольшанская*
Художественный редактор *В.А. Гозак-Хозак*
Корректор *Э.Б. Драновская*
ИБ № 3176

ЛР № 010256 от 07.07.92.

Набор выполнен на компьютере. Подписано в печать с оригинал-макета 06.06.95.
Формат 60 х 88 1/16. Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 37,24. Усл. кр.-отт. 37,24. Уч.-изд. л. 37,64. Тираж 500 экз. Заказ 452т. С034.
Энергоатомиздат. 113114, Москва М-114, Шлюзовая наб., 10.

Отпечатано в типографии НИИ Геодезия
г. Краснодарьейска, Московской обл.

ISBN 5-283-02035-5

© Издательство "Энергия", 1976

© Энергоатомиздат, 1995, с изменениями

Предисловие

XX столетию принадлежат многие крупнейшие достижения человечества. К их числу относится формирование гидроэнергетики как науки, так и отрасли научно-технического прогресса. Фундаментальные разделы науки, именуемой гидроэнергетикой, особенно активно развивались в бывшем СССР, США, Великобритании, Франции, КНР и ФРГ. В этих странах изданы основные труды по гидроэлектрическим станциям и гидроэнергетическому машиностроению. Этот процесс продолжается и поныне.

За указанный период практически завершено изучение энергетического потенциала стока рек и мелких водотоков на нашей планете. Разработаны наиболее совершенные схемы преобразования этого потенциала. На всех континентах возведены и продолжают строиться многие гидроэлектрические станции (ГЭС). Из суммарного технического гидроэнергетического потенциала поверхностного стока Земли, оцененного в 15 000 000 ГВт-ч/год освоено 2 270 000 ГВт-ч/год. Много ГЭС планируется построить в различных странах в ближайшие 10 — 30 лет.

Курс "Использование водной энергии" занимает особое место среди дисциплин, обеспечивающих подготовку бакалавров, инженеров и магистров по направлению "Строительство". Он является фундаментальным, обобщающим курсом в первую очередь для студентов-гидротехников, а также аспирантов. Необходимо его знание и для других специальностей, например электрические станции, инженерная мелиорация (орошение земель) и др. Основная задача курса — подготовить и вооружить специалистов знаниями, позволяющими при решении водохозяйственных задач предусматривать использование энергии воды для выработки электроэнергии на крупных, средних и малых гидроэлектростанциях (ГЭС), применять насосные станции (НС) обычного типа и в качестве комбинированных установок НС — ГАЭС, ГЭС — ГАЭС.

Курс "Использование водной энергии" опирается на следующие основные дисциплины: физику, высшую математику, вычислительную технику, гидрологию и охрану окружающей среды, гидравлику, строительную механику и др. Полученные зна-

ния по использованию водной энергии применяются студентами при курсовом и дипломном проектировании, при котором вырабатываются умения и навыки. В перечень курсовых проектов входят: регулирование стока, выбор установленной мощности ГЭС, проектирование турбинного трубопровода с определением гарантий регулирования гидроагрегата, компоновка стационарного гидроузла с гидроэлектростанцией. Наиболее полно используются знания, полученные студентами при выполнении дипломного проекта, особенно при проектировании зданий и оборудования ГЭС.

При составлении учебника учитывались потребности высших учебных заведений, в которых понятия и принципы использования водной энергии излагаются в курсах с другим названием и в меньшем объеме, а также институтов, в которых не читается курс гидротехнических сооружений, гидравлических машин и др. Авторы надеются, что при изучении настоящего курса студенты получат необходимые сведения по проблеме эффективного энергетического и комплексного использования водных ресурсов, обеспечивающего научно-технический прогресс. Необходимо учитывать, что гидроэлектрические станции должны удовлетворять требованиям возможно меньшего экологического ущерба и по возможности улучшать природные условия.

При выборе створа и компоновки сооружений ГЭС должны улучшаться социальные условия населения, проживающего в районе гидроузлов, оптимизироваться социальные условия строителей и эксплуатационного персонала, обеспечиваться надежность и безопасность сооружений и работы оборудования, а также бесперебойное электроснабжение. Необходимо анализировать возможные варианты с тем, чтобы ГЭС отвечали передовому опыту гидроэнергетического строительства. Особо тщательно должны анализироваться порядок строительства и эксплуатации ГЭС в новых экономических условиях реформы.

Настоящий учебник является фактически четвертым изданием коллективного труда сотрудников кафедры "Использование водной энергии" ЛПИ (ныне кафедра "возобновляющиеся источники энергии и гидроэнергетика" Санкт-Петербургского государственного технического университета) и специалистов других организаций. Первое издание было выпущено в свет в 1949 г. профессором А.А. Морозовым. Второе и третье издания были опубликованы в 1965 и 1976 гг. Главным редактором и автором многих глав являлся доктор техн. наук, проф. Д.С. Шавелев — крупнейший гидроэнергетик нашей страны, заслуженный деятель науки и техники России, перу которого принадлежит много

монографий и статей, посвященных решению важных технико-экономических задач гидроэнергетики и водохозяйственного строительства. Поэтому в память о Д.С. Шавелеве в настоящее издание учебника без изменений включен ряд глав, написанных им в период 1991–1992 гг. Они вошли в разделы 1, 3, 6.

В целом настоящий учебник написали следующие авторы:

Автор	Глава, параграф
Доктор техн. наук, проф. Д.С. Шавелев	2, 4.1, 8, 11, 22
Доктор геогр. наук А.Б. Авакян	4
Канд. техн. наук, доц. С.Г. Беляев	16.6
Инженер В.М. Боярский	31
Доктор техн. наук, проф. П.И. Васильев	23
Чл.-корр. РАН Ю.С. Васильев	Предисловие, введение, заключение, методич. указания, 5, 6, 9, 13, 14, 15
Доктор техн. наук, проф. В.И. Виссарионов	7
Проф. М.Ф. Губин	19
Канд. техн. наук, доц. В.В. Елистратов	5, 7, 31.6
Канд. техн. наук, доц. В.В. Кантан	18
Канд. техн. наук, доц. Л.И. Кубышкин	16
Проф. В.М. Малышев	17
Канд. техн. наук, доц. Б.Э. Казанцев	26
Проф. А.Л. Можевитинов	12
Доктор техн. наук, проф. Г.М. Павлов	18
Проф. Г.А. Претро	20, 21, 25
Доктор техн. наук А.Ш. Резниковский	1
Доктор техн. наук, проф. Б.А. Соколов	10, 24, 27, 28, 29
Доктор техн. наук, проф. И.Б. Соколов	22.3
Доктор техн. наук, проф. М.П. Федоров	3

При работе над учебником авторский коллектив широко использовал отзывы и пожелания от читателей, студентов, инженеров и преподавателей на учебное пособие под тем же названием, вышедшее в свет в 1976 г. Мы выражаем признательность и благодарность всем, кто проявил интерес к совершенствованию курса и заботу о повышении качества подготовки инженеров-гидротехников.

Авторы приносят благодарность за большую помощь в оформлении рукописи учебника М.Ю. Арсеньевой, З.В. Жуковой, Л.И. Мельниковой, Т.А. Гладковой, О.В. Беловинцевой.

Замечания и пожелания по книге просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

Введение

Гидроэнергетика является неотъемлемой частью энергетической базы народного хозяйства страны. Использование гидроэнергетических ресурсов в сочетании с органическим и ядерным топливом для производства электрической энергии создают оптимальные условия обеспечения населения страны электроэнергией и удовлетворения потребностей человека.

Гидроэнергетические ресурсы относятся к возобновляющимся источникам энергии. Принципиальное отличие их от невозобновляющихся энергоресурсов — угля, нефти, природного газа — состоит в том, что неизвлекаемые из недр топливные ресурсы сохраняются для будущих поколений и тем самым представляют собой богатство страны. Неиспользуемая же водная энергия является, по существу, безвозвратными народнохозяйственными потерями энергии. Использование водной энергии для нужд хозяйственной деятельности человека осуществляется посредством гидроэнергетической установки (ГЭУ), которая предназначена для трансформации различных видов энергии. На рис. В.1 показана общая схема ГЭУ, в которой можно выделить основные энергетические элементы. В водотоке (река, канал) или водоеме 1 (озеро, водохранилище) водная энергия концентрируется в виде энергии давления (потенциальной энергии) или энергии движения

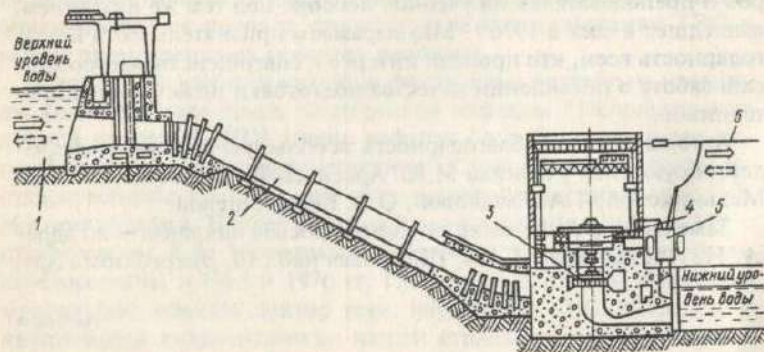


Рис. В.1. Схема гидроэнергетической установки

водных масс (кинетической энергии). Проходя потокоформирующую часть, механическая водная энергия далее переносится по напорному водоводу 2. В конце водовода создаются статический и кинетический напоры воды, которые воздействуют на гидравлическую машину 3 (турбину), где энергия напорного водного потока трансформируется в механическую энергию вращения ротора гидравлической машины. Эта энергия передается на ротор электрической машины 4 (генератора), который, в свою очередь, трансформирует энергию вращения в электрическую. Для транспорта электрической энергии к ее потребителям повышается напряжение в трансформаторе 5 и затем по линии электрической передачи 6 она поступает в электростанцию (ГЭС), которая является разновидностью ГЭУ и предназначена для трансформирования водной энергии в электрическую энергию. Вход водной энергии и выход электрической энергии показаны сплошными стрелками.

ГЭУ обладает свойством реверсивности, т.е. возможностью трансформировать водную энергию и в обратном направлении по отношению к ГЭС. Электрическая энергия потребляется из гидроэнергетической энергии через линии электропередач и трансформатор. Затем в электрической машине, но другого вида — двигателе она трансформируется в механическую энергию вращения ротора. Насос преобразует эту энергию в гидравлическую энергию давления и перекачивает воду вверх по напорному водоводу в водохранилище или канал. В этом случае ГЭУ выступает в роли насосной станции (НС). Ввод электрической энергии и выход водной энергии показаны на рис. В.1 пунктирными стрелками.

Наконец, ГЭУ может выполнять функции аккумулятора энергии, что очень важно для управления работой гидроэнергетических систем. Например, в периоды снижения электрической нагрузки (ночью или в выходные дни) ГЭУ работает по схеме насосной станции и трансформирует электрическую энергию в водную, создавая тем самым ее запасы. При увеличении потребления электроэнергии эти запасы используются по схеме ГЭС для производства электроэнергии. Такой тип ГЭУ называется гидроаккумулирующей электростанцией (ГАЭС).

Схемам использования водной энергии на ГЭУ присуще одно очень важное свойство — оперативность в управлении энергетическими процессами, так как для изменения параметров энергетических потоков требуется очень небольшое время. Это отличает, например, ГЭС от других типов электростанций — тепловых и атомных, где время управления на один-два порядка больше.

ГЭС использует в качестве источника механическую энергию водного потока, которая в процессе кругооборота в природе возобновляется. Это свойство энергопроцесса позволяет ГЭС длительное время генерировать электрическую энергию, не истощая невозобновляемых запасов энергоресурсов, например, органического или ядерного топлива.

Энергопроцесс на ГЭУ характеризуется относительно малыми потерями энергии, в среднем они составляют от 10 на ГЭС до 25% на насосных станциях и ГАЭС. Это свойство имеет важное значение для охраны окружающей среды, так как рассеивание энергии в виде тепла, отходов и выбросов приводит к загрязнению природы. На тепловых и атомных электростанциях доля энергетических потерь доходит до 65%.

Экономический потенциал, т.е. экономически выгодные к использованию гидроэнергетические ресурсы России, составляет 852 млрд. кВт·ч электроэнергии в год. На уровне 1992 г. в бывшем СССР экономический потенциал гидроэнергии был использован всего примерно на 20,6%, а в России — на 19,6%*. В то же время в развитых промышленных странах использование экономического потенциала гидроэнергии в несколько раз больше. Так, экономический потенциал на уровне 1991 г. использован в США — на 73,3%, Канаде — на 42%, Японии — на 78%, Италии — на 65%, Франции — на 85%, Норвегии — на 54%, Швеции — на 65,5%, Индии — на 12% и КНР — на 10%.

Использование водной энергии началось на ранней стадии цивилизации посредством гидросиловых установок. Так, механическая энергия воды использовалась для вращения жерновов мельниц, позже — станков на заводах и фабриках. В дореволюционной России для нужд промышленности были сооружены оригинальные крупные гидросиловые установки. Например, в 1787 г. на Змеиногорском руднике была построена подземная гидросиловая установка с водяным колесом диаметром 17 м. Гидросиловая установка Кренгольмской мануфактуры на р. Нарве по суммарной мощности 6000 кВт занимала в 1890 г. первое место в мире.

Перед первой мировой войной (1914 г.) по выработке электроэнергии Россия была на восьмом месте в мире и на шестом в Европе. Удельный вес гидроэлектроэнергии в общей выработке электроэнергии всеми электростанциями России составлял 1,0 — 1,5%. Крупнейшей была Гиндукушская ГЭС на р. Мургаб мощностью 1350 кВт.

* Здесь и далее справочный материал использован из книги "Water Power and Dam Construction. Handbook". — 1993 г.

Крупное гидроэнергетическое строительство началось в нашей стране в 20-е годы. По инициативе ученых в 1920 г. был составлен государственный план электрификации России (план ГОЭЛРО), по которому намечалось за 10 — 15 лет построить 30 электростанций, суммарной мощностью 1500 МВт, из которых 10 ГЭС, суммарной мощностью 640 МВт, что составляло 40% к мощности всех намеченных к строительству электростанций. По общей мощности и выработке электроэнергии план ГОЭЛРО был перевыполнен. В соответствии с планом ГОЭЛРО осуществлено комплексное использование для энергетики и речного транспорта рек — Волхова, Свири, Днепра.

Первой крупной гидроэлектростанцией в СССР стала Волховская ГЭС, которая была введена в эксплуатацию в 1926 г. Введенная в эксплуатацию в 1932 г. Днепровская ГЭС при полном развитии стала крупнейшей в Европе. После окончания Великой Отечественной войны были построены более мощные ГЭС на Волге, Ангаре, Енисее и на других реках. В 1991 г. по суммарной мощности гидроэлектростанций Россия занимала четвертое место в мире. На рубеже 90-х годов крупнейшими ГЭС мира являются: Итайпу (Бразилия — Парагвай) мощностью 12 600 МВт, Гури (Венесуэла) — 10 300 МВт, Саяно-Шушенская (Россия) — 6400 МВт, Гранд Кули (США) — 6180 МВт.

В табл. В.1 представлены мощности и выработка энергии ГЭС некоторых стран.

Таблица В.1. Мощность и выработка энергии ГЭС в 1991 г.

Страна	Мощность ГЭС, ГВт	Выработка энергии ГЭС, ТВт·ч
США	73,5	275,5
Канада	59	293,2
Бразилия	46	249
Россия	42,6	167
КНР	37,9	124,9
Норвегия	26,6	108,3
Франция	25,0	61,3
Япония	20,9	89,2
Индия	18,4	71,7
Швеция	16,3	62,3
Италия	14,3	42,3
Швейцария	11,7	30,1
Венесуэла	11,0	36,5
Австрия	10,6	31,7

Для покрытия неравномерного в течение суток и недели электропотребления целесообразно строительство гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС).

ГЭС и ГАЭС работают в Единой Электроэнергетической системе (ЕЭЭС) страны совместно с тепловыми (ТЭС) и атомными (АЭС) электростанциями. Гидроаккумулирующие электростанции, снимая пики электрической и заполняя провалы в нагрузке систем, создают условия для работы ТЭС и особенно АЭС в наиболее экономичных равномерных режимах. По производительности труда, рентабельности, условиям работы эксплуатационного персонала ГЭС превосходят ТЭС и АЭС. Они имеют более низкую удельную численность персонала и себестоимость электроэнергии, но удельные капиталовложения по ГЭС обычно выше. В 1994 г. удельная численность персонала на ГЭС — 0,2 чел./МВт; на ТЭС — 0,8 ÷ 1,78 чел./МВт; на АЭС — 0,4 чел./МВт. Вследствие высокой маневренности ГЭС и ГАЭС существенно влияют на обеспечение качества электроэнергии и бесперебойности электроснабжения. В аварийных и вообще экстремальных условиях ГЭС и ГАЭС имеют определяющее значение в поддержании живучести энергосистем.

В табл. В.2 представлены крупнейшие в СНГ построенные и строящиеся ГЭС, а также ГАЭС.

Гидроэлектростанции обычно входят в состав водохозяйственной системы. В нашей стране основным направлением является комплексное использование водных ресурсов для энергетики, орошения, водоснабжения и т.д. Сооружаются водохозяйственные комплексы (ВХК). Гидроэлектростанции часто являются ведущими компонентами ВХК. Например, глубоководная судоходная система европейской части России создана в основном благодаря гидроэлектростанциям.

Водоохранилища построенных и строящихся ГЭС могут обеспечить орошение 20 млн. га; в настоящее время они дают воду для орошения 10 млн. га.

Комплексные задачи в основном энергетики и речного транспорта решались при проектировании и строительстве гидроузлов на реках Енисей и Кама. Водохозяйственные комплексы Волги и Днепра представлены энергетикой, речным транспортом, орошением и водоснабжением. На реках Вахш, Нарын, Сулак и Ингури основными участниками комплексного использования водных ресурсов являются орошение и энергетика. Задачи борьбы с наводнениями и энергетического использования водотоков решаются гидроузлами на реках Зее и Бурея.

Крупные гидроэлектростанции часто являются основой создания территориально-производственных комплексов (ТПК) и базой освоения новых необжитых районов.

В последнее время стали сооружать энергетические комплексы (ЭК). Энергокомплекс может состоять из АЭС и ГАЭС, ТЭС и ГАЭС. В ЭК могут входить ГЭС, ГЭС — ГАЭС. Отличительной характеристикой ЭК является уменьшение площади изымаемых земель по сравнению с изолированным строительством отдельных электростанций.

Проблема изъятия земель, особенно сельскохозяйственных, особо остро стоит при строительстве гидроэлектростанций и со-

Таблица В.2. Крупнейшие гидроэлектростанции СНГ на начало 1993 г.

Река	Наименование ГЭС	Мощность, МВт
Енисей	Саяно-Шушенская	6400 — 7200 ¹
	Красноярская	6000
Ангара	Братская	4500
	Усть-Илимская	4320
	Богучанская ²	4000
Вахш	Рогунская ²	3600
	Нурекская	3000
Волга	Волгоградская	2563
	Самарская	2300
	Чебоксарская	1404
	Саратовская	1360
Кама	Нижне-Камская	1248
	Воткинская	1000
Днепр	Днепровская (I и II очереди)	1428
Ингури	Ингурская	1300
Нарын	Токтогульская	1248
Сулак	Чиркейская	1000
Зей	Зейская	1290
Бурея	Бурейская ³	2000
Иртыш	Шульбинская	1200
<i>Гидроаккумулирующие электростанции</i>		
Кунья	Загорская ГАЭС ²	1200
Днестр	Днестровская ГАЭС ²	2300
Днепр	Киевская	225

¹ Каждый из десяти агрегатов может развивать мощность 720 МВт.

² Достраивается.

³ Строится.

Таблица В.3. Площади затопленных земель при создании водохранилищ ГЭС

Показатели	Периоды				
	1926 — 1950	1951 — 1960	1861 — 1970	1971 — 1980	1981 1990
Площади затоплений, тыс. га	709	2609	1913	913	330
Выработка электроэнергии ГЭС, млрд. кВт·ч	9,1	42,6	69,5	83,4	60
Удельные показатели затоплений, Га/(млн. кВт·ч):	78	61	28	11	5,5
В том числе сельхозугодий	27	29	10	3	1

здании водохранилищ. Строительство некоторых ГЭС в предшествующие годы привело к негативным последствиям для природной среды. Существовавшие в период освоения Волги, Камы, Днепра и других рек нормативы компенсационных затрат по изъятию под водохранилище сельскохозяйственных земель, лесных массивов, переносу или постройке новых жилищных зданий и другие экономически оправдывали большие затопления. Во многих случаях оказывалось неэкономичным строительство защитных дамб на мелководьях.

В настоящее время экологическим последствиям строительства плотин и созданию водохранилищ уделяется все большее внимание и в проектах предусматриваются природоохранные мероприятия по минимизации негативных экологических последствий. Уменьшение площади затоплений показано в табл. В.3, составленной проф. Л.П. Михайловым.

В нашей стране в 50-е годы были построены многие малые гидроэлектростанции. Но затем в связи с развитием электрических сетей энергосистем построенные малые ГЭС стали неэкономичными; они демонтировались и консервировались. В настоящее время малые ГЭС могут быть построены на более высоком техническом уровне и автоматизированы. Их строительство экономически оправдывается в первую очередь при существующих плотинах, в удаленных районах, в горных условиях и т.п. В настоящее время первое место в мире по строительству малых ГЭС занимает Китай.

Современный этап развития гидроэнергетики, который должен обеспечить переход к более совершенным энергетическим технологиям XXI века, связан с подготовкой инженерных кадров нового поколения, которому наряду с традиционными предстоит решать новые задачи:

строительство гидроэнергетических объектов в экстремальных природных условиях, таких, как Крайний Север и высокогорье в

нашей стране, тропические районы в развивающихся странах; освоение энергетических ресурсов Мирового океана; использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии; создание оптимальных условий в использовании природных ресурсов и сохранение среды обитания человека; обоснование эффективности ГЭС в условиях рыночных взаимоотношений; автоматизация проектирования и эксплуатации гидроэлектростанций; оптимизация параметров и режимов работы ГЭС в условиях новых экономических взаимоотношений.

Изучение мирового опыта гидротехнического строительства является необходимым компонентом при изучении проблем гидроэнергетики.

Методические рекомендации

Студент должен обладать широким кругозором и уметь решать взаимосвязанный комплекс вопросов. Для закрепления знаний необходимо выполнить соответствующие курсовые работы и курсовые проекты. Особое значение имеет активное участие в научно-исследовательских работах кафедр и их филиалов.

Многообразие вопросов в курсе использования водной энергии отражено в учебнике. Изучение каждого вопроса изолированно и каждого сооружения ГЭС в отдельности не может дать должного эффекта. Рекомендуется каждое сооружение и каждый вопрос рассматривать во взаимосвязи.

Учебник состоит из восьми разделов, которые подразделены на 31 главу.

При изучении материала первых трех разделов следует обратить внимание на сочетание потребностей гидроэнергетики, экологии, экономики и социальных задач. Глубокому всестороннему анализу следует подвергнуть роль водохранилищ для народного хозяйства.

Специального осмысления требуют вопросы перспективного изменения объема и режима стока, который может быть использован для выработки электроэнергии. Объемы воды на водоснабжение, орошение со временем возрастают. Динамику изменения объема, используемого для энергетики стока реки, надо рассматривать за длительный срок порядка 30 — 50 лет.

Целесообразно особое внимание обратить на гл.7, в которой впервые рассматривается проблема совместной работы ГЭС с

нетрадиционными электростанциями — ветровыми, солнечными и др. Глава 7 может служить отправной для будущих научных исследований и изысканий.

Необходимо учитывать, что методы технико-экономических расчетов в энергетике (гл. 10) для условий рыночных отношений, складывающихся в нашей стране, являются дискуссионными. Рекомендуется внимательно разобраться в методах обоснования параметров ГЭС. В первую очередь это касается выбора опорной отметки гидроузла и емкости водохранилища. При выборе параметров ГЭС особое внимание следует уделить неполноте исходной информации. В глубоком осмысливании нуждается проблема определения эффективности ГЭС. В процессе реформирования экономики остро стоит вопрос определения общей федеральной и региональной эффективности ГЭС. Пока этот вопрос еще не разработан. Особую сложность представляет вопрос об определении эффективности гидроаккумулирующих электростанций.

При изучении материалов раздела 3 учебника рекомендуется проанализировать и выявить преимущества и недостатки компоновки сооружений гидроузлов с бетонными и грунтовыми плотинами в нормальных условиях и особенно в чрезвычайных аварийных ситуациях, например при землетрясениях, пропуске катастрофических паводков и половодий с учетом возможности разрушения вышерасположенного гидроузла.

Следует иметь в виду, что особо ответственными сооружениями являются плотина речного гидроузла и турбинный трубопровод деривационной ГЭС. К этим сооружениям предъявляются наиболее жесткие требования по надежности их работы во всех возможных вариантах условий эксплуатации ГЭС. Надо твердо усвоить, что разрушение плотины и турбинного трубопровода влечет за собой наиболее тяжкие последствия. Вопрос о всестороннем анализе надежности плотины рассматривается в специальном курсе основной специальности 2904. Следует подумать о том, какое сооружение наиболее благоприятно в отношении экологии и эстетики.

Особо важными и своеобразными являются вопросы оборудования ГЭС и ГАЭС. Рассматривать их надо с позиций компоновки ГЭС и ГАЭС в целом. Общераспространенное мнение, что надо оборудовать ГЭС и ГАЭС наиболее быстроходными гидромашинными полностью оправдывается при строительстве подземных зданий. Для наземных ГЭС и ГАЭС установка гидравлических машин возможно большей быстроходности может повлечь за

собой чрезмерное заглубление здания и неоправданно большие выемки грунта, укладки бетона и удорожание ГЭС и ГАЭС в целом.

При изучении основного и вспомогательного оборудования ГЭС и ГАЭС рекомендуется широко пользоваться материалами [14] и [15].

Здания ГЭС и ГАЭС наряду с плотиной являются главными сооружениями. Местоположение здания должно быть удобным не только и не столько для него, а быть оптимальным для гидроэнергетической установки или комплексного гидроузла в целом. Для всех типов зданий выбирается благоприятное месторасположение подстанции, подъездных путей к зданию и подстанции.

Для приливных электростанций особое внимание должно быть уделено уяснению физики и хронологической последовательности приливов и отливов, преимуществам и недостаткам однобассейновой и двухбассейновой схем ПЭС. Рекомендуется внимательно изучить вопрос о капсульных агрегатах одностороннего и двухстороннего действия, обратимых агрегатах с возможностью подкачки и откачки воды из бассейнов.

Последняя, восьмая часть требует глубокого изучения теоретически сложных явлений переходных и неустановившихся режимов работы гидроэнергетических установок. Она особенно важна для студентов, желающих посвятить себя научно-исследовательской работе.

Особо важное значение в настоящее время и в будущем имеет вопрос о реконструкции и модернизации объектов. В связи с этим в гл. 31 он кратко освещен применительно к гидроэлектростанциям.

В заключение необходимо отметить, что нельзя ограничиться только материалом, изложенным в учебнике. Наука и жизнь быстро прогрессируют. Поэтому надо следить за новыми публикациями, появляющимися в печати, читать специализированные журналы, справочную литературу, СНиП и др.

Будущая деятельность выпускников вузов по гидротехнической специальности во многом определяет судьбу гидроэнергетики. Авторы учебника надеются, что во главу своей деятельности молодые специалисты положат общечеловеческие ценности, интересы человека и общества, заботу об удовлетворении потребностей населения в чистой воде и электроэнергии. Не имея возможности касаться вопроса гуманитаризации технического образования, мы надеемся, что соответствующие качества студенты приобретут в других науках. Только сугубо практический подход будет не свойственен гидротехникам XXI века.

Раздел первый

Водное хозяйство гидроэнергетических и комплексных водохозяйственных объектов

Глава первая

Водные ресурсы

1.1. Запасы пресных вод

Водными ресурсами обычно считаются запасы пресной воды. Водные ресурсы состоят из непрерывно возобновляемого поверхностного (речного) стока, из запасов воды в озерах, водохранилищах, ледниках и из подземных вод, большей частью связанных с поверхностным стоком. В народном хозяйстве главную роль играет поверхностный сток. Подземные воды обычно бывают наиболее чистыми и используются большей частью для питьевого водоснабжения, а в засушливых районах иногда и для орошения. Минерализованные подземные воды используются в медицинских целях. Ледники, расположенные обычно высоко в горах, представляют собой аккумуляторы, в которых запасаются (в виде льда и снега) осадки, выпавшие в холодный период года. В теплый период года снег и лед тают и увеличивают поверхностный и грунтовый сток.

Образование стока. Под влиянием солнечной энергии происходит испарение воды с поверхности океанов, морей, озер и суши. Испарившаяся вода затем конденсируется в верхних слоях атмосферы, образуя облака. Часть скопированной в атмосфере влаги снова выпадает над океанами и морями, а часть воздушными течениями переносится на сушу и также выпадает на ее поверхность в виде осадков. Процесс выпадения влаги на земную поверхность, ее испарение, просачивание в грунт и стекание поверхностными (поверхностный сток) и подземными (подземный и грунтовый сток) путями происходит непрерывно. Так совершается круговорот в природе.

Площадь, с которой происходит сток воды в данную реку, называется водосборным бассейном этой реки. На рис. 1.1 площадь, ограниченная линией *абеа*, — бассейн реки 1, а площадь *евгде* — бассейн реки 2. Линия *ве*, проходящая по повышенным местам, отделяющим друг от друга смежные бассейны I и II, называется водораздельной линией или водоразделом.

В последующем водосборным бассейном моря будем считать сумму бассейнов рек, впадающих в море, например Черное. Это

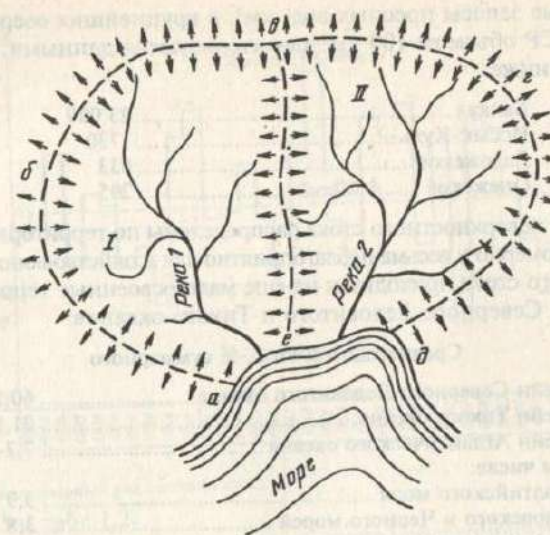


Рис. 1.1. Водосборы (бассейны) рек

относится и к океанам. Данные о речном стоке отдельных стран приведены в табл. 1.1. Годовой сток всех рек мира составляет 32 тыс. км³.

Таблица 1.1. Речной сток

Страна	Площадь территории, млн км ²	Суммарный средний многолетний объем стока, км ³ /год	Удельная водность с 1 км ² , л/с, в среднем за год
Бывший СССР	22,257	4387*	6,2
Россия	17,075	4000.	7,4
Бразилия	8,51	5300	11,9
США	9,36	2850	9,8
Китай	9,90	2600	8,3
Канада	9,98	1500	24,0
Норвегия	0,32	368	35,8
Франция	0,551	343	19,7
Югославия	0,256	123	15,2
Польша	0,312	58	5,9
Чехия и Словакия	0,128	28,5	7,0

* С учетом 330 км³, поступающих из сопредельных стран, сток превышает 4700 км³.

Вековые запасы пресных вод, км³, в крупнейших озерах бывшего СССР объемом 100 км³ характеризуются данными, приведенными ниже:

Байкал	23 000
Иссык-Куль	1730
Ладожское	933
Онежское	295

Запасы поверхностного стока распределены по территории страны неравномерно и весьма неблагоприятно для хозяйствования. Более 80% речного стока приходится на еще мало освоенные территории бассейнов Северного Ледовитого и Тихого океанов:

Среднегодовой сток, % суммарного	
Бассейн Северного Ледовитого океана	60,2
Бассейн Тихого океана	21,8
Бассейн Атлантического океана	7,7
В том числе:	
Балтийского моря	3,9
Азовского и Черного морей	3,8
Бассейны внутренних морей и озер:	
Каспийского моря	7,7
области внутреннего стока Средней Азии	2,6
Итого:	100%

Среднегодовой сток, км³, крупнейших рек бывшего СССР представлен ниже:

Енисей (включая Ангару)	590
Лена	528
Обь	397
Волга	254
Печора	131
Колыма	130
Хатанга	121
Северная Двина	110
Пясица	84
Нева	79
Амурарья	80
Индибирка	57
Анадырь	52
Днепр	53

Особенностью речного стока является неравномерное распределение его как между годами (рис. 1.2), так и внутри года. Общее представление о внутригодовом распределении стока дают

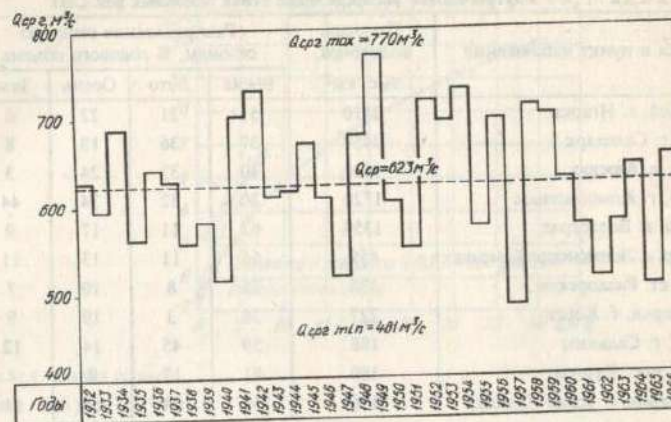


Рис. 1.2. Календарный ряд годового стока (рис. 1.3 и табл. 1.2).

Многолетняя неравномерность стока неблагоприятна для всех отраслей народного хозяйства. Особенно тяжелое положение создается в маловодные засушливые годы, когда потребность в воде для полива полей требуется наибольшая, а воды в реках бывает мало. В маловодные годы из-за недостатка значительно снижается выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях.

Внутригодовая неравномерность стока неблагоприятна для большинства отраслей народного хозяйства. Например, в зимний период расход воды в реке значительно уменьшается, а потреб-

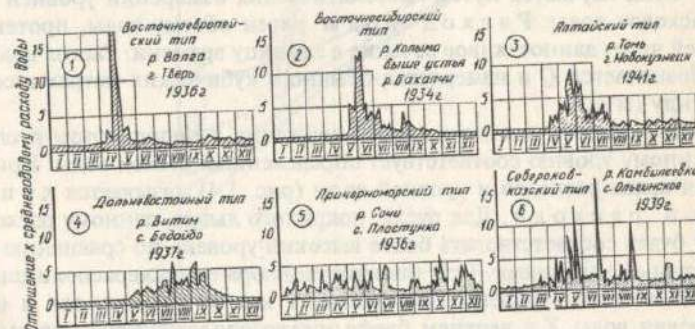


Рис. 1.3. Карта классификации рек

Таблица 1.2. Внутригодовое распределение стока основных рек СНГ

Река и пункт наблюдения	Площадь водосбора, тыс. км ²	Распределение стока по сезонам, % годового объема			
		Весна	Лето	Осень	Зима
Енисей, г. Игарка	2470	51	21	22	6
Обь, г. Салехард	2450	37	36	19	8
Лена, с. Кюсюр	2420	40	33	24	3
Амур, г. Комсомольск	1720	30	32	34	44
Волга, г. Волгоград	1350	63	11	17	9
Днепр, с. Лодманская Каменка	459	65	11	13	11
Дон, ст. Раздорская	378	75	8	10	7
Амударья, г. Керги	227	38	3	19	9
Кура, г. Сальяны	188	59	45	14	12
Урал, пос. Кушум	180	81	17	8	4
Сырдарья, с. Кзыл-Кишлак	136	39	34	16	11

ность в электроэнергии в зимние месяцы обычно наибольшая.

Особенно неблагоприятна территориальная неравномерность распределения стока. В южных районах с развитым сельским хозяйством и промышленностью потребность в воде наибольшая, а сток рек сравнительно небольшой (см. выше). Для приспособления стока к потребностям народного хозяйства производят перерегулирование стока водохранилищами и производят переброску стока в районы, в которых ощущается недостаток воды, например в Донбасс, Караганду, Крым и т.д.

1.2. Характеристика стока рек

Сток изучается путем систематических измерений уровней и расходов воды. Расход воды равен объему воды, протекающей через данное живое сечение в единицу времени. Расход воды обозначается Q и измеряется обычно в кубических метрах в секунду ($м^3/с$).

В условиях установившегося движения в неподпертом русле данному уровню соответствует определенный расход воды. Кривая связи расходов и уровней воды (рис. 1.4) называется кривой расхода. Для русла, покрытого льдом, данному расходу будет соответствовать более высокий уровень по сравнению с летними условиями. При наличии подпора от нижерасположенной плотины уровень будет зависеть как от расхода, так и от уровня воды Z в верхнем бьефе нижерасположенной плотины. Эта двойная зависимость графически изображается в виде абак

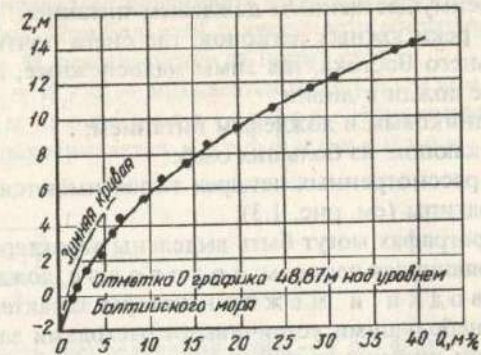


Рис. 1.4. Кривая расхода (рис. 1.5).

По ежедневным наблюдениям уровня воды в реке можно, пользуясь кривой расхода, определить среднесуточные расходы воды, построить г и д р о г р а ф, т.е. календарный график среднесуточных расходов, и вычислить объем стока.

По условиям преобладающего питания можно выделить реки: 1) с преимущественным снеговым питанием, при котором основную часть стока реки получают весной от растаявшего снега. К этой группе относится большинство рек Восточной Европы;

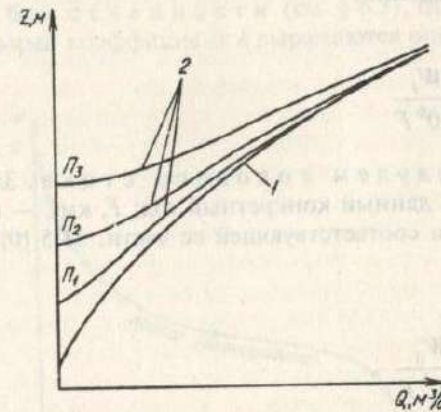


Рис. 1.5. Кривые расхода: 1 — в естественных условиях; 2 — при наличии подпора при отметках подпертых уровней $П_1, П_2, П_3$ (в нижерасположенном створе реки)

2) с преимущественным дождевым питанием. К этой группе относятся реки южных регионов, где снега почти не бывает, и реки Дальнего Востока, где зимы малоснежные, а летом частые муссонные дожди и ливни;

3) с ледниковым и дождевым питанием;

4) вытекающие из больших озер.

Кроме рассмотренных четырех типов имеются еще и другие типы и подтипы (см. рис. 1.3).

На гидрографах могут быть выделены характерные, из года в год повторяющиеся периоды: п о л о в д ь е, дождевые или ливневые п а в о д к и и м е ж е н ь, которая характеризуется сравнительно небольшими устойчивыми расходами за счет преимущественного питания реки подземными водами. Различают летнюю и зимнюю межень.

Водность меняется не только по сезонам года (см. табл. 1.2) но и из года в год (см. рис. 1.2). Бывают годы многоводные, со стоком выше среднего и маловодные со стоком ниже среднего.

Средний объем годового стока за многолетний период

$$W_0 = \frac{W_1 + W_2 + \dots + W_n}{n},$$

где W_1, W_2 — объемы стока за отдельные годы, m^3 ; n — число лет периода наблюдений.

Величина

$$M_i = \frac{1000 W_i}{31,5 \cdot 10^6 F}$$

называется модулем годового стока. Здесь W_i, m^3 — объем стока за данный конкретный год; F, km^2 , — площадь бассейна реки или соответствующей ее части; $31,5 \cdot 10^6$ — число секунд в году.

Величина

$$M_0 = \frac{1000 W_0}{31,5 \cdot 10^6 F}$$

называется модулем среднегодового стока. Величина M_0 дает расход реки в литрах в секунду с $1 km^2$ площади ее

бассейна, что позволяет сравнивать водность рек с разной площадью водосбора. При большой длительности многолетнего ряда величины W_0 и M_0 принимаются за норму стока.

Величина $k_i = W_i/M_0$ — называется модульным коэффициентом годового стока. Изменчивость годового стока характеризуется коэффициентом вариации

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k_i - 1)^2}{n - 1}},$$

а симметричность распределения стока — коэффициентом асимметрии

$$C_s = \frac{n \sum(k_i - 1)^3}{(n - 1)(n - 2)C_v^3}.$$

Для большинства рек европейской части C_v находится в пределах 0,20 — 0,25. В засушливых районах C_v доходит до 1,0, а для Енисея и Лены $C_v = 0,12$. Величину C_s принимают равной $2C_v$. Однако в засушливых районах $C_s = (1,0 + 1,5)C_v$, а для рек, вытекающих из озер, $C_s > 2C_v$.

Изменчивость годового стока может быть выражена в виде кривой обеспеченности (см. § 6.3), где годовое количество стока W или модульный коэффициент k выражаются ординатой и рас-

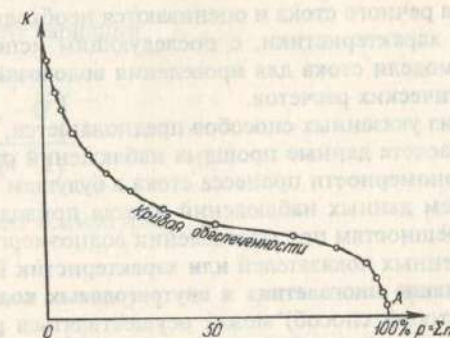


Рис. 1.6. Кривая обеспеченности модульных коэффициентов

полагаются в убывающем порядке (рис. 1.6).

1.3. Моделирование речного стока

Главным источником получения данных о гидрологических явлениях и процессах на реках, озерах, водохранилищах и метеорологических факторах служит опорная и специализированная сеть станций и постов наблюдения. Получаемые данные хранятся, обрабатываются, систематизируются и публикуются Гидрометцентром России. Накоплены данные примерно по 35 000 пунктам наблюдений.

Большая часть пунктов наблюдений сосредоточена на европейской части СНГ, примерно на 70% пунктов наблюдения ведутся свыше 25 лет, а на 30% — более 50 лет, на отдельных пунктах наблюдения ведутся в течение более продолжительного периода (до 70 — 80 лет). В азиатской части до настоящего времени плотность сети и длительность периода наблюдения на многих реках еще значительно меньше, чем в европейской части.

Гидрометрическая информация представляет собой некоторый временной, или, как обычно его называют в гидрологии, календарный ряд.

В практике проектирования получило распространение два способа использования исходной гидрометрической информации:

1) непосредственное применение календарного ряда прошедших лет для проведения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов с последующей статистической обработкой их результатов;

2) предварительная статистическая обработка гидрологических рядов, на основании которой создается математическая модель процесса речного стока и оцениваются необходимые его вероятностные характеристики, с последующим использованием полученной модели стока для проведения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов.

В первом из указанных способов предполагается, что используемые для расчета данные прошлых наблюдений отражают все сложные закономерности процесса стока в будущем. Однако небольшой объем данных наблюдений иногда приводит к значительным погрешностям при определении водноэнергетических и водохозяйственных показателей или характеристик ГЭС.

Моделирование многолетних и внутригодовых колебаний речного стока (второй способ) может осуществляться различными методами. Все они могут быть разбиты на две группы.

Первая группа получила наименование методов двойной случайной выборки. Здесь сначала модулируются среднегодовые расходы воды в реке, например, методом Монте-Карло, а затем производится случайная выборка модели внутригодового распределения стока — так называемого фрагмента (в долях от среднегодового расхода воды).

Моделирование среднегодовых расходов воды в реке можно проиллюстрировать следующим примером¹.

Для большинства рек гидрологические наблюдения за стоком не превышают нескольких десятков лет. Такая продолжительность гидрологических рядов недостаточна для получения надежных результатов водохозяйственных расчетов. Для ответственных водохозяйственных расчетов необходимы ряды длиной несколько тысяч лет.

Метод Монте-Карло позволяет получать искусственные гидрологические ряды, соответствующие закономерностям стока конкретных рек. Основным критерием подобия исходного и смоделированного рядов является подобие их функций распределения вероятностей. Алгоритм моделирования искусственного гидрологического ряда среднегодовых расходов реки можно представить следующей последовательностью действий:

1) на основе заданного ряда среднегодовых расходов реки Q , длиной n определяются статистические характеристики речного стока:

среднемноголетний расход воды в реке

$$\bar{Q} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_i; \quad (1.1)$$

коэффициент вариации

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Q_i - \bar{Q})^2}{\bar{Q}^2 (n-1)}}; \quad (1.2)$$

коэффициент асимметрии

¹ Представлен канд. техн. наук Л.И. Кубышкиным.

$$C_v = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i - \bar{Q})^2}{C_v^2 \bar{Q}^2 (n-1)(n-2)}; \quad (1.3)$$

2) воспроизводится последовательность случайных чисел ξ_j , равномерно распределенных в интервале от 0 до 1. Количество таких чисел должно быть равно числу лет моделируемого гидрологического ряда. Для получения случайных чисел можно использовать соответствующие таблицы, приводимые, например, в [21]. Моделирование длинных гидрологических рядов выполняется на ЭВМ. В этом случае необходимый ряд чисел генерируется специальными подпрограммами — генераторами псевдослучайных чисел. Такие подпрограммы имеются на всех современных ЭВМ;

3) каждое случайное число умножается на 100 и приравнивается к обеспеченности p_j среднегодового расхода. По таблицам ординат интегральных кривых распределения С.Н. Крицкого и М.Ф. Менкеля [28] или нормированных отклонений от среднего значения ординат биномиальной кривой обеспеченности среднегодовых расходов [21] определяются коэффициенты $K_j(C_v, C_p, p_j)$ или $\Phi_j(C_v, p_j)$ соответственно. Далее определяются среднегодовые расходы искусственного гидрологического ряда по формуле

$$Q_j = \bar{Q} K_j(C_v, C_p, p_j) \quad (1.4)$$

или

$$Q_j = \bar{Q} (1 + \Phi_j(C_v, p_j)) C_v. \quad (1.5)$$

Для пояснения алгоритма приведем пример получения фраг-

Таблица 1.3. Табличное определение Q_j

Год	ξ_j	$p_j, \%$	K_j	Q_j	Φ_j	Q_j
1	0,86	86	0,79	369	-1,02	368
2	0,51	51	0,98	463	-0,13	450
3	0,59	59	0,93	430	-0,36	429
4	0,07	7	1,31	605	1,64	614
5	0,95	95	0,72	333	-1,38	334
6	0,66	66	0,9	416	-0,49	417
7	0,15	15	1,2	557	1,06	555
8	0,56	56	0,96	444	-0,26	438
9	0,64	64	0,9	416	-0,47	419
10	0,34	34	1,06	490	0,29	489

мента искусственного гидрологического ряда.

На основе ряда наблюдений за речным стоком реки Нарын по формулам (1.1) — (1.3) получены статистические характеристики $\bar{Q} = 462 \text{ м}^3/\text{с}$, $C_v = 0,2$, $C_p = 0,8$.

Фрагмент таблицы случайных чисел [21] дает следующий ряд: 86 515, 90 795, 66 155, 66 434. Приравняем первые два знака числа 86 515 случайному числу ξ_1 и обеспеченности среднегодового расхода p_1 , вторые два знака — числу ξ_2 и обеспеченности p_2 и т.д. (табл. 1.3). Далее определим по [28] или [21] K_j или Φ_j , а затем по (1.4) или (1.5) найдем значения Q_j .

При использовании методов двойной случайной выборки на основе фрагментов внутригодового распределения речного стока не требуется введения каких-либо допущений или гипотез относительно функций распределения вероятностей величин месячного или декадного стока рек.

Во второй группе методов моделируются непосредственно месячные или декадные величины речного стока.

В настоящее время в практике проектирования используется простой способ моделирования внутригодовых колебаний стока методом Монте-Карло.

Расчетное выражение для моделирования месячных величин стока имеет вид

$$Q_i = Q'_i + \varepsilon_i \sigma_i \sqrt{D/D_{ii}}, \quad (1.6)$$

где Q'_i — условное математическое ожидание среднемесячного расхода воды в i -м месяце:

$$Q'_i = \bar{Q}_i - \sum_{j=1}^m (Q_{i-j} - \bar{Q}_{i-j}) \frac{\sigma_i D_{i(i-j)}}{\sigma_{i-j} D_{ii}}; \quad (1.7)$$

m — длина автокорреляционной функции гидрологического ряда; D — определитель квадратной симметричной автокорреляционной матрицы гидрологического ряда:

$$D = \begin{vmatrix} 1 & r_{(i-1)} & \dots & r_{(i-j)} & \dots & r_{i(i-m)} \\ r_{(i-1)} & 1 & \dots & r_{(i-j-1)} & \dots & r_{(i-m-1)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{(i-m)} & \dots & \dots & \dots & \dots & 1 \end{vmatrix}; \quad (1.8)$$

D_{ii} и $D_{i(i-1)}$ — алгебраические дополнения элементов r_{ii} и $r_{i(i-1)}$ в определителе D ; $r_{i(i-1)}$ — коэффициенты корреляции между величинами расходов воды в i -м и $(i-1)$ -м интервалах времени; \bar{Q}_i и σ_i — норма и стандарт расходов i -го месяца; \bar{Q}_{i-1} и σ_{i-1} — норма и стандарт расходов предшествующих месяцев; ϵ_i — нормально распределенные числа с нулевым математическим ожиданием и единичной дисперсией.

В частном случае, когда учитывается только связь между смежными месяцами, выражение (1.6) упрощается:

$$Q_i = Q'_i + \epsilon_i \sigma_i \sqrt{1 - r_{i(i-1)}^2}, \quad (1.9)$$

где условное математическое ожидание

$$Q'_i = \bar{Q}_i + (\bar{Q}_{i-1} - \bar{Q}_i) \frac{\sigma_i}{\sigma_{i-1}} r_{i(i-1)}. \quad (1.10)$$

При использовании для моделирования выражения (1.9) не для всех рек оказывается правомерным использование нормированных нормально распределенных величин ϵ_i . Для некоторых рек становится необходимым и достаточным введение поправки на асимметричность распределений:

$$\gamma_i = \frac{C_{3i} - r_{i(i-1)}^3 C_{3(i-1)}}{(1 - r_{i(i-1)}^2)^{3/2}}, \quad (1.11)$$

где C_{3i} и $C_{3(i-1)}$ — коэффициенты асимметрии распределений стока в i -м и $(i-1)$ -м месяцах.

Зная эту поправку, в выражении (1.9) последовательность нормально распределенных чисел ϵ_i трансформируется в асимметричные с помощью выражения

$$\epsilon_{i\gamma} = \frac{2}{\gamma_i} \left(1 + \frac{\gamma_i \epsilon_i}{6} - \frac{\gamma_i^2}{36} \right) - \frac{2}{\gamma_i}. \quad (1.12)$$

Последовательность $\epsilon_{i\gamma}$ используется для моделирования речного стока с помощью (1.9).

Здесь все обозначения аналогичны отмеченным выше. При моделировании речного стока с помощью приведенного выше метода удается получить в искусственных рядах с помощью приведенного выше метода удается получить в искусственных рядах параметры распределения и месячного, и годового стоков, соответствующих исходным (наблюденным).

Данный метод моделирования не является единственно возможным, однако он имеет ряд преимуществ перед другими (простота, универсальность, возможность распространения на многомерный случай и т.д.). Он широко используется в практике ряда стран. Более подробно о моделировании стока см. в [20].

1.4. Влияние хозяйственной деятельности на речной сток

Деятельность человека на протяжении всего периода существования земной цивилизации оказывала на гидрологические процессы и явления определенное влияние. Воздействие человеческой деятельности на метеоэлементы и на речной сток и соответственно на информацию о нем можно разделить на пять видов: 1) изъятие воды из источника; 2) регулирование стока водохранилищами; 3) изменение поверхности водосборного бассейна; 4) активные воздействия на атмосферу над поверхностью водосбора; 5) антропогенные изменения климата. Рассмотрим каждый из этих видов воздействия.

Влияние отъемов воды. Вода из водного источника забирается, используется, очищается, частично или полностью, и возвращается через некоторое время в том или другом месте в данный или другой источник. Этот вид воздействия человека на речной сток имел место и на заре цивилизации, но он стал особенно значительным во второй половине XX века, когда во многих районах мира хозяйственное использование водных ресурсов резко возросло, что привело к значительным изменениям естественных режимов, качественных и количественных характеристик стока многих, особенно небольших рек. Одной из основных причин указанных изменений речного стока является увеличение изъятия его на хозяйственные нужды: водоснабжение и орошение.

Такие изъятия бывают частично безвозвратными, что изменяет количественные характеристики стока. А возвратные воды чаще всего существенно изменяют характеристики качества воды в реках.

В бывшем СССР учет использования воды в народном хозяйстве охватывал около 200 тыс. объектов, а отъем стока только на орошение составлял более 200 км³ в год.

Общий суммарный водозабор из рек на земном шаре в настоящее время оценивается в 3,5 — 3,6 тыс. км³/год. К 2000 году суммарный водозабор в мире может достичь 6,8 — 7,0 тыс. км³, т.е. удвоиться по сравнению с современным. Большая часть этого водозабора, видимо, будет безвозвратной. Отметим, что годовой сток всех рек мира составляет 32 тыс. км³.

Темпы роста водопотребления оцениваются в среднем по земному шару в 5 — 6% в год, а в отдельных странах это значение достигает 10 — 12%.

За счет водозабора из рек происходит снижение их стока. Естественно, что в процентном отношении это снижение в маловодные годы больше, чем в многоводные.

При отъемах изменяется не только средний сток рек, но и другие статистические характеристики, в частности его сезонная изменчивость и относительное внутригодовое распределение. Эти изменения зависят от характеристик водоиспользования в бассейне реки.

Влияние водохранилищ. Создание водохранилищ на реках известно с глубокой древности, но в последние десятилетия оно получило повсеместное распределение во многих странах мира, поэтому практически на всех реках требуется корректировка данных гидрометрических наблюдений. Методы их приведения к естественным условиям стока будут усложняться.

Влияние изменения характеристик водосборного бассейна, активных воздействий климата. Изменяется поверхность водосборного бассейна реки из-за вырубki лесов, распашки полей, за счет строительства дорог, городов, аэродромов, сооружения водохранилищ, изменения условий испарения с поверхности водосбора, фильтрации в реку за счет осушения болот, дренирования или орошения, а также подтопления территорий и т.д.

В аридных зонах развиваются процессы опустынивания земель, которые сопровождаются деградацией растительного покрова, почв, сокращением водных ресурсов и т.п. Эти процессы на земле развиваются на площади в 30 млн. км², что составляет около 20% территории суши. За последние десятилетия пустыня уже

поглотила более 8,5 млн. км² пашен и пастбищ.

Площадь только тропических лесов за последние 30 лет сократилась на 180 млн. га, т.е. ежегодно уничтожается до 6 млн. га леса, или 0,6% всей площади лесов, которая в настоящее время равна 935 млн. га.

Активные воздействия на атмосферные процессы проводятся в очень ограниченных масштабах с целью защиты сельскохозяйственных угодий от града, для борьбы с туманами на аэродромах, в качестве средства для тушения лесных пожаров путем интенсификации выпадения осадков. В ряде стран ведутся работы по интенсификации выпадения осадков с целью увеличения водных ресурсов некоторых южных рек. Эти работы эффективны в бассейнах тех рек, на которых уже сооружены крупные регулирующие сток водохранилища. Активные воздействия на атмосферные процессы приводят к изменению статистических характеристик речного стока как многолетних, так и внутригодовых.

Крупномасштабные антропогенные изменения климата происходят за счет увеличения выбросов в атмосферу пыли и газов, увеличения температуры воздуха, разрушения озонового слоя Земли и т.д.

В результате воздействия человека на природу данные наблюдений за речным стоком и гидрологическими процессами теряют однородность и их непосредственное использование при проектировании и эксплуатации ГЭС становится иногда неправомерным, особенно если решаются задачи оптимизации развития энергетических систем на далекую перспективу или задачи эксплуатации этих систем в условиях существенных изменений характеристик речного стока, по которым в прошлом осуществлялось проектирование их параметров.

Антропогенные изменения речного стока и соответствующая статистическая неоднородность данных наблюдения приводят к необходимости либо их корректировки, либо разработки для проектирования и эксплуатации водохозяйственных систем новых методов использования коротких рядов наблюдения.

И короткие ряды, и корректировка длинных рядов наблюдений позволяют учесть только влияние водозаборов и создание водохранилищ на реках. Учет антропогенных изменений водосборов, активных воздействий на атмосферу и изменений климата требует специальных приемов.

Для корректировки гидрологических рядов во всех случаях требуется надежный учет водопотребления, испарения и хода наполнения и сброски водохранилищ.

Намного сложнее оказывается выявление и учет в водохозяйственных расчетах влияний на речной сток изменений условий на водосборе и антропогенного воздействия на метеорологические процессы и климат.

В большинстве случаев для выявления антропогенных изменений водности рек производится совместный анализ колебаний стока с анализом изменений естественных метеорологических факторов и развития хозяйственной деятельности, а также раздельный учет элементов водного и теплового баланса в результате воздействия каждого вида хозяйственной деятельности в отдельности. Такие подходы дали возможность оценить фактические изменения водности важнейших рек бывшего СССР и дать прогнозы изменений водных ресурсов в связи с ростом промышленности и сельского хозяйства на перспективу. Однако такие оценки и прогнозы дают лишь ориентировочные значения и для задач водохозяйственного проектирования их точность является недостаточной.

Требуются глубокие и всесторонние исследования для разработки методики прогноза изменения стока на длительную перспективу.

Для практики необходим надежный прогноз изменения статистических параметров речного стока на период будущей эксплуатации проектируемых гидротехнических сооружений.

Контрольные вопросы

1. Типичные гидрографы для отдельных регионов страны.
2. Чем вызвана необходимость математического моделирования гидрологических рядов?
3. Основы моделирования гидрологических рядов методом Монте-Карло.
4. Как и почему в связи с развитием народного хозяйства изменяется возможность для энергетического использования стока конкретной реки?

Темы рефератов

1. Крупнейшие реки России и их гидрологические характеристики.
2. Применение метода Монте-Карло для моделирования гидрологических рядов.
3. Районы с недостатком и избытком стока рек.
4. Малые реки и возможности их использования в энергетических целях.
5. Влияние деятельности человека на речной сток.

Глава вторая

Комплексное использование водных ресурсов

2.1. Формирование водохозяйственных систем

Водное хозяйство тесно связано со всеми отраслями народного хозяйства и охватывает практически всю территорию страны. В современных условиях водное хозяйство формируется на основе двух принципов — иерархического и регионального.

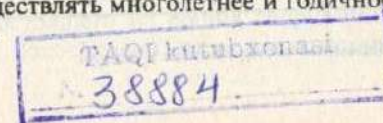
Верхней ступенью иерархического формирования водного хозяйства страны должна быть *Единая водохозяйственная система (ЕВХС)*. Эта система должна объединять крупнейшие природные источники водных ресурсов по всей территории страны и будет осуществлять их регулирование и распределение между основными регионами.

При формировании ЕВХС предстоит решить ряд технических, экономических и организационных проблем. Формирование ЕВХС является основной задачей будущего развития водного хозяйства.

Следующей ступенью являются *региональные водохозяйственные системы (РВХС)*.

В настоящее время формируется РВХС европейской части России. Территориальное перераспределение речного стока в СНГ проводится по системе каналов им. Москвы, Северский Донец — Донбасс, Днепр — Кривой Рог, Волга — Иваново, Днепр — Крым, Иртыш — Караганда и др. Общий объем перераспределения стока составляет 25-30 км³ воды в год. В европейской части России имеется развитая глубоководная транспортная система, включающая Беломорско-Балтийский, Волго-Донской каналы и канал им. Москвы, связывающие между собой крупнейшие реки, озера и моря (рис. 2.1). Москва стала портом пяти морей.

Бассейновые водохозяйственные системы (БВХС) создаются в пределах водосборного бассейна рек. Как правило, основой для формирования БВХС являются каскады водохранилищ на реке и ее притоках. Основной задачей бассейновой ВХС является регулирование водного стока в целях удовлетворения требований водопользователей при соблюдении условий рационального водопользования. Практически на всех крупнейших реках южного склона европейской части СНГ созданы каскады водохранилищ, позволяющие осуществлять многолетнее и годовое регулирование водного стока.



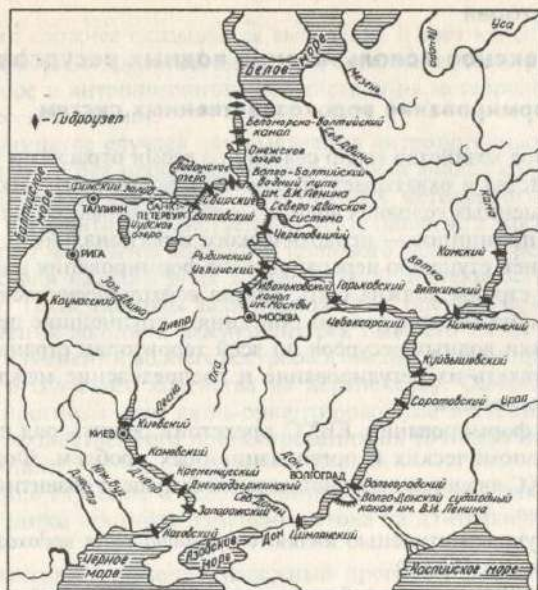


Рис. 2.1. Единая глубоководная система европейской части России

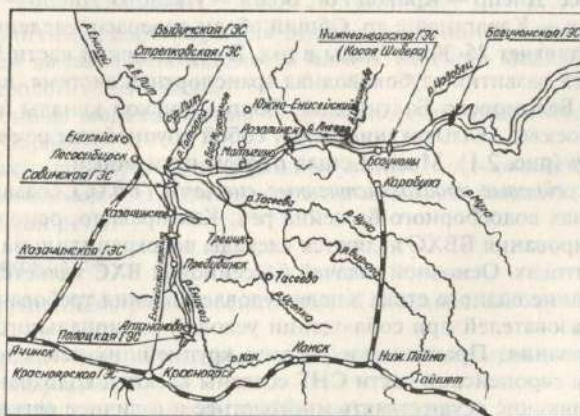


Рис. 2.2. Водохозяйственная система Енисея и Ангары

Таблица 2.1. Данные о водохранилищах Ангаро-Енисейского БВХС

Наименование водохранилища	НПУ, м	Объем водохранилища, км ³		Установленная мощность ГЭС, МВт
		полный	полезный	
<i>р. Енисей</i>				
Саяно-Шушенское	540	31,34	15,34	6400
Майнское	323	0,168	0,071	321
Красноярское	243	73,3	30,4	6000
Казачинское**	120	3,4	0,16	1380
Савинское**	91	0,5	Глубина сработки до 0,5 м	540
Холмогоровское*	70	6,6	—	1200
Ярцевское*	56	3,6	—	1200
Нижнеенисейское*	23	10,2	—	1300
<i>р. Ангара</i>				
Иркутское (оз. Байкал)	467	—	46	660
Братское	411	169,3	48	4500
Усть-Илимское	305	59,4	2,77	4320
Богучанское	215	58,3	2,31	4000
Нижнеангарское**	140	1,7	0,1	660
Выдумское**	127	4,4	0,2	1320
Стрелковское**	103	4,75	0,25	1600

* На стадии уточнения схемы использования р. Енисей.

** На стадии предпроектной проработки.

Наиболее развитые водохозяйственные системы созданы в бассейнах рек Волги, Камы, Дона, Днепра и др.

Практически все БВХС в европейской части СНГ имеют комплексное значение. Крупные БВХС создаются в Средней Азии на реках Вахш, Амударья, Нарын и др.

В Восточной Сибири создается один из самых крупных в мире каскадов водохранилищ в бассейнах рек Енисея и Ангары. На рис. 2.2 показана схема, а в табл. 2.1 приведены данные о водохранилищах этой БВХС, имеющей в основном энергетическое и транспортное значения.

Водохозяйственные комплексы (ВХК) образуются, как правило, на базе комплексных гидроузлов. ВХК состоит из: 1) комплексного гидроузла, состоящего из общих сооружений (плотина 1, водохранилище 2, водосбросы), отраслевых сооружений (ГЭС,



Рис. 2.3. Комплексная Каховская водохозяйственная система

шлюз, водозабор для орошения 3, водоснабжения); 2) сопутствующих сооружений (ВЛ, каналы для орошения 4 — 9) (рис. 2.3).

Основной задачей ВХК является регулирование стока реки в целях согласованного удовлетворения водопотребностей отдельных предприятий промышленности, энергетики, сельского хозяйства (орошения), водного транспорта и коммунального хозяйства. Во многих случаях гидроэнергетика является ведущим компонентом ВХК.

Важнейшей функцией ВХК является охрана природы в зоне влияния гидроузла, обеспечение пропусков воды для поддержания гидробиологического режима водотока и регулирования уровня подтопления земель, выполнение необходимых санитарно-гигиенических требований в водохранилище, нижнем течении реки и каналах.

Нижней ступенью иерархической структуры водохозяйственных объектов и систем являются *отраслевые водопользователи*, которые потребляют воду или используют водную среду для нужд отдельных предприятий народного хозяйства. К их числу можно отнести системы водоснабжения тепловых электростанций, промышленных предприятий и коммунальных хозяйств, гидротехнических объектов; энергетические объекты — ГЭС, ГАЭС; сооружения водного транспорта; оросительные и осушительные системы сельского хозяйства; сооружения по борьбе с наводнениями; рыбоводческие хозяйства и др.

На базе общего водного хозяйства создаются энергетические комплексы (энергокомплексы), состоящие из электростанций

разных типов. Энергокомплексы могут состоять из расположенных в непосредственной близости ГАЭС и АЭС или ГЭС, ГАЭС, АЭС. Вместо АЭС может быть КЭС. Для охлаждения конденсаторов АЭС или КЭС требуется расход воды 45 — 50 м³/с на 1 млн. кВт мощности. На ГЭС вода используется для выработки электроэнергии. ГАЭС в часы пониженных электрических нагрузок в энергосистеме перекачивает воду из нижнего резервуара в верхний, а в часы пика нагрузки использует эту воду для покрытия пиков электрической нагрузки и отдает электроэнергию в энергосистему.

Принципиальная схема энергокомплекса с АЭС и ГАЭС показана на рис. 2.4. Наиболее целесообразным является энергокомплекс с территориально-техническим объединением электростанций, единой строительной базой.

2.2. Водопотребители и водопользователи

Водные ресурсы используются для: 1) водоснабжения промышленности, тепловых электростанций, коммунального и сельского хозяйства; 2) орошения (ирригации) и обводнения земель; 3) гид-

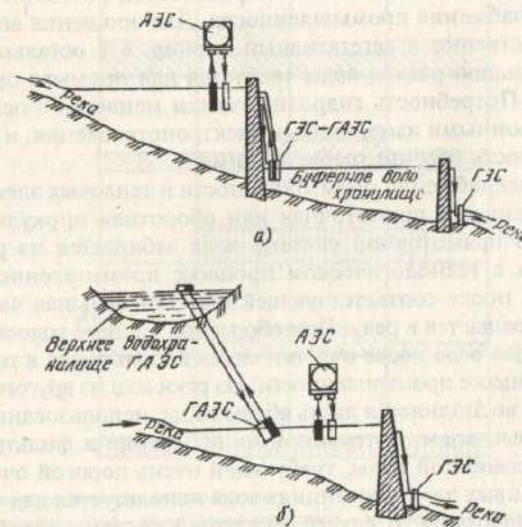


Рис. 2.4. Схема энергетического комплекса.

а — с буферным водохранилищем; б — с двумя водохранилищами

роэнергетики; 4) водного транспорта и лесосплава; 5) рыбного хозяйства; 6) отдыха населения и спорта (рекреация).

Водотоки и водоемы используются также в качестве приемников избыточной воды, отводимой с осушаемых территорий; приемников промышленных и коммунальных стоков, которые предварительно должны быть очищены до соответствующих кондиций согласно требованиям санитарной охраны. Водотоки и водоемы могут быть использованы для дополнительной самоочистки воды.

Кроме использования водных ресурсов приходится вести борьбу с водными воздействиями воды, например с наводнениями, селевыми (грязевыми) выносами, эрозией почв, заключающейся в смыве плодородного слоя земель, с образованием оврагов, размывом берегов водохранилищ и т.п.

В водном хозяйстве выделяют водопотребителей и водопользователей. Водопотребитель использует большую часть воды без возврата ее в водный источник, как, например, при орошении полей. Водопользователь полностью или почти полностью возвращает воду того же качества. Например, вода, пропускаемая через гидравлические турбины ГЭС для выработки электрической энергии, снова возвращается в реку. В течение года потребность в воде остается практически постоянной только для водоснабжения промышленности. Для орошения вода нужна преимущественно в вегетативный период, а в остальное время года небольшой расход воды требуется для промыва оросительной сети. Потребность гидроэнергетики меняется в основном в связи с сезонными изменениями электропотребления, и наибольшая мощность обычно требуется зимой.

Для водоснабжения промышленности и тепловых электростанций применяется прямоточная или оборотная циркуляционная система. В прямоточной системе вода забирается из реки, используется в технологическом процессе промышленного предприятия и после соответствующей очистки большая часть воды снова возвращается в реку. При оборотной системе водоснабжения отработавшая вода после очистки снова используется в технологическом процессе промышленности. Из реки или из другого водного источника восполняется лишь объем воды, использованный в качестве сырья, воды, потерянной на испарение и фильтрацию, и особо загрязненной воды, требующей очень дорогой очистки.

На тепловых электростанциях вода используется для охлаждения конденсаторов. В случае оборотной системы отработавшая вода поступает в пруды-охладители или охлаждается в градирнях. Для охлаждения конденсаторов тепловых электростанций требу-

ется тем больше воды, чем выше ее начальная температура.

При комплексном использовании водных ресурсов возникает необходимость согласования противоречивых требований водопотребителей и водопользователей к режиму расходов и уровней воды в реках.

Ориентировочные графики водопотребления по сезонам года

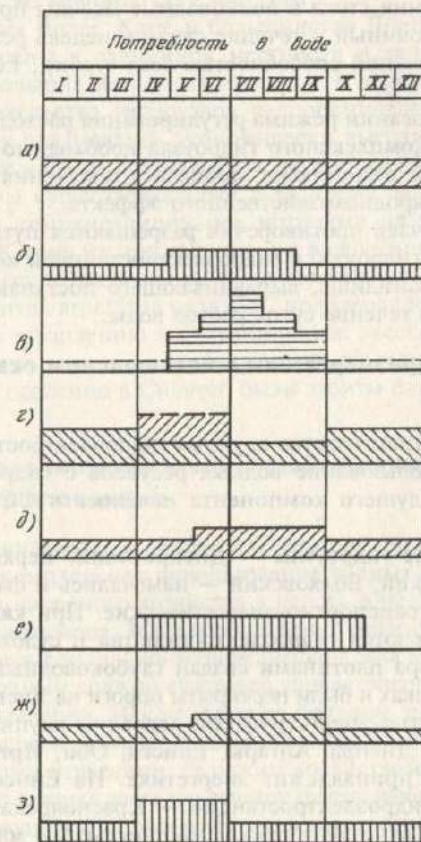


Рис. 2.5. Сезонные режимы водопотребления:

а — промышленность; б — коммунальное хозяйство; в — орошение (--- — водопотребление для промыва оросительной сети); г — гидроэнергетика (■ — использование воды в половодье при отсутствии водохранилищ для годичного регулирования стока); д — теплоэнергетика; е — водный транспорт и лесосплав; ж — здравоохранение и водный спорт; з — рыбное хозяйство

представлены на рис. 2.5. Для большинства водопотребителей в течение суток потребность в воде остается более или менее постоянной, снижаясь в ночные часы для некоторых предприятий и коммунального водопотребления.

Для ГЭС наиболее целесообразным в зимние месяцы является резкопеременный режим работы с остановкой ГЭС на ночь.

Для ГЭС без водохранилищ или с водохранилищами годичного регулирования стока в полноводные месяцы преобладающим является постоянный в течение суток и недель режим работы с полной пропускной способностью всех турбин, т.е. постоянной мощностью.

При обосновании режима регулирования расходов воды водохранилищем комплексного гидроузла необходимо преодолевать ведомственные разногласия, добиваясь получения наибольшего суммарного народнохозяйственного эффекта.

В ряде случаев противоречия разрешаются путем постройки на реке ниже гидроузла с гидроэлектростанцией контррегулирующего водохранилища, выравнивающего поступающий от ГЭС переменный в течение суток расход воды.

2.3. Роль гидроэнергетики в комплексном освоении крупных рек

Широкое строительство крупных гидроэлектростанций и комплексное использование водных ресурсов с гидроэнергетикой в качестве ведущего компонента началось в СССР по плану ГОЭЛРО.

Крупнейшие гидроузлы — Днепровский, Верхне-Свирский, Нижне-Свирский, Волховский — намечались и фактически построены как транспортно-энергетические. При каждом из этих гидроузлов имеются гидроэлектростанция и судоходный шлюз. За счет подпора плотинами создан глубоководный судоходный путь на этих реках и были перекрыты пороги на Днепре и Волхове.

В транспортно-энергетическом освоении крупнейших рек — Волги, Камы, Днепра, Ангары, Енисея, Оби, Иртыша и др. — ведущая роль принадлежит энергетике. На Енисее построены крупнейшие гидроэлектростанции — Красноярская мощностью 6 млн. кВт и Саяно-Шушенская мощностью 6,4 млн. кВт.

В Средней Азии основным направлением является ирригационно-энергетическое освоение рек. На реке Вахш построена высочайшая каменно-земляная плотина высотой 300 м и Нурекская ГЭС мощностью 3 млн. кВт.

На реках Дальнего Востока решаются проблемы гидроэнергетики и борьбы с наводнениями. Уже построен крупный гидроузел на р. Зее с электростанцией мощностью 1,29 млн. кВт с водохранилищем многолетнего регулирования стока и аккумуляцией катастрофических паводков. То же энергетическое и водохозяйственное значение борьбы с наводнениями имеет гидроузел на р. Бурея с ГЭС мощностью 2 млн. кВт.

Гидроузлы на Волге, Каме и большинство Днепровских гидроузлов построены в равнинной местности и характеризуются затоплением больших земельных массивов. В период проектирования и строительства гидроузлов недооценивалась стоимость земли, поэтому оказывались экономически выгодными сравнительно высокие уровни подпора. Эти негативные явления были предопределены существовавшими в то время заниженными в несколько раз компенсационными затратами на затопление и подтопление. К тому же при заполнении водохранилищ нарушались экологические требования. С целью ускорения получения гидроэнергии пуск агрегатов ряда ГЭС производился при неподготовленных к затоплению водохранилищах: лесосводка и лесочистка производилась в явно заниженных объемах. Многие водохранилища, особенно в Сибири, были забиты плавающей древесиной.

2.4. Распределение воды в водохозяйственных системах с гидроэлектростанциями

Распределение воды в водохозяйственных системах должно обеспечивать комплексное использование водных ресурсов, оптимальное для народного хозяйства в целом, а не для отдельной его отрасли или региона. Задача определения оптимума водопользования является социально-экономической задачей.

Первоочередным должно считаться удовлетворение потребностей в воде населения. Исключительно большое значение имеет учет интересов республик и областей. Распределение воды между промышленными отраслями, сельским хозяйством, обеспечение потребностей в уровнях воды для речного флота, рыбного хозяйства должно производиться на экономической и экологической основе.

Существенное значение имеет учет динамики развития потребностей в воде участников комплексного использования водных ресурсов.

Настоятельной необходимостью является проведение водосберегающей политики во всех отраслях народного хозяйства и эко-

номное использование воды населением. Большое народнохозяйственное значение имеет применение технологических процессов в промышленности с минимальной потребностью в свежей воде, оборотное водоснабжение, очистка отработавших вод, глубокая очистка промышленных и коммунально-бытовых стоков, рациональное использование удобрений в сельском хозяйстве с минимальным смывом в реки и водоемы, предотвращение загрязнения водотоков и грунтовых вод животноводческими комплексами и ряд других аналогичных мероприятий.

Для каждого участника комплексного использования водных ресурсов устанавливается гарантированная норма с определенной расчетной обеспеченностью (см. также § 6.3). Значение расчетной обеспеченности следует определять на основе технико-экономических расчетов с тем, чтобы обеспечить оптимальное природопользование. Вопрос о величине расчетной обеспеченности имеет исключительно большое значение для орошения, во многих случаях являющегося крупнейшим водопотребителем в водохозяйственных системах южных районов страны.

В засушливых районах площадь земель, выделяемых под орошение, определяется наличием водных ресурсов. При имеющихся запасах воды чем больше расчетная обеспеченность орошения, тем меньше площадь, которую можно использовать для устойчивого сельскохозяйственного производства.

С другой стороны, снижение расчетной обеспеченности орошения позволяет освоить для сельского хозяйства большую площадь и получить за многолетний период в среднем больший объем продукции. Поэтому обеспеченность орошения обосновывается технико-экономическими расчетами.

Для орошения необходимо задавать две подачи расхода воды:

- 1) гарантированную подачу расчетной обеспеченности порядка 75 — 80%;
- 2) сниженную подачу с обеспеченностью порядка 95 — 99%.

Нельзя производить расчет на одну расчетную обеспеченность p_p , т.е. нельзя допускать такого положения, при котором в более маловодные годы с обеспеченностью $p > p_p$ сельское хозяйство будет получать только объем естественного, незарегулированного стока.

Особые условия имеются для лесостепных и нечерноземных районов, где наряду с орошением используется значительная часть земель для богарного земледелия. В этих районах орошение должно использоваться для обеспечения необходимого увлажнения почвы совместно с выпадающими осадками. Так, например, при

среднегодовых осадках 300 — 500 мм на 1 га приходится 3000 — 5000 м³, что для некоторых сельскохозяйственных культур соответствует поливной норме. Но осадки неравномерны не только по годам, но и в пределах поливного сезона данного года. Засуха может быть или в первые, или в последние месяцы вегетации. Поэтому полив земель приобретает регулирующее значение. Он проводится только тогда, когда это целесообразно и ограничивается при достаточном естественном увлажнении земель за счет осадков.

В таких районах необходимо выделять регулярно орошаемые площади с постоянной оросительной сетью и учитывать площади нерегулярного подвижного орошения. Очевидно, что затраты на 1 га с постоянной оросительной сетью и на 1 га передвижного орошения будут существенно различными.

Передвижное орошение проводится специальными машинами только на тех землях и в те сроки, когда это наиболее целесообразно по агротехническим условиям. При наличии подвижного орошения более полно используется выделенный для орошения объем воды и увеличивается площадь фактически орошаемых земель.

Определение площади земель для такого способа орошения надо относить к компетенции использующих эту землю колхозов, совхозов, фермерских хозяйств и решать на основе оценки прибыли, которая может быть получена от применения постоянной и передвижной оросительной систем.

Для гидроэнергетики расчет следует проводить также на две обеспеченности — нормальной (гарантированной) и пониженной мощности и выработки электрической энергии с учетом возможных резервов мощности и запасов топлива на тепловых электростанциях энергетических систем.

Специфика отдельных водопотребителей и водопользователей заключается в том, что для одних из них, например для промышленности, добавочная вода сверх гарантированного расхода не нужна, а для других, например для гидроэнергетики, дополнительный сверх гарантированного расход воды может и должен быть использован для выработки электрической энергии, что позволяет уменьшить выработку электроэнергии и расход топлива на тепловых электростанциях энергосистем.

Для оросительных систем избыточный полив земель сверх оптимальных оросительных норм приносит вред — снижает урожайность сельскохозяйственных культур и влечет за собой засоление почв.

Минимально необходимый объем для развивающейся отрасли и региона выделяется на основе общегосударственной политики с учетом социальных и национальных задач регионов с обязательным выделением попусков по экологическим и санитарным условиям. В качестве экономического критерия для обоснования территориального и межотраслевого распределения дополнительного объема воды целесообразно принять приращение национального или хозрасчетного дохода на 1 м^3 используемой воды.

Экономически целесообразно выделять воду в первую очередь той отрасли, которая дает максимум прироста удельного национального или валового дохода $g_1 = g_{\max}$ на 1 м^3 воды. Обычно для всех отраслей значение g является убывающей функцией дополнительно выделяемого объема воды. Как только прирост удельного дохода в первой отрасли g_1 становится равным приросту g_2 второй отрасли, дополнительный объем воды начинает выделяться этим двум отраслям, затем трем и т.д. В конечном итоге дополнительный объем воды распределяется по условию

$$g_1 = g_2 = g_3 = \dots = g_n, \quad (2.1)$$

где 1, 2, 3, ..., n — водопотребители соответствующих отраслей народного хозяйства.

В ряде случаев один и тот же объем воды может быть последовательно использован несколькими потребителями и водопользователями. В таких случаях надо учитывать суммарный прирост удельного дохода для этих участников комплексного использования водных ресурсов. Если, например, вода для орошения забирается из нижнего бьефа гидроэлектростанции, то по приросту дохода по гидроэнергетике g_1 и орошению g_4 получим условие

$$g_1 = g_2 = g_3 + g_4 = g_5 = \dots = g_n. \quad (2.2)$$

Применение такого метода в первом приближении позволяет получить максимум дохода от использования дополнительного объема воды. Окончательное решение о распределении воды принимается на основе учета всех количественных и качественных факторов, социальных последствий, оборонных задач и т.п. Распределение воды между участниками комплексного использования водных ресурсов регламентируется специальными правилами, которые составляются в результате глубокого, всестороннего исследования. Правила утверждаются вышестоящей государственной инстанцией, ассоциацией или акционерным обществом, если

оно является собственником комплексного гидроузла. Правила оформляются в виде диспетчерского графика, на котором устанавливается расход воды, который необходимо подавать каждому участнику комплекса в соответствующие месяцы в зависимости от наличия воды в водохранилище.

Контрольные вопросы

1. Преимущества комплексного использования водных ресурсов.
2. Роль гидроэнергетики в комплексном освоении крупных рек.
3. Принципы и методы распределения капиталовложений и ежегодных издержек ВХК между участниками комплексного использования водных ресурсов.

Темы рефератов

1. Структура водного хозяйства России.
2. Одноцелевое и комплексное использование водных ресурсов.
3. Проблемы водосберегательной политики.
4. Социальные требования в обеспечении водой народного хозяйства.

Экологические основы гидроэнергетики

3.1. Основы экологии

Гидроэнергетические объекты оказывают интенсивное воздействие на окружающую их природную среду. Уровень этих воздействий зависит от проектных решений — схемы использования водной энергии, основных энергетических параметров гидроэнергетической установки (подпорной отметки, емкости водохранилища, энергетической мощности и др.), компоновки гидроузла, а также от условий строительства и эксплуатации гидроэнергетического объекта. Все это относится к антропогенному виду воздействий на природу, который определяет влияние хозяйственной деятельности человека. Природная среда по сравнению с техногенной достаточно консервативна в силу длительности процессов естественной эволюции, поэтому необходим поиск рациональных путей использования водной энергии в условиях сохранения или допустимых изменений природной среды. Процесс создания гидроэнергетической установки должен идти в двух направлениях, в одном — решение энергетических задач водопользования, а в другом — сохранение природы с высокой биологической продуктивностью в условиях антропогенных воздействий в данном месте. Если решение инженерных задач гидроэнергетики подкреплено теорией и практикой гидроэнергетического строительства, то вопросы экологической обоснованности являются малоизученными и требуют специального образования инженеров-гидроэнергетиков.

Экология как наука изучает взаимодействие живых организмов со средой обитания. Иногда экология отождествляется с охраной природы, что неверно. Охрана природы имеет своей целью исправление или ограничение деятельности человека в природной среде. Ответ на вопрос, как осуществлять охрану природы, дает нам экология, которая несет в себе сведения о закономерностях жизнедеятельности организмов. Экологические знания являются фундаментальными в решении проблемы охраны природы, в том числе при гидроэнергетическом строительстве.

Рассмотрим основные понятия и определения общей экологии, которые могут сформулировать экологические основы гидроэнергетики.

Биосфера представляет собой область распространения живого вещества в оболочке Земли. Определение биосферы вклю-

чает в себя и само живое вещество — растения и живые организмы. Живое вещество формируется в результате развития биосферных процессов, которые, в свою очередь, находятся в прямой зависимости от органической жизни на Земле. Биосферу можно разделить на три подпространства: литосфера — верхняя часть земной коры (2 — 3 км ниже поверхности Земли); гидросфера — моря, реки, озера и Мировой океан; тропосфера — нижний слой атмосферы. На рис. 3.1 показаны основные составляющие части биосферы, из которого видно, что существуют некоторые области наложения различных сфер — наиболее благоприятные зоны органической жизни, например почвенный слой, насыщенный водой и атмосферным воздухом. Биосфера в таком определении может рассматриваться только в первичном состоянии. В результате активной деятельности человека сформировалось ее вторичное состояние — техносфера, которую можно рассматривать, как природно-техническую среду. На рис. 3.1 показан один из этапов формирования биотехносферы, когда антропогенное влияние охватывает большую часть биосферы, оставляя меньшую ее часть в первичном состоянии. Создание биосферных заповедников в этой оставшейся части позволяет иметь эталоны природных процессов на Земле. Если биосфера в своем первичном состоянии образовалась и развивалась в результате естественной эволюции жизни на Земле, то биотехносфера стала результатом активной деятельности человека. Необходимость разумного регулирования взаимодействия природы и человека привела биосферу к новому этапу ее развития — ноосфере.

Гидроэлектроэнергетика как одно из направлений энергетики развивается в мире сравнительно недавно, примерно полтора столетия. На первом этапе она развивалась по техногенному принципу природопользования, когда природа рассматривалась как неисчерпаемый ресурс для человека. Современная гидроэнергетика идет по пути формирования ноосферы, допускающей экологически обоснованные условия использования

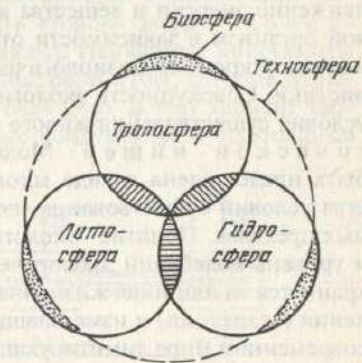


Рис. 3.1. Составные части биосферы

водной энергии.

Локальное влияние биосферы на конкретные живые организмы может быть представлено в виде экологических факторов, под которыми понимаются любые условия среды обитания, способные оказывать влияние на жизнедеятельность. Они могут быть разделены на две группы: 1) факторы неживой природы — абиотические; 2) факторы живой природы — биотические. К абиотическим экологическим факторам следует отнести климатические характеристики — свет, температуру, влажность, осадки, движение воздушных масс, давление и др.; географические — рельеф местности, высотное положение и др.; физико-химические — газовый состав воздуха, концентрацию примесей в воде, кислотность и состав почвенных растворов. Для гидросферы (водной среды) важнейшими абиотическими факторами являются: неподвижность или перемещения (течения) водных масс, температурная стратификация водоема, диапазон колебаний температуры во времени, прозрачность воды, насыщение кислородом и др.

Биотические факторы характеризуют взаимоотношения между животными, растениями и микроорганизмами, поэтому они могут быть разделены на четыре группы: 1) фитогенные — связанные с жизнедеятельностью растений; 2) зоогенные — с деятельностью животных; 3) микробиогенные — с деятельностью бактерий, вирусов, простейших; 4) антропогенные — с деятельностью человека. Биотические факторы образуют вполне определенную совокупность между растениями, животными и микроорганизмами. Архитектурным началом такой совокупности является движение энергии и вещества в виде разнообразной пищи. Живой организм в зависимости от сложившейся природной среды имеет конкретные физиологические и функциональные характеристики. Совокупность экологических факторов, определяющая условия существования живого организма, называется экологической нишей. Модель экологической ниши может быть представлена в виде многомерного векторного пространства условий существования, которые изменяются в определенных пределах. Понятие “экологическая ниша” определяет набор и уровень колебаний экологических факторов, при которых сохраняется та или иная жизненная форма в результате приспособления (адаптации) к изменяющимся условиям внешней среды. В современном мире лимитирующим экологическим фактором, как правило, является антропогенный, который может резко изменять условия существования живых организмов. Например, теп-

ловое загрязнение естественных водоемов и водотоков приводит к гибели тех видов рыб, которые могут существовать только в холодной воде. Другие виды, которые хорошо приспосабливаются в широком диапазоне колебания температуры, выживают, что приводит к формированию новой ихтиофауны. В этом случае можно говорить об изменении (разрушении) экологической ниши.

Жизнеспособность живых организмов зависит не только от возможностей адаптации к изменяющимся условиям внешней среды, но и от их “партнеров”, слагающих круговорот энергии и веществ. Упорядоченная, относительная, замкнутая совокупность разных видов организмов, совместно обитающих в однородной природной среде, называется экологической системой. Термин “система” предопределяет несколько схематизированное представление о взаимодействии живых сообществ в ограниченном пространстве. Эта схематизация заключается в выделении элементов (объектов) и установлении действующих между ними связей. Элементами экологической системы являются разные виды организмов, связанных между собой потоками энергии, веществ и информации. Последовательная передача энергии и вещества от одних элементов экологической системы к другим образует трофическую (питательную) цепь. В простейшем случае можно выделить три звена этой цепи, показанные на рис. 3.2. Растения в результате фотосинтеза с использованием углекислого газа CO_2 и минеральных веществ образуют первичную (растительную) биомассу. Это первое звено трофической цепи называется продуцентами, т.е. производящее первичное органическое вещество из неорганического. Растительная пища используется различными насекомыми и животными, которые составляют первичную часть второго звена — консументы (от лат. консумо — питаюсь). Первичные консументы представляют собой растительноядные организмы, которые трансформируют растительную пищу в белковую. В этот элемент трофической цепи входят и вторичные консументы — плотоядные

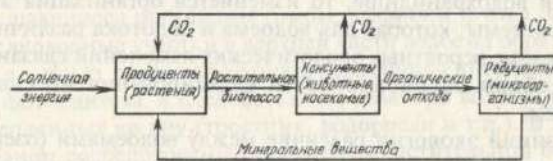


Рис. 3.2. Схема трофической цепи простейшей экологической системы

животные, использующие в пище животные белки, т.е. источником их питания служат первичные консументы. На схеме рис. 3.2 первичные и вторичные консументы объединены в один блок. В процессе жизнедеятельности консументов и после их смерти имеются органические отходы, которые могут накапливаться в природной среде. Отходы имеют и продуценты. Для утилизации органических отходов, т.е. их переработки в первичное минеральное вещество, имеется третье звено — р е д у ц е н т ы (бактерии, грибы, простейшие организмы). Минеральные вещества, а также CO_2 , выделяемый в процессе дыхания консументами и редуцентами, вновь используются в качестве исходных продуктов в первом звене трофической цепи. Таким образом, экологическая система представляется вполне организованным замкнутым процессом по схеме генерация — трансформация — утилизация вещества. Управление этим процессом осуществляется передачей информации через потоки энергии и веществ. Стабильность этой системы (гомеостаз) определяется множеством связей между трофическими звеньями: чем сложнее система, т.е. чем больше связей и чем больше запас информации, тем она менее уязвима к помехам. Схема организации экологической системы имеет свои особенности для различных частей биосферы. Для гидроэнергетики наибольший интерес представляют водные экосистемы в озерах, реках и водохранилищах.

3.2. Экология водоемов и водотоков

Гидроэнергетические установки относятся к разряду водопользователей, которые могут изменять морфологию водных объектов. Создание водоподпорного сооружения и искусственное регулирование речного стока вызывают деформации экологических систем через изменения экологических факторов. В основе этих деформаций лежит смена б и о ц е н о з а — однородных взаимоотношений между живыми организмами в определенных природных условиях. Например, если на определенном участке реки создается водохранилище, то изменяется организация экологической системы, которая для водосма и водотока различна. Прогнозирование вероятных экологических изменений связано с изучением общих закономерностей формирования пресноводных экосистем.

С позиций экологии различие между водоемами (озера, пруды, водохранилища) и водотоками (реки и ручьи) заключается в лимитирующих факторах водной среды — температуре, прозрач-



Рис. 3.3. Экологическая система водоема.

1 — литоральная зона; 2 — лимническая зона; 3 — профундальная зона

ности, наличии течений, качестве воды и др. В условиях регулирования водного стока особое значение имеет колебание этих факторов. Рассмотрим особенности формирования экологических систем в озерах и водохранилищах, а затем в реках.

В водосме достаточной глубины можно выделить три зоны (рис. 3.3) с характерными экологическими факторами, определяющими особенности жизненных форм. Условно водоем по глубине можно разделить на две части (пунктирная линия на рис. 3.3): верхняя часть, доступная для проникновения солнечного света, насыщенная кислородом; нижняя часть с малой освещенностью, бедная содержанием кислорода и стабильным температурным режимом.

Верхняя толща воды с эффективным проникновением солнечной энергии называется л и м н и ч е с к о й зоной и характеризуется разнообразной водной биотой (комплексом живых организмов). Продуценты в этой зоне представлены фитопланктоном — плавающими микроскопическими растениями, плотность которого зависит от сезонов года. В теплое время наблюдается интенсивное развитие фитопланктона — “цветение” воды. Консументы лимнической зоны можно объединить в две группы: 1) зоопланктон — плавающие организмы, которые перемещаются только с помощью течений; 2) нектон — плавающие, самостоятельно перемещающиеся организмы (рыбы, амфибии и т.п.). Прибрежные мелководные участки в верхней части водоема образуют л и т о р а л ь н у ю зону, для которой характерны интенсивные процессы фотосинтеза, а следовательно, развитие водных растений, прикрепленных ко дну (тростник, водоросли и т.п.). В этой зоне в основном сосредоточены продуценты растительной биомассы.

Нижняя часть водоема называется п р о ф у н д а л ь н о й зо-

ной, которая служит аккумулятором органических отходов из литоральной и лимнической зон. Малая освещенность и недостаток кислорода определяют условия существования редуцентов — бактерий и грибов, которые перерабатывают отходы и обновляют питательную среду водоема при переносе минеральных веществ течениями и плавающими животными. Прикрепленные ко дну или находящиеся в толще осадков организмы называются бентосом.

В озерах и водохранилищах в силу стратификации температуры и содержания кислорода характерна вертикальная организация экологической системы. В верхней части — продуценты, затем консументы, а в нижней (донной) — редуценты. Природное разнообразие водоемов может исключать те или иные зоны, например, в неглубоких озерах, прудах может отсутствовать профундальная, а в горных озерах или водохранилищах литоральная зона.

Важным экологическим свойством водоема является биологическая продуктивность — способность производить биомассу в водной среде, которая зависит от морфологии озера или водохранилища, поступления в него питательных веществ — биогенов. Озера и водохранилища можно классифицировать в зависимости от этого свойства, разделив их на четыре группы.

Олиготрофные — глубокие водоемы с прозрачной и холодной водой с бедным содержанием соединений азота и фосфора. Вследствие низкой биологической продуктивности экосистема таких водоемов мало развита, поэтому содержание кислорода в воде недостаточное для дыхания живых организмов. Качество воды олиготрофных водоемов можно считать высоким. Озера и водохранилища такого типа встречаются, как правило, в малоосвоенных районах, например в горной местности или тундре.

Эвтрофные водоемы бывают обычно неглубокими и малопрозрачными. Вода в них хорошо прогревается и богата содержанием биогенов, что способствует высокой биологической продуктивности. В летний период характерно цветение воды, бурное развитие водной растительности. Экосистемы эвтрофных озер и водохранилищ разнообразны и сильно развиты. Активные дыхательные процессы вызывают дефицит растворенного в воде кислорода. Практически все водоемы, подверженные антропогенному влиянию, относятся к эвтрофной группе, хотя и в естественной природной среде могут быть интенсивные источники загрязнения озер органическими веществами, например естественны-

ми отходами, которые не успевают перерабатываться редуцентами.

Дистрофные водоемы являются малопроточными, темноводными, с большим содержанием гуминовых кислот. Обычно это болотные или торфяные озера, жизнь в которых постепенно деградирует и водная среда постепенно зарастает. К этой группе можно отнести и водохранилища, которые активно загрязняются различными стоками. Высокий уровень загрязнения воды приводит к деградации органической жизни.

Переход водоема от олиготрофного в эвтрофное состояние довольно сложный, обычно растянут по времени. Возможны колебания биологической продуктивности в ту или другую сторону. Такие водоемы могут быть отнесены к мезотрофным, т.е. промежуточной группе между олиготрофными и эвтрофными водоемами. Например, Ладожское озеро находится в настоящее время в мезотрофном состоянии. Дальнейшее поступление биогенов свыше лимитирующих объемов может привести к его активному эвтрофированию. В настоящее время реализуется Государственная программа оздоровления Ладожского озера, позволяющая притормозить процесс эвтрофикации и стабилизировать экологическую систему.

Реки имеют устойчивое течение воды, вызывающее размыв русла, движение и осаждение наносов, а также затопление прилегающих территорий в паводок и их дренирование в меженьный период. Важным фактором формирования гидробиоты реки является водоприемник речного стока — озеро или море, куда она впадает, так как имеет место обмен между экосистемами реки и водоприемника на разных трофических уровнях. Например, река может продуцировать фито- и зоопланктон, а озеро или море частично формировать второе трофическое звено — консументы. В отличие от водоемов для рек характерна горизонтальная (продольная) организация экологической системы. В верховьях рек, как правило, большие уклоны русла, а следовательно, и большие скорости течения воды. Это вызывает активные русловые процессы, быстро меняется химический состав воды. Поэтому гидробиота верховьев рек разнообразна, но неустойчива из-за сноса течением. Верхние участки реки с притоками являются генераторами фито- и зоопланктона. На плесах и в низовьях рек режим течения более устойчивый, что приводит к стабилизации мест обитания живых организмов. В этой зоне реки хорошо приспособляются консументы и природные санитары — редуценты.

Большое значение в формировании экологической системы

реки имеет биологическая продуктивность поймы. Периодические затопление и осушение поймы делают ее аккумулятором питательных веществ. Благоприятный температурный режим в разные сезоны года (более мягкий) способствует миграции животных в эти места (место зимовки, водопой в период засухи и т.п.). Пойма периодически промывается от загрязнений и шлаков.

Создание водохранилищ существенным образом влияет на организацию экологической системы, так как водоток на некотором участке становится водоемом со своими специфическими экологическими условиями.

Воздействие водохранилищ сказывается на различных элементах окружающей среды — на гидрологическом режиме в верхнем и нижнем бьефах гидроузлов, вплоть до устьев рек, на водных и наземных экосистемах, на хозяйственных объектах, на социально-экономических условиях жизни людей и т.д.

Наиболее ощутимыми и заметными отрицательными последствиями создания и эксплуатации водохранилищ для природной среды являются: затопление земель; перестроение берегов водохранилищ и размывы русла и берегов реки ниже гидроузла (а иногда и прилегающих к устью берегов морей) в результате задержки твердого стока реки в водохранилище; повышение уровня грунтовых вод и вызываемые им заболочивание и подтопление земель; изменение почвенного и растительного покрова под влиянием подтопления и изменения микроклимата (усиление ветров, повышение влажности воздуха и т.п.); изменение условий обитания фауны в долине реки; коренная перестройка фауны самого водотока, превращающегося из реки в водохранилище с замедленным водообменом, в результате чего изменяются условия размножения и обитания различных водных организмов, особенно рыб; изменение качества воды вследствие замедления стока, уменьшения самоочищающей способности, избыточного развития сине-зеленых водорослей ("цветения воды") и т.п.

Изменения гидрологического режима — уровней, проточности, течений, волнения, твердого стока и т.д. — в верхних и нижних бьефах гидроузлов соответственно сказываются на внутриводоемных гидробиологических процессах, приводя к формированию в водохранилищах специфических биотопов и биоценозов.

Изменения ландшафта и гидрологического режима реки оказывают большое влияние на окружающую среду прилегающей территории. Влияние даже крупных водохранилищ на климат распространяется в относительно узкой береговой полосе шириной до 15 км. Однако практически значимое влияние на климат

сказывается в полосе 1 — 3 км.

Испарение с водной поверхности водохранилищ в гумидных районах меньше атмосферных осадков, а в аридных превышает их в 1,5 — 5 раз.

Общий объем дополнительных потерь на испарение с поверхности водохранилищ мира оценивается в 110 км³, в бывшем СССР 16 км³. Наибольшего значения дополнительные потери на испарение достигают на крупных водохранилищах Африки (Насер 8,3 км³/год, Вольта 4,6 км³/год), в Казахстане — на Бухтарминском (3,83 км³/год) и в России — на Волгоградском (3 км³/год). На большинстве водохранилищ СНГ испарения оцениваются в пределах 1 — 9% расходной части баланса.

Изменения климатических и гидрологических условий вызывают повышение на прилегающих территориях уровня грунтовых вод, вплоть до заболочивания земель, изменение их минерализации, трансформацию почв в сторону развития процессов оглеения и торфообразования, изменение растительного покрова в направлении увеличения доли гидрофильных и полуводных пушных зверей и водоплавающей птицы. Ниже водохранилищ также наблюдается существенное изменение окружающей среды. На некоторых реках (Волге, Иртыше, Сырдарье и др.) эти изменения, грозившие стать необратимыми, были предотвращены в результате осуществления специальных попусков воды из вышележащих водохранилищ (Куйбышевского, Бухтарминского, Чарлларинского), которые в той или иной степени восстанавливали естественный половодный режим. Так, в низовьях Волги для обводнения Волго-Ахтубинской поймы и дельты Волги в интересах рыбного хозяйства ежегодно сбрасываются в конце весны — начале лета от 70 до 130 км³ (в зависимости от водности года).

Водоохранилища, как установлено в последние годы, влияют на современные тектонические процессы, способствуя возникновению, увеличению частоты и усилению землетрясений.

С помощью специальных инженерных сооружений можно управлять экологическими процессами, протекающими в водохранилище и в нижнем бьефе ГЭС.

На рис. 3.4 показаны варианты плотинного водозабора, которые оказывают различное влияние на биотические и абиотические факторы. При глубинном водозаборе в нижний бьеф (НБ) поступает холодная вода с бедным содержанием кислорода. Фито- и зоопланктон сосредоточены в верхней лимнической зоне водохранилища, поэтому нет возможности его транзита в нижнее течение реки. Поверхностный водозабор позволяет сохранить в

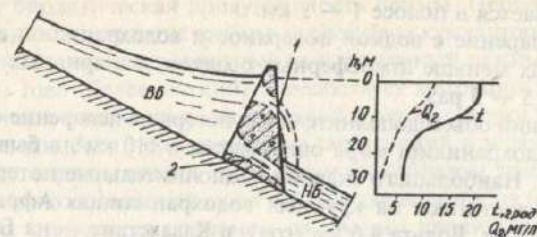


Рис. 3.4. Варианты забора воды из водохранилища:
1 — поверхностный, 2 — глубинный

определенной мере продольную экологическую систему реки даже при наличии небольшого водохранилища, так как поддерживается температурный режим близкий к естественному, осуществляется транзит гидробиоты в нижний бьеф. В условиях же колебаний уровней верхнего бьефа (ВВ) водохранилища ГЭС глубокий водозабор конструктивно и экономически более предпочтителен, поэтому проектировщик-гидроэнергетик должен найти решение задачи, приемлемое с позиций технологических и экологических требований.

3.3. Качество воды

Использование природных вод человеком, в том числе для производства электрической энергии, приводит к изменению многочисленных показателей, характеризующих состояние воды как природного ресурса. В процессе хозяйственного водоиспользования происходит загрязнение воды, изменяются гидробиологические режимы, осуществляется безвозвратный отъем (потери) водного стока. Наиболее чувствительными к изменению состояния водных ресурсов являются живые организмы, включая человека, поэтому они лимитируют качество воды — совокупность физико-химических, биологических и бактериологических показателей, определяющих пригодность воды для использования. Такое определение качества воды имеет относительное значение, так как пригодность воды для использования зависит от того, кто формирует требования к качеству воды. В водохозяйственной практике приняты два основных лимитирующих вида водопользования: 1) использование воды для нужд населения (питьевое и хозяйственно-бытовое); 2) использование воды в рыбохозяйственных целях. Именно эти водопользователи и определяют требования к качеству воды в виде нормативных показателей.

Основным показателем, нормирующим содержание различных примесей в воде, является предельно допустимая концентрация (ПДК), при которой примеси не оказывают вредного влияния на организм человека или других живых организмов. Кроме ПДК имеется ряд других нормативных требований к качеству воды: запах и вкус, окраска, температура, наличие возбудителей заболеваний (бактерии, вирусы) и ядовитых веществ. Всего установлено более 600 ПДК.

Природные воды обладают самоочищающей способностью, которая допускает естественное разложение органических соединений. Основой этого процесса является окисление примесей содержащимся в воде кислородом. Нормативным показателем такого свойства воды является биохимическая потребность в кислороде (БПК) — количество кислорода, необходимое в определенный промежуток времени (сутки) на аэробное биохимическое разложение органических примесей. В некоторых случаях БПК может быть общей оценкой качества воды, приблизительно определяющей уровень загрязнения.

Интенсивность биохимических процессов в конкретных водных объектах зависит от морфологии водотока или водоема (глубины, скорости течения, расхода воды, фоновой, т.е. естественной концентрации примесей и т.п.). В зависимости от перечисленных условий вводится лимитирующий показатель — предельно допустимый сброс (ПДС) загрязнений, который устанавливает допустимую массу сбрасываемых в водный объект загрязнений, которая не приводит к превышению соответствующих ПДК в контрольных точках (створах). На рис. 3.5 приведена схема, иллюстрирующая расчет ПДС на участке реки. На некотором участке реки имеется сосредоточенный источник загрязнения в виде выпуска сточных вод, которые поступают в реку с расходом q и концентрацией загрязняющего вещества C_1 .

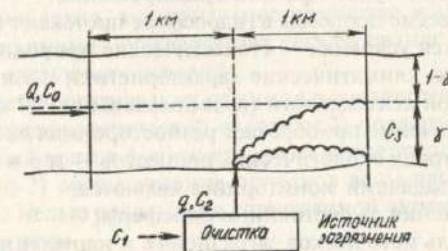


Рис. 3.5. Схема определения ПДС от сосредоточенного источника загрязнения участка реки

В соответствии с действующим нормативом устанавливаются контрольные створы, удаленные от места сброса на 1 км выше и ниже по течению. В верхний створ поступает вода с расходом Q и фоновой концентрацией рассматриваемой примеси C_0 . На участке реки от места сброса до нижнего створа протекает процесс перемешивания загрязняющего и естественного стоков. В нижнем контрольном створе концентрация примеси составляет C_2 . Можно записать уравнение смешения сточных вод в следующем виде:

$$qC_2 + \gamma QC_0 = (q + \gamma Q)C_1, \quad (3.1)$$

где γ — коэффициент смешения.

Введя условие, что концентрация загрязняющего вещества C_2 в контрольном створе не должна превышать ПДК, найдем предельно допустимую массу сброса (ПДС = qC_1):

$$\text{ПДС} = \gamma Q(\text{ПДК} - C_0) + q\text{ПДК}. \quad (3.2)$$

Если фактическая масса сброса превышает ПДС, то необходимо применять очистку сбросов, доводя концентрацию загрязняющего вещества с C_1 до C_2 , где $C_1 > C_2$.

Некоторые примеси к воде обладают сходным неблагоприятным воздействием на организм, которое приводит к эффекту суммации. В таких случаях необходимо нормировать суммарную концентрацию таких веществ по условию

$$\frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1, \quad (3.3)$$

где C_1, C_2, \dots, C_n — концентрации вредных веществ, имеющие эффект суммации.

Специальными нормами оговорен перечень веществ, для которых необходим учет эффекта суммирования.

Экологические процессы в гидросфере протекают в непрерывно изменяющихся условиях — стохастические природные процессы (водный сток, климатические характеристики и т.п.) и развитие хозяйственной деятельности (водопользование). В таких условиях важное значение приобретает разносторонняя система наблюдений и контроля экологических процессов — м о н и т о р и н г. Основными задачами мониторинга являются:

- 1) наблюдения за состоянием биосферы;
- 2) контроль источников загрязнений и нарушений природной среды;

3) накопление и обработка информации об экологических процессах.

Результаты последнего имеют дальнейшее применение с целью моделирования экологических процессов и прогноза с их помощью изменений в природной среде по мере хозяйственного водопользования. Конечной задачей мониторинга является создание системы управления экологическими процессами на участках реки и водосборе в целом.

Хорошей базой для развития экологического мониторинга являются гидроэнергетические объекты, которые оснащены необходимыми приборами и ЭВМ, имеют квалифицированные кадры эксплуатационного персонала, располагают широкой гидрологической информацией. Подсистема контроля и наблюдений за экологическими процессами в верхнем и нижнем бьефах должна стать составной частью системы управления гидроэлектростанцией в силу специфических взаимодействий экологических систем искусственного водоема (водохранилища) и нижнего бьефа. С помощью систематических наблюдений должны быть выбраны такие режимы эксплуатации ГЭС, которые сформировали бы устойчивые экологические ниши для гидробиоты бьефов.

При каскадном освоении водотока включение мониторинга в число эксплуатационных задач позволит наблюдать динамику экологических процессов на разных участках реки, включая водохранилища и незарегулированные участки реки. Результаты таких наблюдений позволят прогнозировать оптимальные энергетические режимы работы каскада ГЭС при условии поддержания благоприятной экологической обстановки.

Рассмотрим пример организации экологического мониторинга в составе комплексной водохозяйственной системы (ВХС), создаваемой на участке реки с водохранилищем. В число водопользователей входят промышленные предприятия, орошаемые площади земледелия, коммунальное хозяйство жилого поселка. Гидроэлектростанция осуществляет регулирование водного стока с учетом следующих условий:

- 1) ведение энергетических режимов в соответствии с требованиями электроэнергетической системы;
- 2) поддержание необходимых уровней воды в бьефах для целей неэнергетического водопользования;
- 3) осуществление попусков воды для обеспечения ее качества с целью сохранения естественной экосистемы в нижнем течении реки.

На рис. 3.6 приведена схема водопользования в нижнем и верхнем бьефах гидроузла. Из водохранилища вода забирается с рас-

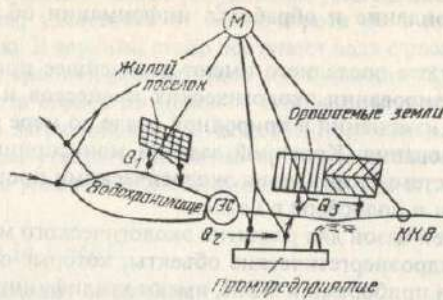


Рис. 3.6. Мониторинг качества воды в комплексной водохозяйственной системе на участке реки с водохранилищем

ходом Q_1 для коммунальных и бытовых нужд жилого поселка. В нижнем бьефе вода с расходами Q_2 и Q_3 подается на промышленные предприятия и в систему орошения сельскохозяйственных земель. Каждый из этих водопользователей осуществляет сброс загрязненных стоков, что влияет на качество воды в контрольном створе (ККВ — контроль качества воды). Мониторинг ВХС организован таким образом, что он обеспечивает наблюдение за естественным притоком воды, водозабором и сбросом стоков, контролирует качество воды на выходе из рассматриваемой ВХС. Возможности ВХС в управлении качеством воды заключаются в ограничении объемов водопользования наиболее активных источников загрязнения, проведении очистки стоков, регулировании попусков воды из водохранилища в экстремальных ситуациях. В табл. 3.1 приведены диапазоны расходов воды, забираемой на нужды водопользователей. При максимальных заборах воды уменьшается сток чистой воды и увеличиваются объемы загрязненных стоков. При ограничении объемов водопользования потребитель вынужден или снижать объем производства продукции, или переходить на более совершенные технологии использования воды и очистки стоков. В данном случае экономическая задача опти-

Таблица 3.1. Расход воды на нужды водопользователей комплексной ВХС

Наименование водопользователей	Расход воды, м ³ /с		Фактор водопользования
	максимальный	минимальный	
Жилой поселок	40	25	x_1
Промышленное предприятие	20	10	x_2
Орошение	150	100	x_3

мизации водопользования не рассматривается. Ставится задача моделирования зависимости показателя качества воды от ее расходов на нужды потребителей. На основе полученной модели можно составить прогноз качества воды при различных стратегиях водопользования.

В качестве лимитирующего показателя, отражающего состояние данной водной системы, принята биохимическая потребность в кислороде Q_2 , мг/л, для окисления органических загрязнений воды. БПК будет зависеть от количества органических соединений, поступающих в верхний и нижний бьефы гидроузла вместе со стоками, объем которых, в свою очередь, зависит от расхода воды Q_i , забираемого на нужды хозяйственного водопользования. Для прогноза и управления качеством воды рассматриваемой ВХС определенный интерес представляет зависимость лимитирующего показателя качества воды БПК от размеров хозяйственного водопользования Q_i , т.е. $БПК = f(Q_1, Q_2, \dots, Q_n)$, где n — число водопользователей. Эта зависимость может быть определена с использованием многофакторного анализа [10], который рассматривается в самой упрощенной форме.

Представим расходы воды на нужды хозяйственного водопользования Q_i в виде их факторов x_i , которые принимают следующие значения: $x_i = +1$ при $Q_i = Q_{i,max}$ и $x_i = -1$ при $Q_i = Q_{i,min}$. Тогда зависимость показателя качества воды от факторов хозяйственного водопользования можно представить в виде линейного уравнения регрессии

$$БПК = БПК_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n, \quad (3.4)$$

где $БПК_0$ — среднее значение БПК, мг/л; x_i — фактор i -го водопользования, отн.ед.; a_i — коэффициент регрессии, определяющий относительное изменение БПК от его среднего значения при варьировании фактором x_i .

В результате наблюдения за состоянием водной системы с помощью мониторинга, а также проведения экспериментов по варьированию размеров водопользования при различном естественном притоке свежей воды в водохранилище можно составить различные факторные эксперименты, в каждом из которых x_i принимают различные крайние значения $x_i = \pm 1$. В данном примере факторы водопользования x_i обозначены для каждого водопользователя в соответствии с табл. 3.1. В табл. 3.2 приведены результаты факторных экспериментов, в результате каждого из которых определялся показатель качества воды. Параметры уравнения регрессии (3.4) определяются по следующим зави-

Таблица 3.2. Факторный эксперимент по определению качества воды биохимической потребности кислорода для 5 суток (БПК₅)

Номер эксперимента	Водоснабжение населения		Водоснабжение промпредприятия		Орошение		БПК ₅ , мг/л
	x_{1j}	Q_{1j}	x_{2j}	Q_{2j}	x_{3j}	Q_{3j}	
1	+1	150	+1	20	+1	40	8
2	-1	100	+1	20	-1	25	5
3	+1	150	-1	10	-1	25	3
4	-1	100	-1	10	+1	40	1

симостям:

$$\text{БПК}_0 = \frac{\sum_{j=1}^N \text{БПК}_j}{N}; \quad (3.5)$$

$$a_i = \frac{\sum_{j=1}^N x_{ij} \text{БПК}_j}{N}, \quad (3.6)$$

где БПК₅ — значение показателя качества воды в каждом факторном эксперименте ($j = 1, 2, 3, 4$); x_{ij} — значения i -го фактора ($i = 1, 2, 3$) в каждом j -ом факторном эксперименте; N — число факторных экспериментов ($N = 4$).

План факторного эксперимента, приведенный в табл. 3.2, называется активным, т.к. предполагает свободное варьирование расходами воды на нужды разных водопользователей. Если в практике комплексного водопользования такой способ управления ВХС затруднен, то коэффициенты a_i могут быть определены на основе классического регрессионного анализа по результатам мониторинга водопользования и качества воды. Для данного примера (табл. 3.2) уравнение регрессии получило следующий вид, мг/л:

$$\text{БПК} = 4,25 + 1,25x_1 + 2,25x_2 + 0,25x_3.$$

Допустим, что имеется некоторый доверительный предел значимости коэффициентов регрессии ϵ , который зависит от погрешности в определении показателя БПК. В первом приближении $\epsilon = \delta \text{БПК}_0$, где δ — относительная погрешность в определении БПК. Если $|a_i| \leq \epsilon$, то влияние i -го водопользователя на качество воды не выходит за рамки погрешности наблюдений и, следова-

тельно, $a_i = 0$. В другом случае $|a_i| > \epsilon$ и коэффициент регрессии отличен от 0. Допустим, что в данном примере погрешность результатов наблюдений составила 10%, т. е. $\epsilon = 0,1 \cdot 4,25 \approx 0,42$. Тогда $a_3 = 0$ и уравнение примет окончательный вид

$$\text{БПК} = 4,25 + 1,25x_1 + 2,25x_2.$$

Из уравнения видно, что наиболее интенсивным загрязнителем водной системы является промышленное предприятие в нижнем бьефе. Загрязнением водохранилища от жилого поселка в данном случае пренебрежем. Можно прогнозировать качество воды различных размеров хозяйственного водопользования, например, при $Q_1 = 125 \text{ м}^3/\text{с}$ ($x_1 = 0$) и $Q_2 = 12,5 \text{ м}^3/\text{с}$ ($x_2 = -0,5$) БПК = 3,12 мг/л. ГЭС с помощью попусков относительно чистой воды из водохранилища может влиять на процессы разбавления стоков в нижнем бьефе и, таким образом, управлять качеством воды. В § 3.4 рассматривается решение такой задачи в условиях формирования регулируемой системы гидроэлектростанция — природный комплекс.

3.4. Принципы формирования природно-технических систем в гидроэнергетике

В энергетике, как и в других природоёмких отраслях народного хозяйства, имеется вполне определенная направленность в охране природы. Заключается она в снижении антропогенной нагрузки на природную среду — ограничение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, снижение теплового загрязнения, уменьшение площадей затопляемых земель и т.д.

Например, в табл. В.3 приведены данные о площадях затопленной земель под водохранилища ГЭС за последние 70 лет. Имеется устойчивая тенденция снижения площади затоплений на каждый 1 млн. кВт·ч вырабатываемой гидроэлектроэнергии. То же самое можно сказать и о тепловой и атомной энергетике, где за счет введения новых энергетических технологий и природоохранных мер снижаются удельные показатели антропогенных нагрузок. Однако нельзя ограничиваться общими оценками природоохранной деятельности, так как за ними в каждом отдельном случае имеются многочисленные и разнообразные нарушения в природной среде, которые могут привести к потере устойчивости экологических процессов и вызвать необратимые последствия даже при сравнительно небольших удельных показателях антропогенной нагрузки. Гидроэнергетические объекты в силу специфики

технологии использования водной энергии преобразуют природные процессы на очень длительное время; например, водохранилище ГЭС может существовать десятки и сотни лет. На месте естественного водотока возникает техногенный объект с искусственным регулированием природных процессов, который должен не подавлять окружающую природу, а создавать приемлемые условия для ее переформирования в соответствии с потребностями человека. В.И. Вернадский, развивая свое материалистическое понимание биосферы, считал, что разумное регулирование взаимоотношений человека и природы является закономерным и неизбежным. Образно выражаясь, гидроэнергетический объект должен быть спроектирован и построен таким образом чтобы он "погрузился" в природную среду, привел к формированию жизнеспособной природно-технической системы (ПТС).

Гидроэнергетические и природные объекты во всей своей совокупности могут быть отнесены к разряду "открытых" систем, которые имеют внешний обмен энергии, веществ и информации. Определенная функциональность связей ГЭС и природной среды позволяет их рассматривать как природно-техническую систему, способную к устойчивости, которая обеспечивается следующими условиями: 1) наличие множества связей; 2) возможность колебаний взаимодействий в некотором диапазоне; 3) управляемость системы механизмом обратной связи.

С экологических позиций наиболее сложной проблемой является связь между бьефами гидроузла, которая осложняется созданием водоподпорного сооружения (плотины). Обмен энергией, веществами и организмами осуществляется через водопроводящие тракты (водосбросы и водоводы), а также через специальные сооружения (шлюзы, рыбоходы и т.п.). Определенный обмен осуществляется грунтовыми и поверхностными водами. Чем больше проект гидроузла дает возможностей разнообразного водообмена между бьефами, тем благоприятнее условия сохранения и взаимодействия экологических систем верхнего и нижнего бьефов. Большое значение имеет также схема использования водной энергии ступени и каскада в целом. Более предпочтительно с экологической точки зрения разбиения каскада на большее число ступеней с меньшими напорами и площадями затоплений.

Экологические системы приспособлены к колебаниям условий внешней среды. Идеальным случаем является тот, при котором изменение факторов, вызванных строительством ГЭС или ГАЭС, находится в диапазоне естественных колебаний. Однако в

большинстве случаев эти изменения выходят за допустимые рамки, что вызывает деформацию экосистемы и даже ее распад. Можно выделить три типа гидроэнергетических объектов, по-разному влияющих на формирование ПТС. Малые ГЭС позволяют без особых последствий вписываться в природную среду. Средние ГЭС создают условия для сосуществования естественных и вновь образованных экосистем. Крупные энергетические объекты полностью переформируют природную среду, и ПТС имеет своей задачей целенаправленное преобразование природных процессов. Сложность экологических проблем возрастает вместе с энергетическими параметрами, поэтому новый этап развития гидроэнергетики связывается со строительством разных типов ГЭС в зависимости от природных условий, потребностей в электроэнергии, экономики и экологии.

Управление природно-технической системой обусловлено организацией искусственного обмена информацией, в том числе обратной связи между экологическими процессами и гидроэнергетическим объектом. Основная роль в этом, как сказано выше, принадлежит экологическому мониторингу, который по мере накопления данных наблюдений позволяет определять направления переформирования экологических систем, выявлять управляющие параметры, оперативно реагировать на аварийные ситуации в природопользовании. На рис. 3.7 показана примерная схема мониторинга и управления ПТС, организуемой на базе гидроузла

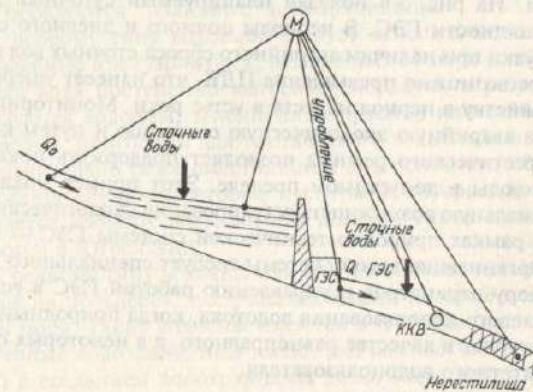


Рис. 3.7. Мониторинг и управление ПТС на базе гидроузла с гидроэлектростанцией

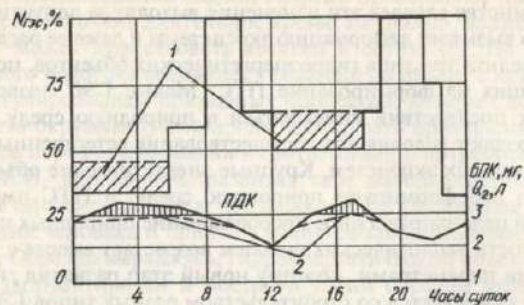


Рис. 3.8. Управление качеством воды в нижнем бьефе ГЭС путем коррекции суточного графика нагрузки ГЭС:

1 — откорректированный режим (дополнительный пропуск воды в НБ) работы ГЭС; 2 — контролируемый показатель качества воды (БПК₅)

с ГЭС. Контроль и наблюдение проводятся за естественным притоком воды Q_p , уровнем режимом и качеством воды в водохранилище и нижнем бьефе, экологическими процессами (нерест). Управление водным режимом в соответствии с экологическими требованиями (попуск воды из водохранилища, разбавление сточных вод, поддержание уровня режима) осуществляется ГЭС по специальному режиму. Например, лимитирующим показателем качества воды в нижнем бьефе гидроузла может быть БПК, которая характеризует загрязненность воды органическими веществами. На рис. 3.8 показан планируемый суточный режим выдачи мощности ГЭС. В периоды ночного и дневного снижения нагрузки при наличии аварийного сброса сточных вод в нижнем бьефе возможно превышение ПДК, что нанесет ущерб рыбному хозяйству в период нереста в устье реки. Мониторинг реагирует на аварийную экологическую ситуацию и путем коррекции энергетического режима позволяет поддержать показатель качества воды в допустимом пределе. Этот пример показывает принципиальную возможность регулирования экологических процессов в рамках природно-технической системы ГЭС — икhtiофауна. Организация такой системы требует специального подхода к выбору параметров и управлению работой ГЭС в условиях многоцелевого использования водотока, когда природный комплекс выступает в качестве равноправного, а в некоторых случаях и приоритетного водопользователя.

Водохранилища

4.1. Типы водохранилищ и их характеристики

Основные понятия. В развитии хозяйства стран мира водохранилища играют центральную роль. Без них в ряде регионов невозможно обеспечить водой население, промышленность, сельское хозяйство, водные рекреации, предотвратить долины рек от опустошительных наводнений, селей, обеспечить эффективную работу современного водного транспорта, а в ряде случаев и решение некоторых экологических проблем. Вместе с тем создание водохранилищ связано с теми или иными нарушениями в природе и хозяйстве, а крупных равнинных водохранилищ со значительными их нарушениями. Поэтому отношение к водохранилищам весьма противоречиво и создание многих из них вызывает ожесточенные дискуссии.

Водохранилище — искусственный водоем с замедленным водообменом, уровень режим которого регулируется гидротехническими сооружениями.

Во всех странах мира наибольшее количество водохранилищ расположено в долинах рек, перегороженных плотинами, — это речные водохранилища.

Довольно много водохранилищ создано путем зарегулирования озер.

В тех случаях, когда с помощью каналов заполняются депрессии, образуются «наливные» водохранилища.

К особому типу водоемов следует относить водохранилища, создаваемые в эстуариях рек, отделенных от моря дамбами. В них речная вода постепенно вытесняет морскую, в результате чего образуются водоемы, заполненные пресной или слабосоленовой водой, пригодной для технического водоснабжения.

Значительно реже вместилищем для полезного объема водохранилищ служат карстовые пустоты, в которых временно сохраняется избыток воды зимних дождей. Такие водохранилища имеются в Югославии.

К редкому типу водохранилищ относятся водоемы, образовавшиеся на польдерах, т.е. участках земли, которые недавно были дном моря. Такие водоемы имеются в Нидерландах.

Речные водохранилища имеют ряд важных особенностей:

а) с созданием водохранилищ резко нарушается относительное равновесие, установившееся в природе, и начинается бурное

развитие таких природных процессов, как переформирование берегов и дна, повышение уровня грунтовых вод, всплывание торфяников, изменение климата прибрежных районов, растительности и т.п.;

б) создание водохранилищ вызывает существенные изменения в хозяйстве прилегающих районов и в долине реки ниже плотины;

в) все процессы на разных участках водохранилищ (в предплотинной зоне, в зоне выклинивания подпора, в заливах) развиваются неодинаково;

г) параметры и режим эксплуатации, от которых зависит развитие тех или иных процессов, определяются людьми, и, таким образом, от глубины наших знаний во многом зависят направление и интенсивность развития тех или иных природных процессов;

д) водохранилища выступают в двух системах связей — связей природных и связей общественных явлений — и в своем развитии испытывают воздействие различных элементов каждой из этих систем.

Во всем мире количество водохранилищ с каждым годом существенно увеличивается, и этот процесс будет продолжаться еще многие десятилетия.

Для регулирования речного стока основными являются озерные и речные водохранилища.

Большинство озер являются ценными кладовыми пресной воды. В естественных условиях озеро производит регулирование стока без участия человека. Максимальный расход реки, вытекающей из большого озера, в несколько раз меньше, а минимальный расход значительно больше суммарного расхода рек, впадающих в озеро. Уровень воды в озере определяет в каждый момент времени расход реки, вытекающей из озера. Если при подпоре озера плотиной повысить его уровень или произвести расчистки русла реки в ее истоке либо осуществить оба эти мероприятия одновременно, то регулирующая возможность озера увеличивается и минимальный расход реки можно повысить сверх естественного. В таком случае озеро становится в известной мере искусственным водохранилищем.

Для создания речного водохранилища обычно строится плотина, которая подпирает реку. Водное пространство перед плотиной и другими подпорными сооружениями имеет более высокий уровень и называется *верхним бьефом*, а пространство за этими сооружениями, имеющее более низкий уровень, называется *нижним бьефом*. Отметки уровня воды обозначаются знаком ∇ с соответствующим числом, которое показывает высоту над уровнем моря (абсолютная отметка) или над какой-нибудь плоскостью сравнения (относительная отметка).

На реках равнинного типа создаются русловые водохранили-

ща, которые благодаря малому уклону реки и пологим берегам отличаются значительным протяжением — 200—300 км и большой шириной, достигающей иногда до 40—50 км. На горных реках при большом уклоне реки и крутых берегах большой объем водохранилища



Рис. 4.1. Характеристики водохранилища

может быть получен только при значительной высоте плотины, что, однако, не дает больших затоплений территорий.

Существуют различные классификации водохранилищ:

по степени регулирования стока — многолетнего, годового, недельного, суточного регулирования;

по географическому положению — равнинные, предгорные, горные водохранилища.

По условиям использования в интересах гидроэнергетики следует выделить следующие группы водохранилищ:

1) энергетические водохранилища, работающие в режимах, отвечающих требованиям, предъявляемым к ним энергетическими системами;

2) комплексные водохранилища, режим работы которых диктуется совокупными требованиями всех участников водохозяйственного комплекса.

В гидроэнергетике по местоположению различают водохранилища:

а) *верховые*, расположенные на реке или на ее притоках выше данной ГЭС;

б) *собственные*, т.е. образованные сооружениями, входящими в состав данной ГЭС;

в) *низовые*, расположенные на реке ниже данной ГЭС.

Существуют и создаются каскады водохранилищ для совместного регулирования стока.

Объемы и уровни водохранилища. Нормальным подпорным уровнем (НПУ) называют тот наивысший уровень воды, на который по условиям устойчивости рассчитывается нормальная работа подпорных и других сооружений. НПУ может поддерживаться сколь угодно длительно (рис. 4.1).

Форсированным уровнем (ФПУ) называется уро-

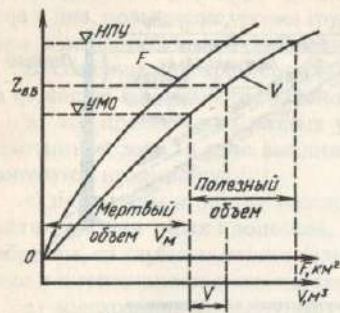


Рис. 4.2. Кривые зависимости горизонтальных площадей F и статических объемов V водохранилища от уровня воды Z в водохранилище

ствует в регулировании стока, и поэтому его обычно называют мертвым объемом. Рабочий (полезный) и мертвый объемы совместно составляют полный объем водохранилища при НПУ.

Объем водохранилища между отметками НПУ и ФПУ обычно называется резервным и используется для трансформации половодья и паводка. При ФПУ полный объем водохранилища равен сумме его рабочего, резервного и мертвого объемов.

Определение объема водохранилища обычно производится по топографическим планам местности. Планиметрированием площади, ограниченной соответствующими горизонталями и створом плотины, находится зависимость между высотной отметкой Z и площадью зеркала воды в водохранилище $F = f(Z)$. Затем подсчитываются приращения объема и строится кривая зависимости $V = f(Z)$, которая называется кривой объема водохранилища (рис. 4.2).

На равнинных реках с большими расходами воды учитываются сравнительно большие колебания уровней воды в конце подпора и кривизна свободной поверхности воды. По известным правилам гидравлики строятся кривые свободной поверхности воды в водохранилище при различных уровнях воды у плотины и различных расходах притока воды к водохранилищу. При этом получается двойная зависимость объемов воды в водохранилище: от отметок уровня воды у плотины и от расходов притока воды к водохранилищу.

Зависимости $V = f(Z, Q)$ называются кривыми динамических объемов водохранилища (рис. 4.3).

В отдельных случаях учитывается, что грунты ложа и берегов при подъеме уровня воды в водохранилище впитывают воду и отдают ее обратно при снижении уровня воды, что равносильно увеличению фактической емкости водохранилища.

вень, который может быть допущен на короткое время при пропуске расходов, имеющих вероятность ниже расчетной, принятой для нормальных условий эксплуатации.

Уровень наименьшей сработки (УС) называют уровнем мертвого объема (УМО). Объем воды в водохранилище, заключенный между НПУ и УМО, называют полезным или рабочим объемом.

Объем воды, находящийся ниже уровня сработки, не участвует

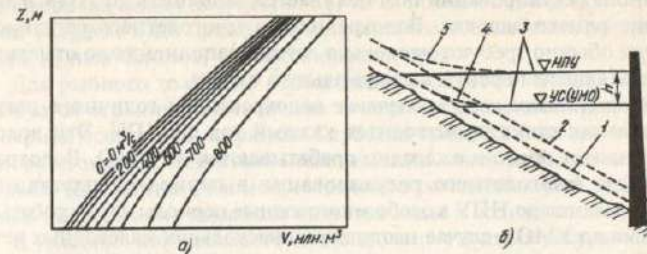


Рис. 4.3. Кривые динамических объемов водохранилища:

$a - V = f(Z, Q)$; $b -$ подпоры при разных расходах притока: 1 — естественный уровень при Q_{min} ; 2 — то же при Q_{max} ; 3 — уровень свободной поверхности при $Q_{max} = 0$; 4 — кривая подпора при Q_{max} ; 5 — то же при Q_{min} .

4.2. Наполнение и сработка водохранилищ

Различают следующие виды наполнения водохранилища: 1) первоначальное, производимое 1 раз в связи со строительством плотины; 2) эксплуатационное, производимое периодически в процессе регулирования стока; 3) чрезвычайное, осуществляемое при трансформации исключительно больших паводков и половодий редкой повторяемости.

Первоначальное наполнение производится в период строительства сооружений. Для наполнения водохранилища производится тщательная подготовка его ложа к затоплению — переносятся строения с затопляемой территории, производится очистка от деревьев, санитарная очистка и т.д. При первоначальном наполнении ставится цель возможно скорее заполнить водохранилище до пусковой отметки, т.е. до минимальной отметки, при которой возможна работа турбины с минимальным напором. В период первоначального наполнения водохранилища иногда приходится снижать подпуски из водохранилища до минимального значения, обусловленного санитарным минимумом и сокращенными потребностями нижерасположенных водопотребителей и водопользователей.

Последовательность повышения уровня воды в водохранилище должна быть согласована с планом производства работ по возведению подпорных сооружений. По мере их возведения и подготовленном ложе может наполняться водохранилище.

Дальнейшее заполнение водохранилищ происходит при работающих агрегатах. Сравнительно небольшие водохранилища го-

личного регулирования обычно удается заполнить до НПУ в течение одного паводка. Водоохранилища многолетнего регулирования обычно требуют несколько лет для заполнения до отметки, позволяющей перейти на нормальную отдачу.

Эксплуатационное наполнение водоохранилищ годовичного регулирования стока производится каждый год до НПУ. Эти водоохранилища обычно ежегодно сбрасываются до УМО. Водоохранилища многолетнего регулирования в период эксплуатации наполняются до НПУ в особо многоводные периоды лет и сбрасываются до УМО в случае наступления нескольких маловодных лет.

Эксплуатационное наполнение чередуется со сработкой водоохранилища. Оба эти процесса совместно должны обеспечивать наиболее выгодный режим регулирования стока и безопасность гидротехнических сооружений гидроузла.

Чрезвычайное наполнение водоохранилищ производят при пропуске исключительно больших паводков и паводков, которые иногда называются катастрофическими. Главным требованием является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений гидроузла и находящихся на пойме нижнего бьефа и верхнего бьефа предприятий, сооружений, жилых зданий и населения. В процессе трансформации таких паводков и паводков допускается повышение уровня воды в водоохранилище.

При регулировании стока, наполнении и сработке водоохранилищ необходимо учитывать требования неэнергетических водопользователей и водопотребителей.

Для промышленного водоснабжения обычно требуется в течение года сравнительно равномерный расход воды соответствующего качества. Некоторые предприятия должны снабжаться водой более высокого качества, чем питьевая.

Вода для орошения полей должна быть безвредной для растений и не должна вызывать засоления почвы.

Для водного транспорта необходимо поддержание согласованных глубин в верхнем и нижнем бьефах, для чего иногда приходится ограничивать сработку водоохранилища в навигационный период. Если нижний бьеф не подперт, то в ряде случаев для поддержания судоходных глубин необходимы или соответствующие попуски воды из водоохранилища или расчистки русла реки землечерпательными снарядами. Для судоходства целесообразны возможно меньшие колебания уровней в течение суток. Для шлюзования необходим расход воды из верхнего бьефа для заполнения камер шлюза. На гидроузлах с большими шлюзами и интенсивным грузооборотом средненавигационный расход воды для

шлюзования может достигать 30 м³/с. В зимний период при большой толщине льда приходится ограничивать колебания уровней воды вблизи затонов, где отстаиваются суда.

Для рыбного хозяйства необходимо затопление нерестилищ и требуется ограничение суточных и недельных колебаний уровня в период созревания икринок. Глубокая сработка водоохранилищ в период зимнего ледостава может вызвать замор рыбы на мелководьях. Для обитания и искусственного разведения рыб необходимо поддержание высокого качества воды в водоохранилищах.

В условиях комплексного использования водных ресурсов необходимы тщательное всестороннее изучение и согласование режима водопотребления и водопользования и обоснование оптимального использования водоохранилищ. При этом необходимо учитывать динамику развития народного хозяйства и рост в перспективе потребностей в воде отдельных отраслей.

4.3. Водоохранилища мира и России

Хотя создание водоохранилищ началось не менее 4 тыс. лет тому назад в основном для орошения земель в Египте, Месопотамии, Китае, первые более или менее значительные водоохранилища были созданы в 20-е и 30-е годы нашего века.

Массовый и повсеместный характер создание водоохранилищ приобрело после Второй Мировой войны. Их число за последние сорок лет возросло на земном шаре в 4 раза, а объем увеличился в 10 раз, в том числе в странах Латинской Америки, Африки и Азии в 40—90 раз. За этот период были созданы все самые крупные водоохранилища мира (табл. 4.1).

Сейчас во всех странах мира эксплуатируется более 30 тыс. водоохранилищ (рис. 4.4). Их полный объем превышает 6 тыс. км³, а площадь водного зеркала составляет около 400 тыс. км².

Данные о водоохранилищах, особенно небольших (объемом менее 10 млн. м³), по многим странам весьма неполны. Водоохранилища же объемом более 100 млн. м³ учтены в пределах земного шара с достаточной полнотой. Их суммарный объем составляет свыше 95 % общего объема воды, аккумулированной в водоохранилищах земного шара. Сведения о динамике количества и полного объема водоохранилищ емкостью более 100 млн. м³ по материкам и крупнейшим странам приведены в табл. 4.2 и 4.3.

Общая площадь, на которой произошли заметные преобразования природной среды, сопоставима с площадью самих водоохранилищ. Менее заметные преобразования с "накапливающим влиянием" воздействия сказываются на большей площади. На

Рис. 4.4. Схема размещения крупнейших водохранилищ мира объемом более 10 млрд. м³ (на 1985 г.)

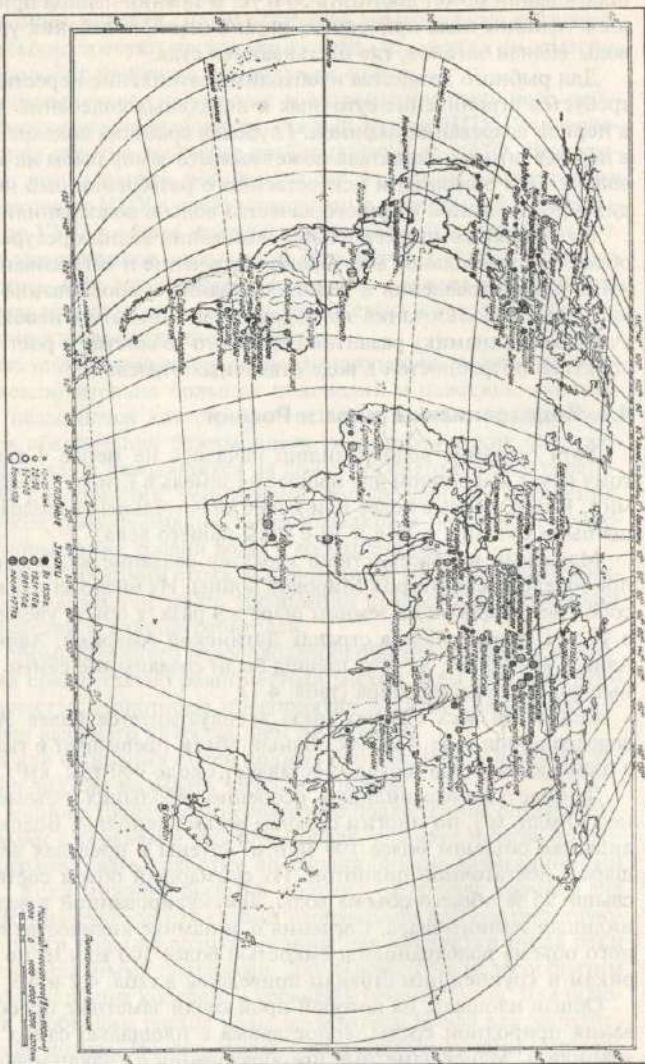


Таблица 4.1. Крупнейшие водохранилища мира

Название	Река	Страна	Год заполнения	Объем, км ³		Площадь водного зеркала при НПУ, км ²
				полный	полезный	
Оуэн-Фолс (Виктория)	Виктория — Нил	Уганда, Кения, Танзания	1954	270	204,8	76 006
Братское	Ангара	Россия	1967	169,3	48,2	54 700
Кариба	Замбези	Замбия, Зимбабве	1963	180,6	46,2	4450
Насер (Сада Эль-Аали)	Нил	Египет, Судан	1970	168,9	74	5120
Вольта (Акосомбо)	Вольта	Гана	1965	153	90	8480
Даниель-Джонсон (Маникуаган,5)	Маникуаган	Канада	1968	141,8	85,9	1950
Гури (Эль-Мантеко)	Карони	Венесуэла	1968—1986	138	55	4250

Таблица 4.2. Динамика количества и полного объема водохранилищ емкостью более 100 млн. м³

Материк	До 1900 г.	1901—1950 гг.	После 1951 г.	Всего
Европа	9	104	404	517
	3	122	491	616
Азия	5	46	526	577
	2	18	1608	1628
Африка	1	15	89	105
	0	15	870	885
Северная Америка	25	342	516	883
	9	344	1325	1678
Центральная и Южная Америка	1	22	179	202
	0	18	623	641
Австралия	—	10	63	73
	—	11	66	77
Итого	41	539	1777	2357
	14	528	4962	5524

Примечание. В числителе — число водохранилищ; в знаменателе — полный объем водохранилищ, млрд. м³.

Таблица 4.3. Рост числа и суммарного полного объема водохранилищ (объемом 100 млн. м³) для некоторых крупнейших стран мира*

Страна	Показатели	Периоды создания водохранилищ					
		до 1920 г.	1921—1950 гг.	1951—1960 гг.	1961—1970 гг.	1971—1980 гг.	1981—1985 гг.
Бывший СССР	Число водохранилищ	5	42	81	145	195	218
	Суммарный полный объем, км ³	3	75	338	770	1013	1111
США	Число водохранилищ	82	297	417	597	680	688
	Суммарный полный объем, км ³	34	253	389	676	748	780
Канада	Число водохранилищ	9	52	94	119	126	133
	Суммарный полный объем, км ³	20	85	174	475	765	770
Бразилия	Число водохранилищ	4	10	28	53	88	92
	Суммарный полный объем, км ³	1	3	34	98	252	353
Китай	Число водохранилищ	—	1	96	180	226	258
	Суммарный полный объем, км ³	—	0,2	117	187	241	314
Индия	Число водохранилищ	13	27	55	98	137	202
	Суммарный полный объем, км ³	3	12	42	85	141	227

* Данные приводятся с нарастающим итогом на последний год каждого периода.

еще большей территории проводятся различные мероприятия, связанные с созданием водохранилищ: переселение населения; переустройство дорог, линий связи, электропередачи, трубопроводного транспорта, промышленных предприятий.

По нашим оценкам создание водохранилищ привело к тем или иным изменениям природных и хозяйственных условий на территории в 1,5 млн. км², что равно суммарной площади таких государств, как Франция, Испания, Великобритания и ФРГ.

В бывшем СССР насчитывалось около 4000 водохранилищ.

Таблица 4.4. Основные показатели водохранилищ бывшего СССР полным объемом 100 млн. м³ и более

Годы создания	Число водохранилищ		Объем, км ³				Площадь водного зеркала, тыс. км ²				Средний объем, км ³	
			полный		полезный		общая		в том числе без озер в подпоре			
	Всего	%	Всего	%	Всего	%	Всего	%	Всего	%	полный	полезный
До 1950	42	19,2	75,3	6,8	41,6	8	14	10,6	9,7	12,7	1,79	0,9
1951—1960	39	17,9	262,3	23,6	160,7	30,8	66,4	50,4	22,5	29,5	6,73	4,12
1961—1970	64	29,4	432,4	38,9	179,4	34,4	30,9	23,5	25,3	33,1	6,76	2,8
1971—1980	50	22,9	242,6	621,9	98,9	19	10,9	8,3	10	13,1	4,85	1,98
1981—1985	23	10,6	97,9	8,8	40,5	7,8	9,5	7,2	8,9	11,6	4,26	1,76
Итого	218	100	1110,5	100	521,1	100	131,7	100	76,4	100	5,09	2,39

Их суммарный полный объем 1200 км³, полезный 600 км³, площадь водного зеркала 145 тыс. км² включая 58 тыс. км² площади подпертых плотинами озер.

Представление о водохранилищах дают табл. 4.4 и 4.5. Из них видно, что на водохранилища с полным объемом от 100 млн. м³ и более приходится более 98 % объема всех водохранилищ страны и около 90 % площади их водного зеркала. Особо большое значение принадлежит наиболее крупным водохранилищам с объемом более 1 км³. Из табл. 4.2—4.4 следует, что самые крупные водохранилища создавались в стране в 1951—1970 гг. Средний объем водохранилищ, создаваемых за последние 15 лет, уменьшился по сравнению с предыдущим 20-летием примерно в 1,5 раза. Несомненно, что эта тенденция уменьшения среднего объема водохранилищ будет продолжаться и в будущем.

4.4. Последовательность проектирования водохранилищ

Обобщение большого опыта создания и эксплуатации водохранилищ дает возможность сформулировать некоторые общие принципы, которыми следует руководствоваться при проектировании и обосновании хозяйственной целесообразности и экологической допустимости создания водохранилищ:

- 1) обязательность проведения всесторонних детальных и заб-

Таблица 4.5. Основные показатели крупнейших водохранилищ

Название водохранилища	Река	Годы заполнения	Объем, млн. м ³		Площадь водного зеркала, км ²		Вид использования
			полный	полезный	всего	в том числе озера в подпоре	
Братское	Ангара	1961—1967	169 300	48 200	5470	—	ЭСРВЛО
Красноярское	Енисей	1967	73 293	30 428	2000	—	ЭСЛВНРО
Зейское	Зeya	1974	68 420	32 120	2119	—	НЭСЛР
Усть-Илимское	Ангара	1974—1977	58 930	2740	1870	—	ЭС
Куйбышевское	Волга	1955—1957	58 000	34 600	5900	—	ЭСВОРИ
Бухтарминское	Иртыш	1960—1967	49 621	30 810	5490	1783	ЭСНРО
Иркутское (Байкальское)	Ангара	1956—1959	47600* 2103	46600* 450	32 966	31 500	ЭСЛВРО
Вилуйское	Вилуй	1965—1972	35 880	17 830	2176	—	ЭВС
Волгоградское	Волга	1958—1960	31 450	8250	3117	—	ЭВРИСО
Капчагайское	Или	1970—1981	28140	6640	1847	—	ЭСРВИО
Рыбинское	Волга	1940—1949	25 420	16 670	4550	—	ЭСВРНЛО
Цимлянское	Дон	1952	23 860	11 540	2702	—	СИЭРВО
Хантайское	Хантайка	1975	23 520	12 810	2120	223	ЭР
Токтогульское	Нарын	1973	19 500	14 000	284	—	ЭИСА
Каховское	Днепр	1955—1958	18 200	6800	2155	—	ИЭСРВО
Мингечаурское	Кура	1953—1959	16 070	7400	605	—	ЭИСНРВО
Колымское	Колыма	1982	14 400	6560	443	—	Э
Онежское (Верхнесви́рское)	Свирь	1952	13 800* 710	13100* 545	9930	9700	ЭСРЛО
Кременчугское	Днепр	1961	13 520	9070	2252	—	ЭСИРВО
Саратовское	Волга	1968	12 870	1750	1831	—	ЭСВРИО
Камское	Кама	1954—1956	12 205	9235	1915	—	ЭСВЛРО
Верхне-Тулумское	Тулома	1964	11 520	3860	745	79	ЭРЛ
Имандровское	Нива	1936	11 200	2330	876	812	ЭРВОЛ
Нурекское	Вахш	1972—1979	10 500	4500	98	—	ЭИСО
Ильменское (Волховское)	Волхов	1926—1929	10 200	1040	2180	660	ЭВРС

* В числителе — с озером в подпоре; в знаменателе — без озера.
Примечание. Виды использования: Э — гидроэнергетика, И — ирригация, В — водоснабжение, Р — рыбное хозяйство, Л — лесосплав, С — судоходство, О — рекреация, Н — навигация, А — аккумуляция воды.

лаговременных исследований хозяйственного, социального и экологического значения водохранилища и его экономической эффективности. При этом следует учитывать все положительные и отрицательные последствия для природы и хозяйства не только в период заполнения водохранилища и в первые годы его эксплуатации, но и в прогнозируемой перспективе. Последствия создания водохранилища должны учитываться как в прилегающих районах, так и на удаленных акваториях и территориях, в некоторых случаях не только на протяжении всей реки, но и в озерах и морях; все мероприятия и расчеты должны делаться с учетом комплексного использования водохранилищ и выполнения всех экологически оправданных мер;

2) обязательность разработки и осуществления комплексного проекта мероприятий по подготовке ложа водохранилища и переустройству хозяйства в зонах его воздействия.

Решающее значение должно отводиться общеэкономическим, социальным и экологическим факторам. Особое внимание следует уделять сохранению экологического равновесия, качеству воды и максимально возможному уменьшению затопления ценных сельскохозяйственных земель;

3) каждое водохранилище должно рассматриваться с учетом динамики природных и антропогенных факторов. Особое внимание должно уделяться развитию гидротехнического строительства в бассейне реки. Создание водохранилища должно быть экономически обоснованным. Однако окончательное решение о создании водохранилища может быть принято только после выявления, учета и оценки всех внеэкономических факторов (социальных, эстетических, экологических и др.).

Контрольные вопросы

1. Особенности и виды наполнения водохранилищ.
2. Положительные и отрицательные последствия создания водохранилищ на крупных реках.
3. Влияние водохранилищ на качество воды в реках.
4. Судоходство на Волге, Каме, Днестре и Волхове при отсутствии водохранилищ.

Темы рефератов

1. Строительство водохранилищ.
2. Основные причины загрязнения воды в водохранилищах и средства их преодоления.
3. Комплексное использование водохранилищ.

Раздел второй

Основы использования водной энергии

Глава пятая

Водноэнергетические ресурсы и их использование

5.1. Водноэнергетические ресурсы

Водная энергия представляет энергию поверхностного стока, энергию приливов морей и океанов, их волновую энергию и энергию течений. В настоящее время основной считается энергия рек. В естественных условиях водная энергия рек расходуется на трение при движении воды от истока к устью. Значительная, в ряде случаев подавляющая, часть энергии растрачивается на движение донных и взвешенных наносов, размыв дна и берегов рек.

Водная энергия является возобновляемым источником энергии.

Неиспользуемая водная энергия представляет собой по существу безвозвратные народнохозяйственные потери энергии. Развитие и модернизация народного хозяйства требуют увеличения выработки электроэнергии. В этих условиях недостаточное использование потенциальных запасов гидроэнергии неизбежно влечет за собой возрастающее строительство тепловых электростанций, следствием чего является истощение топливных ресурсов страны, которые практически являются невозобновляемыми.

Механическая энергия речного стока, которую называют обычно гидравлической или водной энергией, может быть посредством турбин и генераторов преобразована в электрическую энергию. Механическая энергия водных ресурсов, выраженная в киловаттах среднегодовой электрической мощности или киловатт-часах электрической энергии, представляет собой запасы водноэнергетических ресурсов, которые обычно называются гидроэнергетическими ресурсами.

Различают потенциальные запасы, технические запасы и экономический потенциал гидроэнергетических ресурсов.

Потенциальные запасы водной энергии рек подсчитываются в предположении, что весь сток будет использован для выработки электрической энергии без потерь при преобразовании водной энергии в электрическую, т.е. при КПД $\eta = 1$. Мировые потенциальные запасы водной энергии рек (табл. 5.1) оцениваются в 4000 ГВт (млн. кВт) среднегодовой мощности или 35 000 ТВт·ч

Таблица 5.1. Распределение мировых гидроэнергетических ресурсов по континентам, ТВт·ч (млрд.кВт·ч) в год (данные по справочнику Water Power and Dam Construction. Handbook. — 1993 г.)

Континент или страна	Потенциальные запасы (теоретический потенциал)	Технические запасы	Экономический потенциал
Азия	16 490	5340	2670
Южная и Центральная Америка	9500	4000	3000
Северная Америка	1505	1100	800
Африка	4200	1400	700
Россия	2896	1700	852
Европа (без России)	2623	1227	860
Океания	595	390	172
Весь мир	35 000	15 000	9350

(млрд. кВт·ч) среднегодовой энергии. Потенциальные запасы России исчислены в 3300 ГВт (млн. кВт) среднегодовой мощности или 2896 ТВт·ч среднегодовой энергии. Свыше 80 % запасов водной энергии России находится в азиатской части. Технические запасы водной энергии России, т.е. возможная среднегодовая выработка гидроэлектростанций, равны 1700 ТВт·ч, или 194 млн.кВт среднегодовой мощности. Экономически выгодные к использованию в современных условиях гидроэнергетические ресурсы (экономический потенциал) России оцениваются значением 852 ТВт·ч.

Во всем мире в 1991 г. суммарная годовая выработка электроэнергии ГЭС была 2270 ТВт·ч, что составляет 18 % выработки электроэнергии всеми электростанциями мира — ТЭС, АЭС, ГЭС.

В России гидроэлектростанции в 1993 г. выработали 174 ТВт·ч, что составило 18,6 % суммарной выработки всеми электростанциями страны. Суммарная установленная мощность ГЭС и ГАЭС была равна 42,6 ГВт. Удельный вес ГЭС и ГАЭС по мощности составлял 15,6 %.

Одним из видов водной энергии является энергия приливов, возникающая от взаимодействия небесных тел — Солнца, Луны

и Земли. Как показано в гл.26, технические запасы приливной энергии России оцениваются в 200—250 млрд.кВт·ч в год. Эти запасы концентрируются в основном в северных районах — на побережьях Охотского, Берингова и Белого морей.

К нетрадиционным видам водной энергии, которые до недавнего времени не находили широкого применения в электроэнергетике, можно отнести использование кинетической энергии течения безнапорного водного потока, в том числе и океанского, а также один из видов энергии океана — волновую энергию.

Без учета мощности течения речного стока технический потенциал океанских течений составляет по данным ряда авторов около 300 млн. кВт, а годовая выработка энергии может составить $0,4 \cdot 10^{12}$ кВт·ч.

По данным исследований возобновляемая мощность волнения Мирового океана, т.е. мощность, которая может быть использована без ущерба для окружающей среды, составляет $2,6 \cdot 10^{10}$ кВт. Однако в среднем мощность волнения даже в удачном месте составляет 5—10 кВт/м, увеличиваясь в осенне-зимний период до 25 кВт/м. При приближении к мелководью происходит значительное затухание энергии, поэтому мощные волновые электростанции (ВЭС) целесообразно строить не ближе 30 км от берега, хотя небольшие, локальные ВЭС могут строиться и у берега.

Следует подчеркнуть, что плотность энергии течений и волновой энергии на единицу фронта потока невысока по сравнению, например, с традиционной гидроэнергетикой, и поэтому извлечение этой энергии требует намного больших удельной материалоемкости и стоимости установок. Этими факторами объясняется и незначительное распространение этих установок. В этом направлении необходимы фундаментальные научные исследования и опытно-конструкторские проработки, чтобы приблизить установки, использующие энергию течений и волн, по экономической и технической эффективности к традиционным источникам энергии.

5.2. Типы гидроэнергетических установок

Гидроэнергетическая установка (ГЭУ) является предприятием, на котором происходит преобразование механической энергии водного потока в электрическую энергию или, наоборот, электрическая энергия превращается в механическую энергию воды.

Гидроэнергетическая установка представляет собой совокупность гидротехнических сооружений, энергетического и механи-

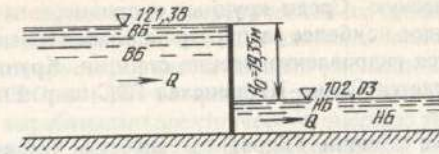


Рис. 5.1. Схема сосредоточения напора

ческого оборудования.

Различают пять типов гидроэнергетических установок:

- 1) гидроэнергетические станции (гидроэлектростанции, или ГЭС);
- 2) насосные станции (НС);
- 3) гидроаккумулирующие (насосно-аккумулирующие) электростанции (ГАЭС);
- 4) комбинированные электростанции ГЭС-ГАЭС;
- 5) приливные электростанции (ПЭС).

Гидроэлектрические станции. На ГЭС гидравлическая энергия преобразуется в электрическую.

Для работы гидроэлектростанций необходим расход воды Q , м³/с, и сосредоточенный перепад уровней (рис. 5.1), т.е. напор H , м.

Основными сооружениями гидроэлектростанции, расположенной на равнинной реке, является **плотина**, перегораживающая реку и создающая подъем уровня воды, т.е. сосредоточенный перепад уровней, и **здание станции**, в котором размещаются гидравлические турбины, генераторы электрического тока и другое механическое и электрическое оборудование. В случае необходимости строятся судоходные шлюзы, водозаборные сооружения для орошения и водоснабжения, рыбопропускные сооружения и т.п.

На ГЭС вода под действием силы тяжести движется из верхнего бьефа в нижний и вращает рабочее колесо турбины, на одном валу с которым находится ротор генератора электрического тока. Иногда при сравнительно небольшой мощности генератора применяют промежуточную передачу (редуктор или мультипликатор) для увеличения частоты вращения и уменьшения массы генератора. Турбина и генератор вместе образуют гидроагрегат. В турбине гидравлическая энергия превращается в механическую энергию вращения ее рабочего колеса вместе с ротором генератора, а в генераторе происходит преобразование механической энергии

в электрическую. Среди крупных гидроэнергетических установок всех видов наиболее распространенными и наиболее мощными являются гидроэлектрические станции. Крупнейшей ГЭС в России является Саяно-Шушенская ГЭС на р. Енисей мощностью 6,4 ГВт.

Насосные станции. Гидроэнергетическая установка, предназначенная для перекачки воды с низких отметок на высокие и для перемещения воды в удаленные пункты, называется насосной станцией. На насосной станции устанавливаются насосные агрегаты, на одном валу которых находятся насос и электрический двигатель. Насосная станция является потребителем электрической энергии.

Насосные станции имеют большое распространение. Они применяются для коммунально-бытового и промышленного водоснабжения, для водоснабжения тепловых и атомных электрических станций, в ирригационных системах для подачи воды на поля, на судоходных каналах, пересекающих высокие водоразделы, и т.д.

Крупнейшей насосной станцией Украины является Каховская с суммарной подачей воды 530 м³/с, расчетным напором 25 м и суммарной мощностью электродвигателей 168 МВт.

Насосные станции канала Иртыш-Караганда (Казахстан) рассчитаны на подъем воды на 450 м и суммарную подачу 76 м³/с на расстояние 455 км. Их суммарная мощность 350 МВт.

Гидроаккумулирующие электростанции совмещают функции насосной станции и гидроэлектростанции.

В часы пониженных нагрузок энергосистемы, например ночью, ГАЭС работает как насосная станция, потребляет электрическую энергию и перекачивает воду из низового в верховой водоем, расположенный на какой-либо возвышенности. Днем и особенно вечером, когда электропотребление в системе увеличивается, вода из верхового водоема пропускается через турбины в низовой водоем; в это время ГАЭС работает как гидроэлектростанция — вырабатывает и отдает электрическую энергию в систему. Имеются ГАЭС не только с суточным, но и с недельными и даже с сезонным аккумулярованием энергии. Крупнейшая ГАЭС в мире — Бас-Каунти (США) мощностью 2100 МВт и напором 330 м.

Вследствие потерь энергии ГАЭС отдает в систему около 70—75 % электрической энергии, получаемой ею из энергосистемы. Тем не менее эти станции выгодны, так как они потребляют более дешевую, а иногда и “бросовую” электроэнергию в ночные часы, в период малой нагрузки системы, а отдают более дорогую энергию в часы пика нагрузки. Заполняя ночные провалы и сни-

мая утренние и вечерние пики электрической нагрузки системы, ГАЭС позволяют работать АЭС и ТЭС в наиболее экономичном и безопасном равномерном режиме, позволяют уменьшить удельный расход топлива ТЭС на 1 кВт·ч выработки электрической энергии.

ГЭС—ГАЭС вырабатывает электрическую энергию за счет притока воды в верховой водоем и за счет перекачанной из низового в верховой водоем.

Приливные электростанции. Морские приливные электростанции (ПЭС) используют приливные колебания уровня моря, которые обычно происходят два раза в сутки. В некоторых пунктах обжитых морских побережий приливные колебания достигают значительной величины 8—10 м. Наибольшие приливные колебания 19,6 м наблюдаются в заливе Фанди (Канада), где построена опытная ПЭС Аннаполис мощностью 20 МВт.

Во Франции построена ПЭС Ранс мощностью 240 МВт. Okolo Мурманска построена оригинальная опытная Кислогубская ПЭС небольшой мощности.

5.3. Напор, расход и мощность гидроэнергетической установки

Геометрический или статический напор равен разности отметок уровней верхнего VBB и нижнего VNB бьефов. Применительно к данным рис. 5.1 статический напор

$$H_0 = \nabla BB - \nabla NB = 121,38 - 102,03 = 19,35 \text{ м.} \quad (5.1)$$

В водноэнергетических расчетах напор ГЭС

$$H \approx H_0 - h_{B-C} = \nabla BB - \nabla NB - h_{B-C}, \quad (5.2)$$

где h_{B-C} — потери напора при движении воды от водозабора (сечение B—B) до турбинной камеры (сечение C—C), которые состоят из потерь напора на вход в турбинный водовод, на преодоление сопротивления сорудерживающих решеток, на трение воды о стенки водовода и т.п. (см. рис. 5.2). Все эти потери составляют 2—5 % напора H_0 .

В расчетах, требующих высокой точности, например при определении коэффициента полезного действия (КПД) турбины, учитывается также кинетическая энергия потока. На рис. 5.2 показано определение напоров для гидроэлектростанций. Полный напор определяется как разность удельных энергий потока воды во входном сечении B—B и в конечном сечении K—K.

Удельную энергию в джоулях на 1 кг массы жидкости обозна-

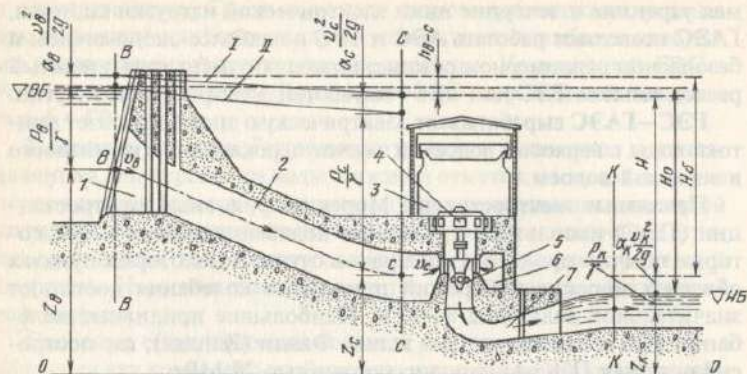


Рис. 5.2. Определение напоров гидроэлектростанций:

I — линия энергии; II — пьезометрическая линия; 1 — водоприемник; 2 — турбинный водовод; 3 — здание ГЭС; 4 — генератор; 5 — турбина; 6 — спиральная камера; 7 — отсасывающая труба

чим через \mathcal{E} , а на 1 Н веса — через $E = \mathcal{E}/g$. Числовое значение E выражается в метрах.

Полный напор называется напором брутто H_6 или, точнее, напором гидротурбинного блока. Напор H_6 в метрах численно равен разности отнесенных к единице веса удельных энергий потока в рассматриваемых сечениях:

$$H_6 = \frac{\mathcal{E}_B - \mathcal{E}_K}{g} = E_B - E_K.$$

Удельная энергия потока воды, м, в каждом сечении

$$E = Z + \frac{p}{\gamma} + \frac{\alpha v^2}{2g} \quad (5.3)$$

где Z — высота расположения центра тяжести данного живого сечения потока над плоскостью сравнения $O-O$, м; p — избыточное давление, Па; γ — объемный вес воды, Н/м³; p/γ — пьезометрическая высота¹, равная глубине погружения центра тяжести

¹ Как известно, в открытых потоках $\frac{p}{\gamma} = \frac{p_A - p_A}{2\gamma}$, где p_A — абсолютное давление в данной точке потока, а p_a — атмосферное давление на поверхности воды.

данного живого сечения потока под уровень воды, м; v — средняя скорость течения воды в данном живом сечении, м/с; α — коэффициент Кориолиса, равный отношению кинетической энергии потока при действительном распределении скорости по сечению к кинетической энергии потока, подсчитанной по средней скорости v ; p/γ — удельная потенциальная энергия давления и $\alpha v^2/2g$ — удельная кинетическая энергия.

При отнесении удельной энергии к единице веса воды величинами Z измеряется удельная потенциальная энергия положения.

Рабочим напором турбины¹ принято считать разность удельных энергий потока во входном сечении $C-C$ в турбинную камеру и в конечном сечении $K-K$ с наивысшей отметкой нижнего бьефа:

$$H = E_c - E_k.$$

Сумма $Z + \frac{p}{\gamma} = \nabla$ дает отметку уровня воды. Скорость воды перед водоприемником обычно невелика. Если пренебречь ею, то, относя энергию (5.3) к соответствующему сечению, можно написать

$$H \approx \nabla_B - \nabla_K - h_{B-C} - \frac{\alpha_K v_K^2}{2g} \quad (5.4)$$

Таким образом, напор турбинной установки приблизительно равен разности отметок уровней воды в верхнем и нижнем бьефах за вычетом потерь напора h_{B-C} до входа в турбинную (спиральную) камеру и кинетической энергии потока в нижнем бьефе.

За входное сечение осевых и диагональных насосов принимается сечение $K-K$ всасывающей трубы. За выходное сечение из насоса принимается сечение $C-C$, а выходное из трубопровода — $B-B$. Для этих типов насосов, пренебрегая разностью кинетической энергии в сечениях $K-K$ и $B-B$, получим (рис. 5.3)

$$H_H = E_B - E_K + h_{C-D} \approx H_0 + h_{C-B} = \nabla_B - \nabla_K + h_{C-B} \quad (5.5)$$

На построенных гидроэнергетических установках напор составляет от 2 до 1767 м. Наибольший напор турбин и насосов 1773 м имеет ГАЭС Рейссек (Австрия).

Расход воды Q , м³/с, используемый гидроэлектростанцией для выработки электрической энергии, зависит от притока воды к

¹ Точнее турбинной установки, включающей турбинную камеру, рабочее колесо турбины и отсасывающую трубу.

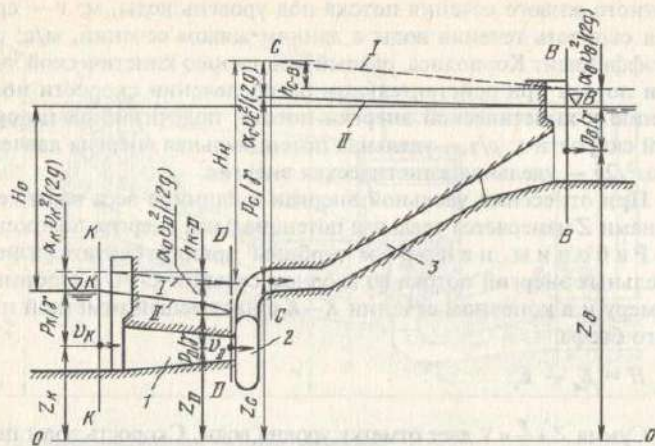


Рис. 5.3. Определение напора насоса:

I — линия энергии; II — пьезометрическая линия; 1 — всасывающая труба; 2 — насос; 3 — трубопровод

водохранилищу или верхнему бьефу ГЭС, от наличия запасов воды в водохранилище и от потребности энергетической системы в данный момент в электрической энергии. При комплексном использовании водных ресурсов расход ГЭС зависит также от объема воды из верхнего бьефа на орошение, водоснабжение, шлюзование судов и от режима водопотребления из нижнего бьефа ГЭС. Максимальный расход, используемый гидростанцией, равен пропускной способности всех ее турбин при расчетном напоре. Наибольшую пропускную способность имеют турбины Самарской ГЭС. Каждая турбина этой ГЭС при расчетном напоре 19 м пропускает по 675 м³/с. Все 22 турбины этой ГЭС потребляют около 15 000 м³/с. Максимальный расход воды, перекачиваемый насосной станцией или гидроаккумулирующей электростанцией, равен подаче всех ее насосов при минимальном напоре и работе электрических двигателей с полной мощностью. Расход воды насосных станций и ГАЭС в данный момент времени определяется потребностью в воде и условиями электроснабжения.

М о щ н о с т ь N называется работа, производимая в единицу времени. Мощность измеряется в ваттах (Вт), киловаттах (кВт), мегаваттах (МВт), гигаваттах (ГВт) и тераваттах (ТВт).

Если напор составляет H , м, расход воды Q , м³/с, то работа, которую может совершить вода в секунду, т.е. п о т е н ц и а л ь

ная мощность водотока, Вт,

$$N_0 = \rho g Q H = \gamma Q H = 9810 Q H,$$

где ρ — плотность воды, кг/м³; g — ускорение свободного падения тела, м/с²; γ — удельный вес одного кубического метра воды, Н/м³.

В гидроэнергетике принято измерять мощность в киловаттах. При этом $N_0 = 9,81 Q H$.

Мощность на валу турбины $N_t = N_0 \eta_t$ или

$$N_t = 9,81 Q H \eta_t, \quad (5.6)$$

где η_t — коэффициент полезного действия (КПД) турбины.

Значение КПД турбины зависит от ее конструкции, размеров и изменяется при изменении нагрузки. Для малых турбин, при диаметре рабочего колеса около 1 м, наибольший КПД составляет около 0,91; для крупных турбин диаметром 9—10 м КПД достигает 0,95—0,96. Электрическая мощность гидроагрегата $N_{га}$ на выводах генератора меньше мощности турбины на величину потерь в генераторе:

$$N_{га} = N_t \eta_{ген} = 9,81 Q H \eta_{га}, \quad (5.7)$$

где $\eta_{ген}$ — КПД генератора; $\eta_{га} = \eta_t \eta_{ген}$ — КПД гидроагрегата.

Для генераторов мощностью свыше 5 МВт КПД равен 0,95—0,96. Для уникальных генераторов мощностью 500 МВт и более КПД превосходит 0,985. Обозначая $a = 9,81 \eta_{га}$, получаем формулу для приближенных расчетов

$$N_{га} = a Q H. \quad (5.8)$$

Учитывая снижение КПД турбины и генератора при отклонении нагрузки от оптимальной, принимают a для сверхмощных агрегатов в пределах 8,8—9,1, для крупных агрегатов 8,4—8,7 и для небольших агрегатов 8,0—8,2. Для насосных агрегатов и при работе насоса-турбины¹ в насосном режиме мощность, потребляемая электродвигателем, равна

$$N_{н} = \frac{9,81 Q H_{н}}{\eta_{н} \eta_{д}} \quad (5.9)$$

где $H_{н}$ — напор насоса.

Наибольшее значение КПД насоса-турбины при работе в насосном режиме ($\eta_{н}$) составляет 0,925—0,93, а КПД сверхмощных

¹ Обратимая гидромашинка, которая может работать как насос и как турбина.

электродвигателей (η_d) превосходит 0,98. Для насосных агрегатов средней мощности $\eta_n = 0,89$, $\eta_a = 0,95 \div 0,97$, что дает $N_n = 11,3 QH$, кВт. При отклонении от оптимальной нагрузки КПД насосов резко снижается.

Энергия \mathcal{E} выражается произведением $\mathcal{E} = Nt$, где t — время, с или ч. В системе СИ электрическая энергия измеряется в джоулях и их производных, причем $1 \text{ Дж} = 1 \text{ Н} \cdot \text{м} = 1 \text{ Вт} \cdot \text{с}$.

В энергетике наибольшее распространение получило измерение энергии в киловатт-часах. Из определения явствует, что $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 3600 \text{ кДж}$.

Объем воды V , м^3 , при напоре H , м, дает количество энергии

$$\mathcal{E} = 9,81 V H \eta_{га}, \text{ кДж, или } \mathcal{E} = \frac{V H \eta_{га}}{367}, \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (5.10)$$

Если V — объем годового стока реки, используемого гидроэлектростанцией, а H — ее средний напор, то \mathcal{E} выражает годовую выработку энергии ГЭС. Если V — объем воды, запасенной в водохранилище, который может быть использован при среднем напоре H , то \mathcal{E} выражает запас энергии воды водохранилища или энергетический эквивалент этого объема. Если V — годовой объем водоподачи насосной станции, то

$$\mathcal{E} = \frac{V H_n}{367 \eta_{га}} \quad (5.11)$$

выражает годовое потребление электроэнергии насосной станцией, кВт·ч, без учета расхода ее на собственные нужды.

Гидростанция при напоре H и КПД $\eta_{га}$ расходует на $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ выработанной энергии объем воды, м^3 ,

$$q = \frac{V}{\mathcal{E}} = \frac{367}{H \eta_{га}} \quad (5.12)$$

Насосная станция на 1 м^3 воды расходует энергию, кВт·ч,

$$\mathcal{E} = \frac{\mathcal{E}}{V} = \frac{H_n}{367 \eta_{га}} \quad (5.13)$$

5.4. Основные схемы использования водной энергии

Имеются три основные схемы создания сосредоточенного напора ГЭС:

- 1) плотинная схема, при которой напор создается плотиной;
- 2) деривационная схема, при которой напор создается преимущественно посредством деривации, осуществляемой в виде канала, туннеля или трубопровода;
- 3) плотинно-деривационная схема, при которой напор создается и плотиной, и деривацией.

Плотины имеются во всех трех схемах.

Плотина перегораживает и подпирает реку, создавая концентрированный напор в водохранилище. Концентрация напора происходит из-за того, что скорости течения воды в верхнем бьефе становятся малыми и потери на трение получаются небольшими. При широком и глубоком верхнем бьефе потери на трение ничтожно малы и поверхность воды получается почти горизонтальной.

Все плотины можно разделить на две группы: 1) из грунтовых материалов, в виде земляных и каменно-набросных плотин; 2) плотины бетонные и железобетонные (рис. 5.4).

Земляные и каменно-набросные плотины строят, как правило, глухими, т.е. не допускающими перелива воды через гребень. Бетонные и железобетонные плотины могут быть глухими или водосливными; пропуск избытков воды из верхнего бьефа осуществляется через водосливной гребень этих плотин или через отверстия, устраиваемые в теле плотины.

Земляные плотины строят высотой до 200 м, а каменно-набросные до 300 м и более. Каменно-набросные и земляные плотины имеют ширину по основанию больше высоты. Крутизну откосов обычно назначают 1:3, 1:1,5. В намывных плотинах откосы получают более пологими. Их крутизна составляет 1:6 — 1:12. Бетонные гравитационные плотины, устойчивость которых обеспечивается их массой, строят на слабом основании (глина, песок) высотой до 40 м, а на прочном основании до 300 м.

Железобетонная контрфорсная плита может быть построена высотой до 120 м. Одноарочные плотины строят только в узких глубоких каньонах с прочными скальными берегами, на которые передается нагрузка от плотины. Такие плотины обычно делаются железобетонными и могут достигать высоты 300 м.

В многоарочных железобетонных плотинах нагрузка через арки передается на контрфорсы, и через них на основание. Такие плотины строят высотой до 150 м.

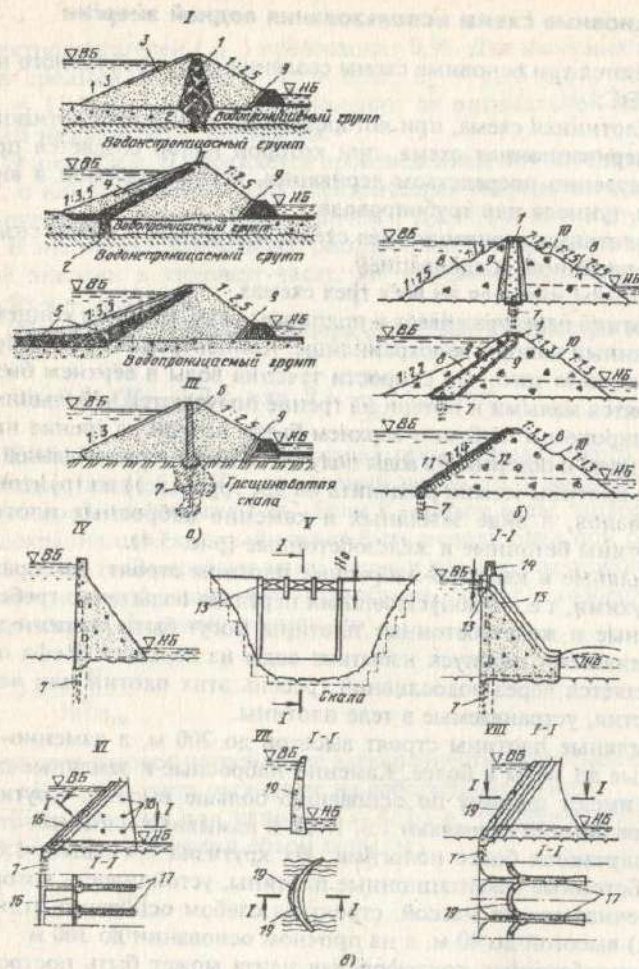


Рис. 5.4. Поперечные профили плотин:

a — земляных; *б* — каменно — набросных; *а* — бетонных; *I* — плотина с ядром; *II* — плотина с экраном; *III* — плотина с диафрагмой; *IV* — гравитационная глухая; *V* — гравитационная водосливная; *VI* — контрфорсная; *VII* — арочная; *VIII* — многоарочная; *I* — ядро из местных материалов (глина, суглинок, лес); *2* — зуб; *3* — крепление верхнего откоса; *4* — экран; *5* — экран с понуром; *6* — диафрагма; *7* — цементационная завеса; *8* — каменная наброска; *9* — обратный фильтр; *10* — берма; *11* — железобетонный экран; *12* — подкрановая каменная кладка; *13* — затвор; *14* — козловый кран; *15* — водослив; *16* — плита; *17* — контрфорсы; *18* — распорные балки; *19* — арка

Плотинная схема использования водной энергии (рис. 5.5) осуществляется преимущественно при больших расходах воды и малых уклонах ее свободной поверхности. Посредством плотины, построенной в пункте *B*, подпирается река и создается напор воды H_0 . Подпор воды от плотины распространяется вверх по реке до пункта *A*. Разность уровней воды в пунктах *A* и *B* равна $H_0 + \Delta h$. Часть общего падения реки Δh будет потеряна при движении воды в верхнем бьефе. Сосредоточенный перепад уровней, т.е. напор, будет равен H_0 . В плотинной схеме в зависимости от напора гидроэлектростанция может быть русловой или приплотинной.

Русловой называется такая гидроэлектростанция, у которой здание ГЭС наряду с плотиной входит в состав сооружений, создающих напор (рис. 5.6). Здание ГЭС в этом случае воспринимает полное давление воды со стороны верхнего бьефа и должно удовлетворять условию устойчивости, как и плотина. Русловая ГЭС может быть построена при сравнительно небольшом напоре.

При средних и больших напорах, превышающих диаметр турбины более чем в 6 раз, здание ГЭС не может входить в состав напорного фронта. В таких случаях строят **приплотинную** ГЭС, здание которой располагается за плотиной и не воспринимает полного давления воды (рис. 5.7). Подвод воды к турбинам такой ГЭС осуществляется водопроводами, размещенными в теле

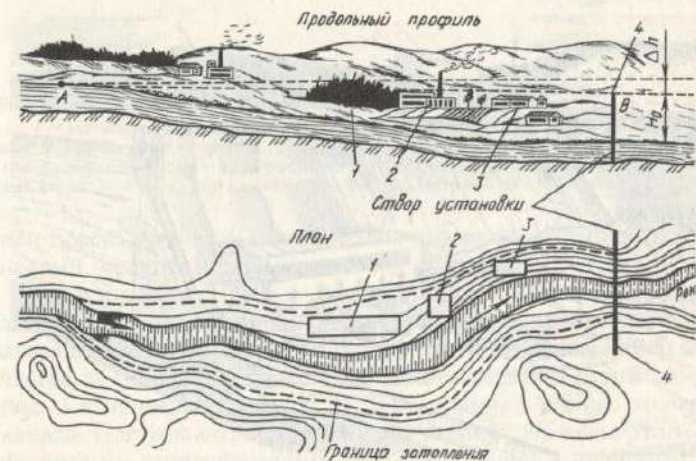


Рис. 5.5. Плотинная схема использования водной энергии:

1 — лес, вырубаемый для очистки ложа водохранилища; *2* — завод эвакуируемый из зоны затопления; *3* — эвакуируемые жилые помещения; *4* — плотина

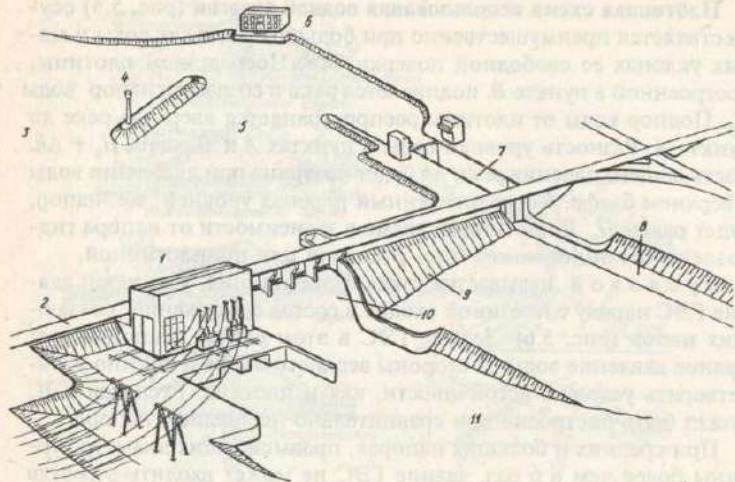


Рис. 5.6. Плотинная схема с русловой ГЭС:

1 — здание ГЭС; 2 — автодорога; 3 — ВБ; 4 — волнолом; 5 — аванпорт; 6 — речной вокзал; 7 — камера шлюза; 8 — низовой подходный канал; 9 — глухая плотина; 10 — водосливная плотина; 11 — НБ

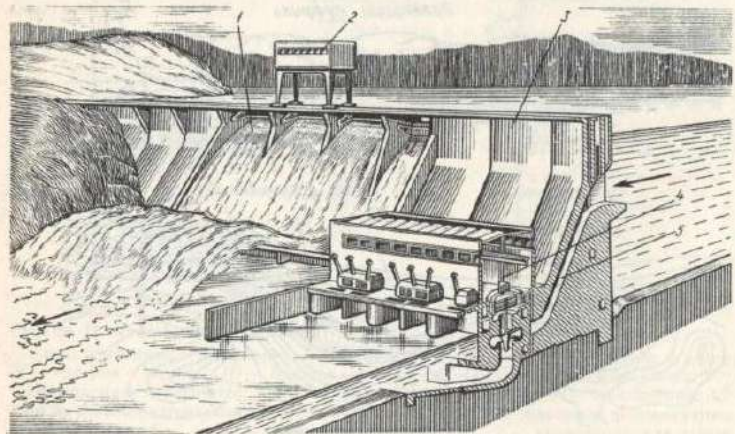


Рис. 5.7. Плотинная схема с приплотинной ГЭС:

1 — водосливная плотина; 2 — край для подъема и опускания затворов; 3 — стационарная плотина; 4 — здание ГЭС; 5 — турбинный водовод

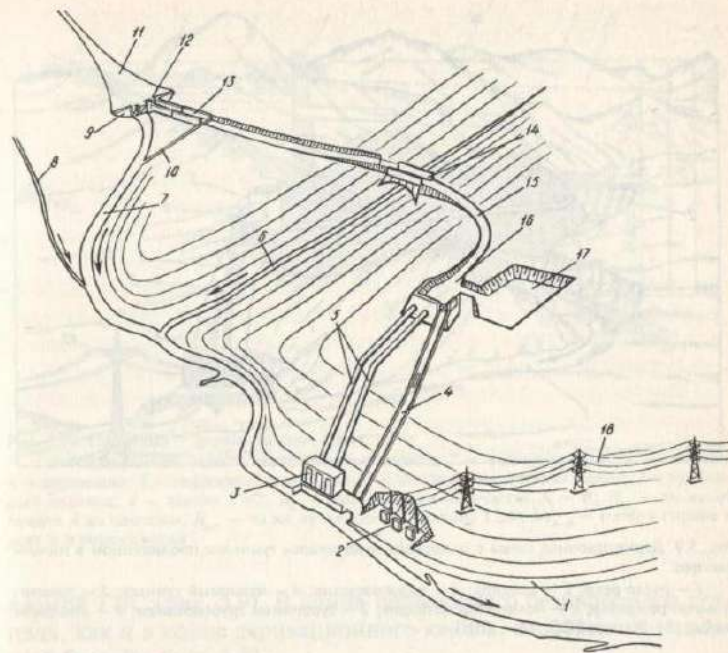


Рис. 5.8. Деривационная схема с деривационным каналом:

1 — подъездная дорога; 2 — подстанция; 3 — здание ГЭС; 4 — быстроток; 5 — турбинные трубопроводы; 6 — приток; 7 — русло реки; 8 — ручей; 9 — плотина; 10 — грязеспуск; 11 — водохранилище; 12 — водоприемник; 13 — отстойник; 14 — акведук; 15 — деривационный канал; 16 — напорный бассейн; 17 — бассейн суточного регулирования; 18 — ВЛ

или поверх бетонной плотины, под земляной плотинной или туннелями, прокладываемыми в обход плотины.

Деривационная схема. При деривационной схеме высота плотины может быть небольшой, обеспечивающей лишь отвод воды из реки в деривацию, а сосредоточенный напор получается за счет разности уклонов воды в реке и в деривации. На рис. 5.8 приведена схема ГЭС с деривацией в виде открытого канала. Плотина создает небольшой подпор. Из подпертого бассейна вода по деривационному каналу поступает в напорный бассейн, откуда она подается по трубопроводам к турбинам гидро-

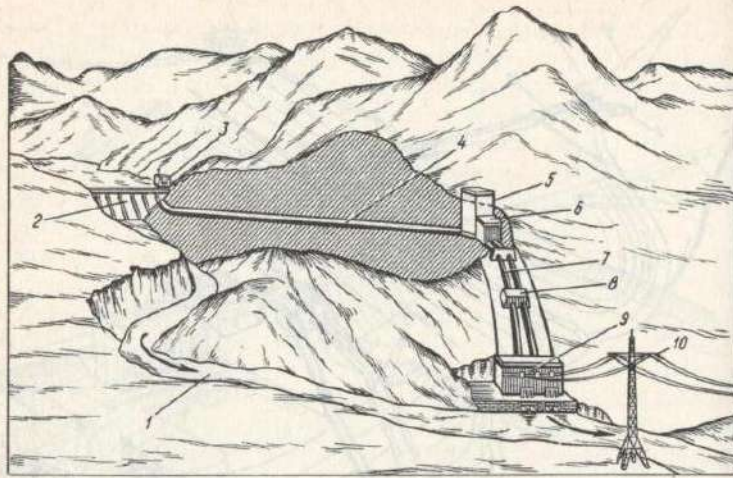


Рис. 5.9. Деривационная схема с напорным подводящим туннелем, проложенном в горном массиве:

1 — русло реки; 2 — плотина; 3 — водоприемник; 4 — напорный туннель; 5 — уравнительный резервуар; 6 — помещение затворов; 7 — турбинные трубопроводы; 8 — анкерные опоры; 9 — здание ГЭС; 10 — ЛЭП

станции. От турбин вода по отводящему каналу направляется в реку или деривацию следующей ГЭС или же в ирригационный оросительный канал. При деривационной схеме не образуется крупного водохранилища для регулирования стока.

При пересеченном или горном рельефе местности деривацию можно выполнить в виде туннеля, прорезывающего горный массив (рис. 5.9) или в виде трубопровода, уложенного по поверхности земли. Деривация может состоять частично из канала и туннеля, из трубопровода и туннеля и т.п.

Существует два типа гидротехнических туннелей — безнапорные, заполненные водой не полностью, с атмосферным давлением над свободной поверхностью воды и напорные, в которых вода заполняет все сечение туннеля. В напорном туннеле гидродинамическое давление даже в самой верхней точке сечения выше атмосферного. В конце длинного подводящего напорного туннеля устраивается уравнительный резервуар для уменьшения гидравлического удара при резких изменениях расхода воды, потреб-

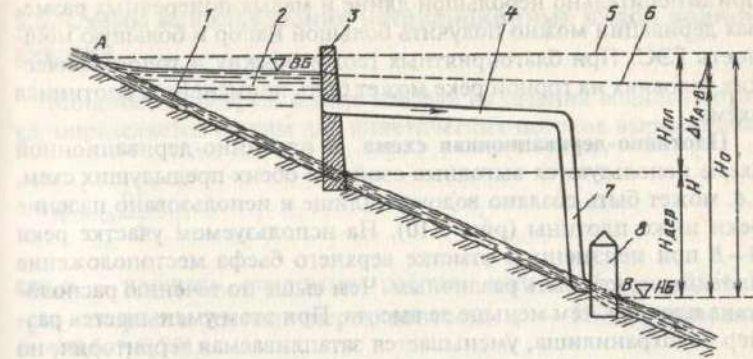


Рис. 5.10. Плотинно — деривационная схема:

1 — поверхность воды в естественных условиях; 2 — водохранилище; 3 — плотина; 4 — деривация; 5 — гидростатический уровень; 6 — пьезометрическая линия; 7 — турбинный водовод; 8 — здание ГЭС; H_0 — падение реки на участке А — В; $H_{дер}$ — то же от пункта А до плотины; $H_{тур}$ — то же от плотины до здания ГЭС; $\Delta H_{пот}$ — потери напора в реке и в сооружениях

ляемой ГЭС (рис. 5.9). В конце подводящего безнапорного туннеля, как и в конце деривационного канала, сооружается напорный бассейн (рис. 5.8).

При длинной безнапорной подводящей деривации (канал, безнапорный туннель) в конце ее иногда устраивается бассейн суточного регулирования расхода и мощности ГЭС (рис. 5.8).

Если река несет большое количество крупных наносов (песка), попадание которых в деривацию может вызвать нежелательные последствия, то в начале подводящей деривации сооружается отстойник. Наносы, выпавшие в отстойнике, смываются в реку через промывной канал.

Если возможно переохлаждение воды и образование внутриводного льда — шуги, то в случае необходимости на головном узле, на деривационном канале или на напорном бассейне сооружают шугосбросы. Деривация может быть отводящей. Когда ГЭС подземная, отводящая деривация при большой длине часто выполняется в виде туннеля.

Деривационные схемы установок оказываются выгодными в горных условиях, при больших уклонах свободной поверхности воды в реке и сравнительно малых используемых расходах, когда

при относительно небольшой длине и малых поперечных размерах деривации можно получить большой напор и большую мощность ГЭС. При благоприятных геологических и топографических условиях на горной реке может быть применена и плотинная схема.

Плотинно-деривационная схема. В плотинно-деривационной схеме используются выгодные свойства обеих предыдущих схем, т.е. может быть создано водохранилище и использовано падение реки ниже плотины (рис. 5.10). На используемом участке реки А—В при неизменной отметке верхнего бьефа местоположение плотины может быть различным. Чем выше по течению расположена плотина, тем меньше ее высота. При этом уменьшается размер водохранилища, уменьшается затопляемая территория, но увеличиваются длина деривации и потери напора Δh_{A-B} .

Тщательное технико-экономическое сравнение вариантов позволяет выбрать наилучшей.

Каскады гидроэлектростанций и водохранилищ. Несколько гидроэлектростанций, последовательно расположенных на одном водотоке, образуют каскад, в котором могут быть и деривационные, и плотинные ГЭС с водохранилищами. Проектирование и осуществление каскадов ГЭС имеют целью возможно более полное использование падения реки и ее стока в интересах всего народного хозяйства. При этом стремятся за счет создания водохранилищ наилучшим образом зарегулировать сток рек.

Местоположение каждого гидроузла, его напор, объем образуемого им водохранилища выбираются на основе тщательного изучения природных условий и всестороннего технико-экономического анализа. Для того чтобы использовать возможно больший сток на данной установке, створ плотины стремятся расположить ниже крупного притока, а для уменьшения ущерба от затопления створ плотины выбирают выше крупных городов. При выборе створа плотины часто решающее значение имеют топографические и геологические, а также экологические условия.

При сооружении каскада ГЭС обычно оказывается целесообразным некоторый подпор вышерасположенной ступени, благодаря чему падение реки используется более полно и может производиться глубокое суточное регулирование мощности ГЭС без существенных колебаний уровня нижнего бьефа.

Каскады ГЭС построены и строятся на многих реках СНГ — Волге, Каме, Енисее, Ангаре, Иртыше, Свири, Вуоксе, Днепре, Сырдарье, Нарыне, Чирчике, Куре, Риони, Ингури, Сулаке и др.

5.5. Схемы использования нетрадиционных видов водной энергии

Мощность, которую можно извлечь из течения водного потока, определяется общим для кинетических потоков выражением

$$N = \omega \frac{\rho v^3}{2} \eta,$$

где ω — площадь, ометаемая рабочим колесом ($\omega = \pi D_1^2/4$); v — скорость течения перед колесом; η — КПД установки ($\eta = 0,6 \div 0,75$).

Кинетическая энергия течения реки характеризуется широким диапазоном скоростей: от нескольких метров в секунду на горных реках до десятых долей на равнинных реках. Исходя из этого в технических решениях электростанций могут использоваться прямоточные горизонтальные турбины, турбины с ротором Да-

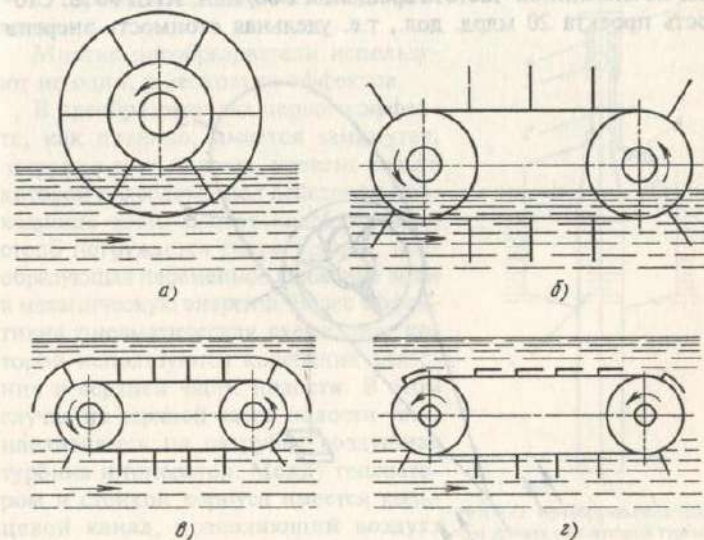


Рис. 5.11. Водяные колеса для использования энергии течения:

а — мельничное колесо-прототип; б — плавучее ленточное колесо; в — ленточное колесо с обтекателем; г — ленточное колесо со складными лопастями

рье и Савониуса или гирляндные турбины (разработки Б.Блинова).

В океане с энергетической точки зрения наибольший интерес представляют течения Гольфстрим и Куроисио. Например, энергипотенциал Гольфстрима при скорости 1,8 м/с оценивается в 18 ГВт (район полуострова Флорида). Течения со скоростью выше 0,6 м/с, достаточной для технического использования, встречаются также в морях, омывающих побережье нашей страны, при отливно-приливных явлениях (Пенжинская губа Охотского моря). Для таких низкоскоростных течений преобразование энергии производится с помощью водяного колеса, история которого начинается с водяных мельниц. Для полного погружения водяного колеса под воду могут быть сделаны специальные устройства, позволяющие снизить лобовое сопротивление. Эволюция таких колес представлена на рис. 5.11. Одним из вариантов ленточного колеса является парашютная система Г.Стилмена. Возможны и другие технические системы. Так, в США разрабатывается проект станции на океанском дне в 30 км от побережья Флориды. Предусматривается установка 242 горизонтальных турбин диаметром 168 м, мощностью 83 МВт каждая, вращающихся внутри насадки из алюминия. Частота вращения 1 об/мин, КПД 60%. Стоимость проекта 20 млрд. дол., т.е. удельная стоимость энергии

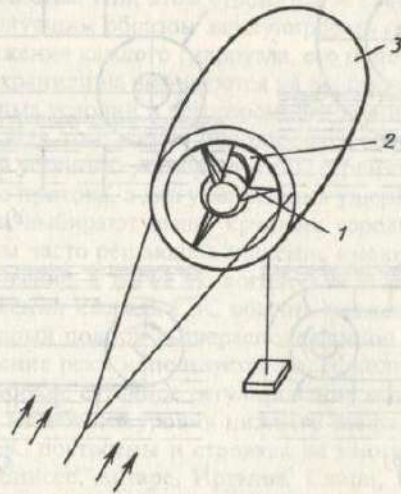


Рис. 5.12. Горизонтальный гидроагрегат для океанской ГЭС:
1 — рабочее колесо; 2 — обтекатель; 3 — диффузор

(1000 дол/кВт) будет соизмерима со стоимостью энергии ТЭС (рис. 5.12).

К волновой энергетике в настоящее время привлечено широкое внимание исследователей и ученых. Мощность волны на 1 м фронта определяется формулой

$$N = \frac{1}{8} \rho g h_n \lambda \eta,$$

где h_n — высота волны, м; λ — длина волны, м; T_λ — период волны, с; η — КПД волнового преобразователя.

Для преобразования энергии волн в механическую энергию используются семь волновых эффектов:

- 1) изменение уровня волны;
- 2) продольные колебания жидкости;
- 3) скорость движения жидкости;
- 4) изменение наклона свободной поверхности;
- 5) попеременное изгибание вслед за свободной поверхностью;
- 6) гидродинамическое давление;
- 7) переменное гидростатическое давление.

Многие преобразователи используют не один, а несколько эффектов.

В преобразователях первого эффекта, как правило, имеется замкнутая, открытая вниз полость, уровень воды в которой колеблется под действием проходящих волн. В этот колеблющийся столб погружается гидротурбина, преобразующая переменное движение воды в механическую энергию. Более эффективна пневматическая схема, при которой используются колебания давления в верхней части полости. В этом случае на верхней части полости устанавливаются на патрубке воздушная турбина и генератор. Между генератором и стенкой корпуса имеется кольцевой канал, позволяющий воздуху выходить из камеры в атмосферу при подъеме уровня и наоборот. На этом принципе построены преобразователи

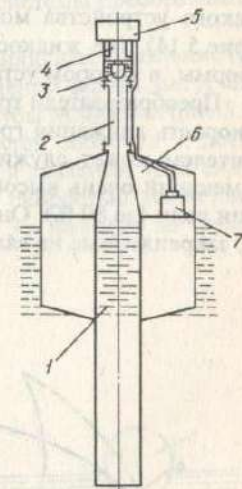
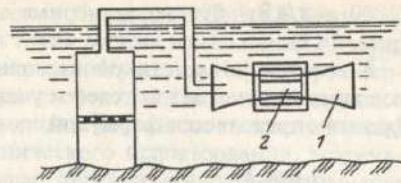


Рис. 5.13. Преобразователь колебаний уровня с воздушной турбиной:
1 — полость; 2 — патрубок;
3 — воздушная турбина; 4 — генератор; 5 — маяк; 6 — воздушная полость; 7 — аккумулятор

Рис. 5.14. Преобразователь Ф.Генделя



И.А. Бабинцева и Масуды (рис. 5.13), используемые в навигационном бье. Главными преимуществами такой схемы являются возможность увеличения скорости в верхней полости за счет уменьшения сечения горловины, а также возможность удаления генерирующего устройства из зоны воздействия морской воды. Имеются схемы и берегового размещения ВЭС.

Преобразователи второго эффекта используют кинетическую энергию горизонтального перемещения жидкости при волнении и связанное с этим возвратно-поступательное течение. Пример такого устройства может служить преобразователь Ф.Генделя (рис.5.14), где жидкость движется через сопло 1 определенной формы, в котором установлена турбина или МГД-генератор 2.

Преобразователи третьего эффекта используют поверхностную скорость движения гребня волны. Здесь классическим представителем может служить преобразователь С.Солтера (рис.5.15), имеющий очень высокую эффективность преобразования энергии волн (до 80 %). Он включает в себя эксцентричные поплавки 2, закрепленные на валу. Поплавки под действием волн соверша-

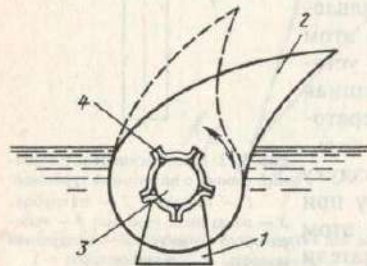


Рис. 5.15. Преобразователь С.Солтера

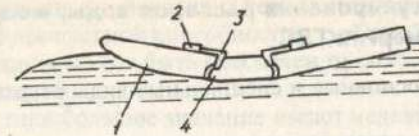


Рис. 5.16. Контурный плот:

1 — колеблющаяся секция; 2 — преобразователь энергии; 3 — тяга; 4 — шарнир

ют возвратно-поступательное движение относительно вала 3. Это движение преобразуется торовым насосом 4 в давление воды или масла. Вся конструкция крепится на жесткой опоре 1.

Классическим преобразователем четвертого и пятого эффектов можно считать контурный плот У.Коккерелла, который представляет собой многозвенную систему из нескольких шарнирно соединенных секций (рис. 5.16). Как и преобразователь Солтера, плот устанавливается перпендикулярно фронту волны и отслеживает ее профиль. Взаимное изменение угла наклона секции приводит в движение гидроцилиндр или другой преобразователь механической энергии. Эффективность системы преобразования волновой энергии около 45 %.

Преобразователи, использующие изменяющееся давление (шестой и седьмой эффекты), при прохождении волны могут быть проанализированы на примере упругой трубы М.Френча (рис.5.17). Основу преобразователя составляет упругая оболочка 1, деформирующаяся под действием меняющегося давления. При сжатии оболочки воздушный поток с большой скоростью движется по трубе 2, приводит во вращение турбину 3 и выходит по трубе 4.

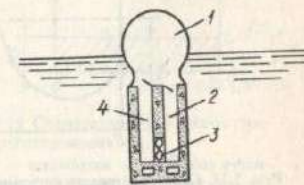


Рис. 5.17. Упругая труба М.Френча

5.6. Виды регулирования расходов воды, мощности и выработки энергии ГЭС

Различают основные и специальные виды регулирования расходов воды.

К **основным видам регулирования** расходов воды относят:

многолетнее регулирование, которое позволяет в маловодные годы увеличить расход воды и выработку электроэнергии гидростанциями за счет стока многоводных лет. При многолетнем регулировании водохранилище наполняется избыточным стоком многоводных лет и опорожняется в течение ряда маловодных лет. В многолетнем регулировании заинтересованы все потребители и водопользователи, но для его осуществления требуется большой объем водохранилища.

Для глубокого многолетнего регулирования необходим полезный объем водохранилища, равный одному-двум среднегодовым стокам реки. Частичное многолетнее регулирование возможно уже при емкости водохранилища порядка 50 % среднегодового стока;

годовое регулирование, имеющее целью перераспределение расхода воды в течение года в соответствии с потребностями водопользователей и водопотребителей. В многоводные сезоны водохранилище наполняется, а в маловодные — опорожняется. Цикл регулирования составляет 1 год. Потребный объем в процентах от среднегодового стока составляет от 3—10 % при частичном до 40—60 % при полном годовом регулировании стока.

На рис. 5.18 показана схема годового регулирования стока при ограниченной емкости водохранилища. На схеме наполне-

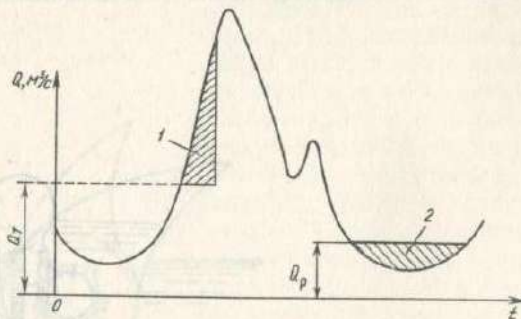


Рис. 5.18. Схема годового регулирования при ограниченной емкости водохранилища: 1, 2 — объемы перераспределения стока

ние водохранилища происходит в период половодья при работе ГЭС с полной пропускной способностью турбин Q_t . При сработке водохранилища может быть обеспечен постоянный зарегулированный расход Q_p .

Для энергетики большое значение имеют недельное и особенно суточное регулирования, производимые в соответствии с недельными и суточными колебаниями нагрузки энергосистем;

суточное регулирование, которое при сравнительно постоянном в течение суток притоке воды имеет целью обеспечить неравномерный расход воды через гидроагрегаты, следуя суточным колебаниям нагрузки энергосистемы. Необходимый объем бьефа или бассейна суточного регулирования определяется расчетом. Примерный объем составляет от 5 до 10 % суточной пропускной способности всех турбин ГЭС. Если на гидростанции проводится только суточное регулирование, то цикл регулирования составляет 1 сут и к концу суток уровень воды в бьефе или бассейне возвращается к исходному положению.

На рис. 5.19 показана схема неограниченного суточного регулирования. Без суточного регулирования ГЭС работает круглосуточно с мощностью N_6 . При работе с неограниченным суточным регулированием ГЭС ночью не работает и накапливает воду в верхнем бьефе или в бассейне суточного регулирования. В часы прохождения суточного максимума нагрузки энергосистемы гидроэлектростанция, используя накопленную воду, развивает мощность N_u ;

недельное регулирование, имеющее целью обеспечить повышение мощности и выработки энергии ГЭС в рабочие дни за счет снижения используемого стока в выходные дни, когда нагрузка в энергосистеме снижается. Для недельного регулирования требуется объем водохранилища порядка 50—10% суточной пропускной способности всех турбин ГЭС.

К числу **специальных видов регулирования** относят:

компенсирующее регулирование, которое может производиться верхним водохранилищем для того, чтобы компенсировать неравномер-



Рис. 5.19. Схема неограниченного суточного регулирования:

1 — выработка энергии без суточного регулирования; 2 — то же при неограниченном суточном регулировании

ность притока с промежуточного водосбора между створами водохранилища и ГЭС. При малом притоке с промежуточного водосбора даются повышенные попуски из компенсирующего водохранилища и наоборот. Если при большом водохранилище имеется своя ГЭС, то можно проводить компенсирующее годичное и даже многолетнее регулирование выработки электроэнергии нескольких гидроэлектростанций, расположенных на разных водотоках, но присоединенных к общей электрической сети. Так, водохранилище Братской ГЭС производит компенсирующее регулирование выработки энергии ГЭС Ангаро-Енисейского каскада;

контррегулирование, или обратное перерегулирование, расходов воды. При суточном регулировании в нижний бьеф ГЭС поступают переменные расходы воды. В ряде случаев целесообразно на ночь ГЭС останавливать, в эти часы расход воды снижается до нуля. Если ГЭС крупная, например Саяно-Шушенская, Чиркейская, а водопотребители и водопользователи, расположенные по течению реки, требуют постоянного расхода или допускают малое изменение его в течение суток, то на реке ниже таких ГЭС строится контррегулирующее водохранилище. Оно выравнивает поступающие от основной ГЭС переменные расходы воды. При этом его наполнение происходит в часы работы основной ГЭС с максимальной мощностью и сбрасывается ночью. При контррегулирующем водохранилище бывает целесообразно построить ГЭС относительно небольшой мощности. Так, ниже Саяно-Шушенской ГЭС мощностью 6400 МВт построено контррегулирующее водохранилище с Майнской ГЭС мощностью 320 МВт;

трансформация паводков и половодий. Если в водохранилище задержана пиковая часть паводка, то максимальный расход, пропускаемый через плотину, будет уменьшен. Это позволяет уменьшить водосбросные сооружения гидроузла, уменьшить наводнения на реке ниже водохранилища и т.п.;

аварийное использование водохранилища. При аварии в энергосистеме гидростанция может быстро принять на себя дополнительную нагрузку и израсходовать из своего водохранилища специально предусмотренный запас или часть рабочего объема водохранилища. После ликвидации аварии дополнительно израсходованный объем восстанавливается путем снижения нагрузки ГЭС или за счет ближайшего половодья.

Контрольные вопросы

1. В чем отличие потенциальных, технических водноэнергетических ресурсов и экономического потенциала гидроэнергии?
2. Как определяется напор гидроэлектростанции?
3. В каких условиях целесообразно применять плотинную и в каких деривационную схему использования водной энергии?
4. Какие существуют нетрадиционные схемы использования водной энергии?

Темы рефератов

1. Использование экономического потенциала гидроэнергии в России и в развитых промышленных странах.
2. Какие ГЭС на равнинах или на горных реках более целесообразны по экологическим условиям?
3. Установки для использования нетрадиционных видов водной энергии.

Работа ГЭС в электроэнергетической системе

6.1. Электроэнергетические системы и их структура

Электрические станции, работающие совместно на общую электрическую сеть, повышающие и понижающие подстанции и линии передачи составляют электроэнергетическую систему (ЭЭС), или энергосистему (ЭС). В состав энергосистемы входят также вспомогательные предприятия. Как хозяйственное объединение электроэнергетическая система называется районным энергетическим управлением или производственным энергетическим объединением (ПЭО). Высоковольтные линии электропередачи, связывая между собой отдельные системы, позволяют создавать объединенные энергосистемы (ОЭС). Созданы основы единой энергетической системы (ЕЭС). Объединение энергосистем позволяет уменьшить необходимую мощность электростанций за счет: 1) несовпадения часов максимума электрической нагрузки в отдельных системах; 2) взаиморезервирования в аварийных ситуациях. За счет взаиморезервирования необходимую суммарную (на уровне 1990 г.) мощность можно уменьшить на 10 — 12 млн. кВт. Таким образом, объединение систем позволяет иметь установленную мощность электрических станций на 15 — 17 млн. кВт меньше, чем при раздельной работе энергосистем. При объединении систем возрастает суммарная гарантированная мощность гидроэлектростанций вследствие несовпадения маловодных периодов на разных реках.

Для назначения режима и оперативного управления работой электрических станций и сетей организованы Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) в Москве, объединенные диспетчерские управления (ОДУ) и диспетчерские управления отдельных систем.

Основными типами электрических станций, входящих в ЭЭС, являются: работающие на органическом топливе конденсационные электрические станции (КЭС, ГРЭС¹); теплоэлектростанции (ТЭС); парогазовые электростанции (ПГЭС); газотурбинные электростанции (ГТЭС); атомные электростанции (АЭС); гидро-

электрические станции (ГЭС); гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС).

Конденсационные электростанции являются маломаневренными электростанциями. Мощность крупнейших КЭС достигает 3600 МВт. На электростанциях бывшего СССР эксплуатируются агрегаты 800 и 300 МВт. Эти агрегаты строятся на закритические параметры пара 24 МПа (240 кгс/см²) и предназначаются преимущественно для круглогодичной работы в базе графика нагрузки энергосистемы. Снижение их мощности в период ночного провала графика нагрузки систем допускается по техническим причинам лишь на 30 — 40%. Удельный расход топлива таких КЭС составляет 0,3 — 0,32 кг условного топлива на 1 кВт·ч. Строятся также маневренные турбоагрегаты мощностью 500 МВт с давлением пара 13 МПа (130 кгс/см²). Эти агрегаты могут в течение суток останавливаться.

На теплоэлектроцентралях производится комбинированная выработка электроэнергии и пара для промышленного и коммунального теплоснабжения. Крупнейшей в России является ТЭЦ-22 Мосэнерго мощностью 1250 МВт. Режим работы ТЭЦ в основном определяется потребителями тепла.

Газотурбинные и парогазовые электростанции у нас еще не получили широкого распространения. Газотурбинные электростанции обладают высокой маневренностью, могут в течение суток несколько раз включаться и останавливаться. Агрегаты ГТЭС пока не превосходят мощности 100 — 200 МВт. Недостатком ГТЭС является потребление дефицитного топлива и большой его удельный расход — 0,45 — 0,50 кг условного топлива на 1 кВт·ч. Средний удельный расход топлива на тепловых электростанциях в 1987 г. составил 326 г/(кВт·ч).

Агрегаты АЭС предназначаются преимущественно для круглосуточной работы полной мощностью.

Гидроэлектростанции обладают высокими маневренными свойствами. Пуск, синхронизация и набор нагрузки гидроагрегатов осуществляются за 1 — 2 мин. Крупнейшей в мире является ГЭС Итайпу (Бразилия — Парагвай) мощностью 12 600 МВт. В России самой крупной является Саяно-Шушенская ГЭС мощностью 6400 МВт с десятью агрегатами по 640 МВт.

Гидроаккумулирующие электростанции не только снимают пики нагрузки. В насосном режиме они заполняют также ночные провалы графика, создают благоприятные условия для работы КЭС и АЭС и тем самым еще более повышают свою ценность для энергосистем. В настоящее время под Москвой достраивается

¹ Государственная районная электрическая станция.

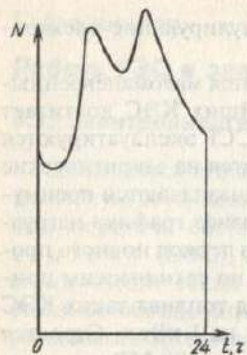


Рис. 6.1. Суточный график электрической нагрузки энергосистемы

крупная Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт.

Средний по СНГ удельный вес тепловых электрических станций по выработке электроэнергии включая атомные электростанции составил на начало 1993 г. 83%, а гидроэлектростанции 17%. По крупным системам удельный вес ГЭС был в энергосистеме Сибири 46, Закавказья 38, Средней Волги 26, Юга 9, Центра 8%.

Графики электрической нагрузки. Электростанции энергосистемы работают на общий график электрической нагрузки.

Типичный график нагрузки зимнего дня для промышленного района обычно имеет два пика и два провала нагрузки (рис. 6.1).

Летний график нагрузки имеет обычно три пика — утренний, дневной, наступающий после обеденного перерыва, и вечерний, обусловленный включением освещения.

В условиях России годовой максимум нагрузки довольно часто бывает зимой в один из дней декабря. Для отдельных районов, например с сильно развитым машинным орошением, годовой максимум нагрузки может иметь место в летний период.

При объединении энергосистем график нагрузки обычно становится более плотным по сравнению с графиком отдельных систем.

В графики электрической нагрузки обычно включаются потребление энергии, потери энергии в трансформаторах, линиях передачи, местных сетях и расход электроэнергии на собственные нужды электрических станций.

Суточный график электрической нагрузки показывает, какую мощность в каждый момент времени необходимо получить на выводах работающих генераторов системы. Площадь суточного графика нагрузки дает значение необходимой суточной выработки электрической энергии.

Характерными суточными графиками нагрузки недели или месяца считаются: а) график с наибольшей нагрузкой, который называется графиком максимального дня; б) график среднего рабочего дня; в) график минимального, обычно воскресного, дня.

Суточные графики нагрузки нескольких дней недели крупной объединенной системы представлены на рис. 6.2.

Годовые графики месячных максимумов и годовые

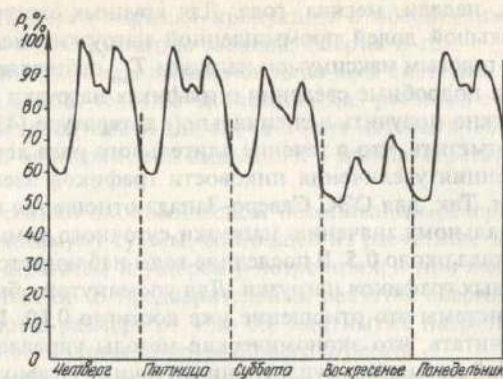


Рис. 6.2. Суточные графики электрической нагрузки объединенной энергосистемы

графики среднемесячной нагрузки строятся в предположении равенства нагрузки в начале и конце года — статические графики, а чаще всего с учетом прироста нагрузки в течение года — динамические графики нагрузки. На рис. 6.3 представлен годовой график максимумов нагрузки объединенной энергосистемы.

Отношение годовой выработки электрической энергии $\mathcal{E}_{\text{год}}$ к годовому максимуму нагрузки P_{max} называется числом часов (продолжительностью) пользования годовым максимумом нагрузки

$$T_{\text{max}} = \mathcal{E}_{\text{год}} / P_{\text{max}}$$

Чем больше T_{max} , тем равномернее потребление энергии в те-

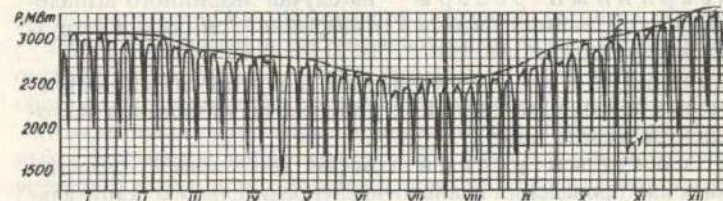


Рис. 6.3. Годовой график электрической нагрузки объединенной энергосистемы: 1 — суточные максимумы нагрузки; 2 — огибающая максимумов нагрузки

чение суток, недели, месяца, года. Для крупных электрических систем с большой долей промышленной нагрузки число часов пользования годовым максимумом нагрузки T_{max} составляет 5500 — 7000 ч. Более подробные сведения о графиках нагрузки и их построении можно получить в специальной литературе [43, 45].

Следует отметить, что в течение длительного ряда лет наблюдалась тенденция увеличения пиковости графиков электрической нагрузки. Так, для ОЭС Северо-Запада отношение минимума к максимальному значению нагрузки суточного зимнего графика составляла около 0,5. В последние годы наблюдается уплотнение суточных графиков нагрузки. Для упомянутой объединенной энергосистемы это отношение уже достигло 0,69. Имеются основания считать, что экономические методы управления повлекут за собой дальнейшее уплотнение суточных графиков электрической нагрузки.

Большую проблему представляет недельная неравномерность электропотребления. Снижение электрической нагрузки в субботу и воскресенье предопределяет необходимость резкого снижения генерированной мощности энергосистем с остановкой на эти дни многих агрегатов. Но мощные агрегаты КЭС с электрическими параметрами пара и АЭС не предназначены для переменных режимов работы. Поэтому весьма большое значение имеет наличие в энергосистеме высокоманевренных электростанций, т.е. ГАЭС и ГЭС, а также повышение маневренности агрегатов ТЭС и строительство полупиковых ТЭС с маневренными блоками 500 МВт.

6.2. Резервы энергосистемы

В электроэнергетической системе кроме мощности, необходимой для покрытия плановой нагрузки, должны быть:

аварийный резерв — на случай аварийного выпадения агрегатов, линии передачи или аварийного снижения нагрузки электростанций;

нагрузочный резерв — для покрытия случайных внеплановых повышений нагрузки в процессе регулирования частоты электрического тока;

ремонтный резерв, который необходим в отдельных случаях для проведения планово-предупредительного (капитального и текущего) ремонта агрегатов;

народнохозяйственный резерв — на случай

дополнительного выпуска продукции и обеспечения энергией вводимых в эксплуатацию заводов, фабрик и т.п.

Аварийный резерв должен быть во всех системах. Он определяется на основе технико-экономических расчетов с применением теории вероятности для определения математического ожидания числа одновременно вышедших в аварию агрегатов электростанций.

При технико-экономическом обосновании резерв определяется по минимуму суммы, состоящей из расчетных затрат по резервным агрегатам и ущерба у потребителей при аварийной недодаче энергии. В предварительных расчетах аварийный резерв принимают в размере от 4 до 6% максимума нагрузки системы, но не менее мощности крупнейшего агрегата.

Нагрузочный резерв принимается в размере 1 — 3% максимума нагрузки системы.

Для поддержания в исправном состоянии и для снижения аварийности агрегаты электростанций должны периодически выводиться в ремонт. Планово-предупредительный ремонт бывает капитальным и текущим. Состав ремонтных работ, периодичность и продолжительность ремонта устанавливаются правилами технической эксплуатации и ведомственными инструкциями.

Мелкий текущий ремонт производится в период субботне-воскресного снижения нагрузки системы.

Для проведения капитальных ремонтов необходимо иметь в системе свободную нагрузку, равную $\sum Nt_p$, МВт-мес, где t_p — продолжительность ремонта агрегата, доли месяца. Ремонтный резерв необходим в тех системах, у которых малая площадь сезонного снижения нагрузки F_c . Для статического графика нагрузки необходимость ремонтного резерва (N_p) определяется из условия $F_c < \sum Nt_p$ (рис. 6.4, а). При определении ремонтного резерва учитываются также текущие ремонты продолжительностью более 2 дней.

В настоящее время суммарный ремонтный резерв некоторых систем составляет 3 — 4% годового максимума нагрузки системы.

Народнохозяйственный резерв создается по указанию высших органов в тех случаях и в таких размерах, как это оправдывается общими народнохозяйственными условиями.

Аварийный и ремонтный резервы должны быть общесистемными для замены любого агрегата. В особых случаях допускается установка внутристанционного резерва на случай замены агрегатов данной электростанции. Например, на КЭС с общим паропроводом и на ТЭС устанавливается резервный котел.

Нагрузочный резерв и значительная часть аварийного резерва

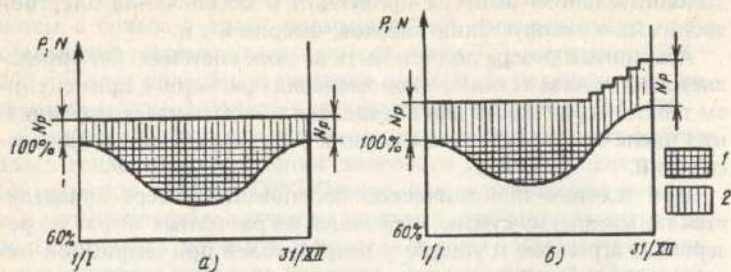


Рис. 6.4. Схема определения ремонтного резерва энергосистемы:

а — статический график максимумов нагрузки энергосистемы; б — динамический график максимумов нагрузки энергосистемы; 1 — сезонное снижение нагрузки (F_s); 2 — ремонт агрегатов ΣN_p

должны находиться во вращающихся агрегатах, работающих при неполной нагрузке. Часть аварийного резерва может находиться в резерве первой и второй очереди и некоторая часть — в холодном состоянии.

Аварийный, нагрузочный и ремонтный резервы системы взаимосвязаны и взаимозаменяемы. Например, уменьшение ремонтного резерва за счет отказа от проведения текущего ремонта влечет за собой повышение аварийности, что потребует увеличения аварийного резерва.

По расчетам суммарный резерв систем достигает 6 — 15% максимума нагрузки системы.

Для обеспечения наибольшей надежности электроснабжения необходимо размещать резервы на тех электростанциях, технические характеристики которых позволяют быстро включить в работу резервную мощность. Этим условиям в наибольшей степени удовлетворяют гидроэлектростанции. Существенное преимущество имеет резерв, размещенный в центре или вблизи крупнейших центров потребления энергии. Такой резерв наиболее надежен. Учитывая сравнительно малую аварийность линии передачи, часть резерва системы довольно часто размещают на удаленных электростанциях, если это экономически оправдывается. В таких случаях должен иметься, а для проектируемых электростанций должен предусматриваться запас, пропускной способности линии передачи.

По высоким маневренным качествам и малым капитальным затратам на создание резерва и небольшим ежегодным расходам по его эксплуатации установка на ГЭС нагрузочного и части аварийного резерва системы более выгодна по сравнению с его размещением на КЭС.

Регулирование частоты тока может производиться относительно мощной ГЭС, если она может работать с суточным регулированием. Когда регулирование частоты тока системы необходимо производить двумя или тремя электростанциями, то на вновь проектируемой ГЭС может предусматриваться размещение лишь соответствующей части нагрузочного (частотного) резерва системы.

Одной из основных технических предпосылок для размещения на ГЭС аварийного резерва является наличие водохранилища, в котором должен иметься достаточный объем воды для обеспечения работы резерва при авариях в системе. Резервный объем воды должен иметься в собственном или верхнем водохранилище каскада.

В качестве ремонтного резерва системы может быть использована сезонная мощность ГЭС в те месяцы, когда эта мощность обеспечена водой для базисной (период паводков) или пиковой (период высокой межени) работы.

Экономическое обоснование размещения на ГЭС части ремонтного резерва системы производится в процессе выбора установленной мощности ГЭС.

6.3. Обеспеченность водо- и электроснабжения

Обеспеченностью стока, расхода, напора, мощности называется относительное число случаев, когда наблюдается данная или большая величина. Обеспеченность выражается в долях или процентах общего числа случаев. Обеспеченность определяется по числу бесперебойных лет или по общей длительности бесперебойной работы водопользователей и водопотребителей. Если, например, годовой сток $2 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ гарантируется с обеспеченностью $p_r = 90\%$, то это значит, что в 90% всех лет сток будет равен или больше $2 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. В остальные 10% лет годовой сток будет меньше $2 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. При данном объеме водохранилища чем меньше обеспеченность p_r , тем больше получается зарегулированный расход воды, зарегулированная мощность ГЭС и т.п. Для выбора параметров водопотребителей, водопользователей и гидроэлектростанций устанавливается расчетная обеспеченность $p_{r,p}$, которая принимается для расчетов регулирования стока. Величина $p_{r,p}$ представляет собой обеспеченность расчетного маловодного года. Значение $p_{r,p}$ может быть определено экономическим расчетом. Например, уменьшая значение расчетной обеспеченности $p_{r,p}$, можно получить большой зарегулированный расход воды, большую установленную мощность ГЭС и уменьшить мощность новых тепловых

электростанций. Но при этом увеличится дефицит энергии за пределами расчетной обеспеченности и возрастет ущерб у потребителей энергии. Путем сопоставления выгод по энергосистеме и ущерба потребителей энергии можно выбрать экономически наиболее выгодное значение расчетной обеспеченности.

Аналогичная схема расчетов может быть применена и для водопотребителей, например, для орошения земель. Экономическое обоснование расчетной обеспеченности является исключительно сложным и трудоемким и требует надежных данных по ущербу от недодачи воды. Обычно пользуются нормативными значениями расчетной обеспеченности гарантированной отдачи водохранилища, полученными из опыта проектирования водохозяйственных объектов.

В предварительных расчетах обеспеченность по числу безребойных $p_{рн}$ лет принимается в пределах, %:

для промышленного водоснабжения	95 — 97
для крупных гидроэлектростанций	85 — 98
для водоснабжения:	
тепловых электростанций	97 — 99
водного транспорта	80 — 95
орошения сельскохозяйственных земель	75 — 85

Кроме расчетной обеспеченности гарантированной отдачи должна устанавливаться сокращенная отдача в особо маловодные годы с обеспеченностью выше расчетной.

Если для нормального полива земель принимается расчетная обеспеченность 75%, то при наступлении особо маловодных лет обеспеченностью 95 — 97% необходимо производить полив хотя бы при пониженной норме.

При комплексном использовании водных ресурсов приходится устанавливать две или три величины расчетной обеспеченности применительно к отдельным участкам ВХК. Необходимо учитывать возможность и целесообразность изменения расчетной обеспеченности в динамике. Если, например, на данном этапе развития орошения потребность в воде еще не достигла проектной, то для этого периода целесообразно повышать обеспеченность гарантированной отдачи.

Для выбора установленной мощности ГЭС определяющее значение имеет расчетная обеспеченность средней суточной мощности ГЭС p_p .

Между $p_{г,д}$ и p_p имеется приближенная зависимость

$$p_{г,д} \approx 1 - \frac{1 - p_p}{v}, \quad (6.1)$$

где v — относительное число дней энергетически напряженного, например зимнего, периода года.

Если, например, напряженными оказываются 110 зимних дней, то $v = 110/365 = 0,3$.

В условиях хозяйственных взаимоотношений значение резервов в энергосистеме может определяться путем сопоставления затрат энергосистемы на увеличение резервной мощности и штрафов, которые должна платить энергосистема за недодачу энергии потребителям.

6.4. Использование ГЭС в энергосистеме

Электроэнергетическая система должна обеспечивать непрерывно меняющуюся в течение суток, недели, года потребность в мощности и электроэнергии.

Особую сложность представляет покрытие переменных нагрузок в течение суток и недели. В зимний день ночью в энергосистеме нагрузка бывает в 1,5 — 2 раза меньше, чем в часы вечернего пика нагрузки. Такие изменения нагрузки могут быть покрыты при наличии в системе маневренных электростанций, которые могут быстро увеличивать и уменьшать генерируемую мощность.

Маневренность электростанций и ее агрегатов характеризуется регулируемым диапазоном, который выражает способность изменять в течение суток мощность от некоторого минимального N_{min} до максимального N_{max} значений:

$$a_p = \frac{N_{max} - N_{min}}{N_{max}}$$

Суммарный регулировочный диапазон всех электростанций системы $a_{р,сист}$ должен быть не меньше относительного изменения нагрузки:

$$a_{р,сист} \geq \frac{P_{max} - P_{min}}{P_{max}},$$

где P_{max} и P_{min} — максимальная и минимальная нагрузки суточного графика, определяемые режимом потребления энергии.

Агрегаты ГЭС по техническим условиям могут быстро включаться и останавливаться. Из остановленного состояния до набора полной нагрузки требуется всего лишь 1 — 2 мин, причем включение агрегатов может происходить автоматически при снижении частоты электрического тока в системе. Если ГЭС на ночь может полностью останавливаться, а в часы максимума нагрузки в системе работать полной мощностью, то ее регулировочный диапазон равен единице. Если по санитарным условиям или для других водопользователей необходимо пропускать в нижний бьеф круглосуточно определенный базисный расход воды $Q_{баз}$, то ГЭС будет работать ночью с $N_{баз} = 9,81 Q_{баз} \eta$ и ее регулировочный диапазон будет равен

$$a = \frac{N_{max} - N_{баз}}{N_{max}}$$

Регулировочный диапазон ГЭС зависит от среднесуточного расхода воды. При очень малых расходах воды может снижаться участие ГЭС в покрытии максимальной нагрузки системы, т.е. уменьшаться N_{max} . При больших расходах воды для получения возможно большей выработки энергии часть мощности ГЭС приходится размещать в базисе графика нагрузки, что влечет за собой в этот период снижение регулировочного диапазона. В период половодья после заполнения водохранилища целесообразно переводить ГЭС на работу полной мощностью в базисе суточного графика нагрузки. В такие периоды ее регулировочный диапазон становится равным нулю.

Режим работы гидроэлектростанций в энергосистеме зависит от расхода воды, наличия и объема водохранилищ, потребностей энергосистемы, требований экологии, требований других водопользователей и водопотребителей.

ГЭС может быть использована в энергосистеме для выработки электроэнергии, покрытия пиков нагрузки, регулирования частоты электрического тока, в качестве резерва и для работы в режиме синхронного компенсатора с целью повышения $\cos \phi$ в энергосистеме.

В энергосистеме может находиться несколько гидроэлектростанций и их каскадов. Оптимальный режим работы определяется для всех ГЭС. В качестве примера на рис. 6.2 приведены суточный и недельный режимы работы группы ГЭС в одной объединенной системе.

Отдельные крупные ГЭС, используемые для регулирования перетоков мощности и частоты электрического тока, включают-

ся и выключаются по несколько раз в день. В качестве примера можно привести ДнепрогЭС.

При одинаковой мощности в турбинном и насосном режимах регулировочный диапазон ГАЭС равен 2, так как ГАЭС может перейти от работы насосов с полной подачей к работе полной мощностью в турбинном режиме. Скорость перехода ГАЭС от одного режима в другой зависит от типа агрегатов, схемы пуска и переключения из одного режима в другой.

Гидроаккумулирующие электростанции в зависимости от потребностей энергосистемы могут многократно менять режим и работать то в турбинном, то в насосном режиме, то в режиме синхронного компенсатора. При наличии водохранилищ ГЭС и ГАЭС в аварийных ситуациях во многом способствует обеспечению живучести энергосистемы.

Тепловые станции обычно маломаневренны. АЭС и крупные агрегаты КЭС предназначены для работы в течение суток с постоянной нагрузкой ($a_p=0$). Блоки КЭС 300 МВт с закрытыми параметрами пара имеют высокий технический минимум нагрузки, ниже которого она не должна работать. Их технический минимум мощности при работе на угле оценивается в $0,4 N_{ном}$, где $N_{ном}$ — номинальная мощность блока ($a_p=0,6$). В некоторых системах блоки 300 МВт вынужденно останавливаются на ночь, но это влечет за собой повышение опасности их аварийности и сокращает срок службы. Маневренные блоки 500 МВт при давлении пара 13 МПа предназначены для полупиковой работы и могут останавливаться на ночь. Но удельный расход условного топлива 0,36 кг/(кВт·ч) намного превышает 0,3 — 0,32 кг/(кВт·ч) мощных блоков с закрытыми параметрами пара.

Из тепловых электростанций наиболее маневренными являются газотурбинные электростанции, имеющие регулировочный диапазон, равный 1,0. Они могут в течение суток несколько раз останавливаться и включаться, но их удельный расход условного топлива велик: 0,45 кг/(кВт·ч).

В России ГТЭС немного и мощность каждой установки составляет всего 100 — 200 МВт.

На рис. 6.5 и 6.6 показана схема размещения мощности электростанций разных типов на суточном графике нагрузки энергосистемы без ГАЭС.

Более подробно о режимах работы ГЭС при энергетическом и комплексном использовании водотока см. в гл. 8 и 9.

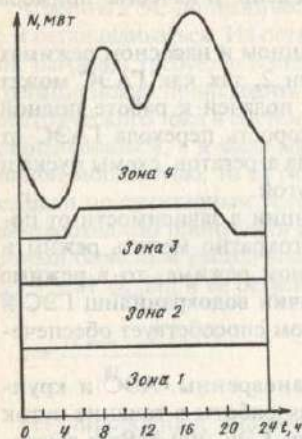


Рис. 6.5. Схема размещения мощности электростанций на суточном графике нагрузки энергосистемы:

1 — АЭС и технический минимум нагрузки КЭС; 2 — нерегулируемая мощность ГЭС; 3 — мощность ТЭЦ по тепловому режиму; 4 — зона оптимизации режимов работы электростанций

го графика и повысить заполнение ночного провала нагрузки энергосистемы?

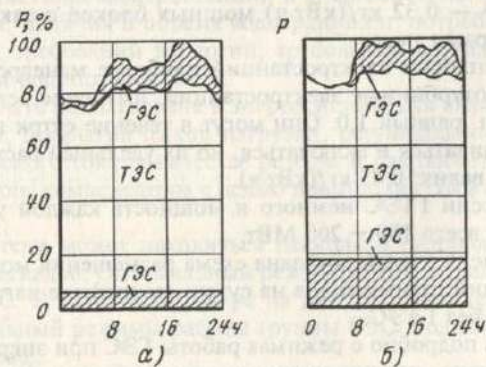


Рис. 6.6. Режим работы ГЭС и ТЭС в энергосистеме:
а — декабрь; б — май

Контрольные вопросы

1. Чем объясняется необходимость для энергосистемы постройки маневренных электростанций?
2. Каков оптимальный режим ГЭС и КЭС в маловодный период и в период половодья?
3. Выгодно ли использовать для выработки электроэнергии круглосуточно аварийный и нагрузочный резерв ГЭС в период избытка воды в реке?

Темы рефератов

1. Структура электростанций энергосистемы.
2. Типичное размещение электростанций на суточном графике нагрузки.
3. Типичные суточные графики электрической нагрузки системы.
4. Какими мероприятиями можно уменьшить пиковость суточного графика и повысить заполнение ночного провала нагрузки энергосистемы?

Глава седьмая

Работа ГЭС совместно с солнечными и ветровыми электростанциями

7.1. Использование возобновляемых нетрадиционных источников энергии

В настоящее время существует пять основных источников энергии, которые могут использоваться человеком для удовлетворения своих нужд:

- 1) химические реакции органических веществ;
- 2) ядерные реакции;
- 3) солнечное излучение;
- 4) гравитационное взаимодействие Солнца, Земли и Луны;
- 5) тепловая энергия ядра Земли.

Эти источники энергии можно разделить на два класса.

I. **Невозобновляемые источники энергии** — это природные запасы вещества и материалов, которые используются для производства энергии и постепенно истощаются по мере потребления (ядерное топливо, каменный и бурый уголь, нефть, газ, сланцы, торф).

II. **Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)** — это постоянно существующие или периодически возникающие в окружающей среде потоки энергии, часть которых может быть преобразована в полезный для человека вид (солнечная энергия, приливная энергия и геотермальная энергия). ВИЭ в конечном счете также исчерпаемы, но их срок действия очень значителен для жизни человеческой цивилизации. Например, солнечное излучение будет поступать на Землю в ближайшие 10 млрд. лет. Поэтому эти энергетические источники с полным правом можно называть возобновляемыми.

Солнечная энергия, как самый мощный источник энергии на земле, влияет практически на все природные процессы и обеспечивает круговорот веществ и воды в природе. Вторичным проявлением солнечной энергии на земле является гидроэнергия, ветровая энергия, энергия океана, биомассы и др.

Следует отметить, что потенциальные запасы возобновляемых источников энергии намного превышают потенциал невозобновляемых источников. Так, если все запасы горючих ископаемых и ядерного топлива планеты "сжечь", то получим энергию, которая почти в 2 раза меньше той, которую могут дать ежегодно (и в течение

ние каждого из 10 млрд. лет) возобновляемые источники энергии.

Возобновляемые источники энергии многократно превышают все перспективные потребности человечества и теоретически способны удовлетворять требования, предъявляемые к энергетике будущего.

Использование традиционных невозобновляемых источников энергии (тепловая и атомная энергетика) сопровождается значительными экологическими ущербами — тепловым, химическим и радиоактивным загрязнением окружающей среды. Тепловое загрязнение добавляется к поступающей на Землю солнечной энергии, что может привести к глобальному непредсказуемому изменению климата на Земле с негативными последствиями для всего человечества.

Энергия, получаемая от ВИЭ, дополнительно не нагревает атмосферу планеты. Происходит лишь некоторое перераспределение энергии в среде обитания.

Возобновляемые источники энергии привлекают своей относительной экологической чистотой. При их использовании отсутствуют какие-либо вредные (химические или радиоактивные) выбросы в окружающую природную среду, хотя и отмечаются другие виды воздействия, на преодоление которых должны быть направлены усилия ученых и инженеров.

В связи с быстрым исчерпанием легкодоступных и дешевых запасов топлива и возрастанием экологических проблем тепловой и атомной энергетике в мире возрос интерес к широкому использованию нетрадиционных ВИЭ. Однако они обладают низкой концентрацией энергии на единицу поверхности (или объема) энергоносителя, что затрудняет их использование в большой энергетике. Энергетическая отдача ВИЭ непостоянна во времени и является функцией ряда закономерных и случайных факторов, например климатических.

Это следует учитывать при расчетах режимов работы электростанций, использующих ВИЭ в энергосистеме. При работе энергоустановки, использующей ВИЭ, на отдельного автономного потребителя необходимо резервирование вырабатываемой энергии другими источниками, либо режим потребителя должен совпадать с режимом генерирования энергоустановки.

В настоящее время в мире большое внимание уделяется разработке и созданию экономичных солнечных и ветровых электростанций на основе последних достижений науки и техники.

Следует подчеркнуть, что эффективность использования этих нетрадиционных энергетических установок может возрастать при их совместной работе с ГЭС.

7.2. Работа ГЭС совместно с ветроэлектрическими станциями

Ветроэнергетика в последние годы получает все большее распространение во всем мире. В 1990 г. в мире было установлено ветроагрегатов общей мощностью около 2 млн. кВт. Сейчас это вполне сформировавшееся направление энергетики с широкой гаммой выпускаемых ветроагрегатов от нескольких киловатт до нескольких мегаватт, предназначенных для производства электроэнергии в автономных и стационарных энергосистемах.

В практике создания ветроагрегатов наибольшее распространение получили агрегаты с горизонтальной и вертикальной осью вращения ветроколеса.

Ветроагрегаты с горизонтальной осью (рис. 7.1) имеют в своем составе башню 5 с расположенной наверху ветроголовкой 7 и ветроколесом 6. В зависимости от требуемой частоты вращения ветроколесо может иметь одну, две, три и больше лопастей 8. Наибольшее распространение в электроэнергетике получили ветроагрегаты единичной мощностью 100–450 кВт. В качестве примера на рис. 7.1 показан агрегат мощностью 200 кВт.

Ветроагрегаты с вертикальной осью вращения (рис. 7.2) в отличие от предыдущего типа не требуют специальной системы

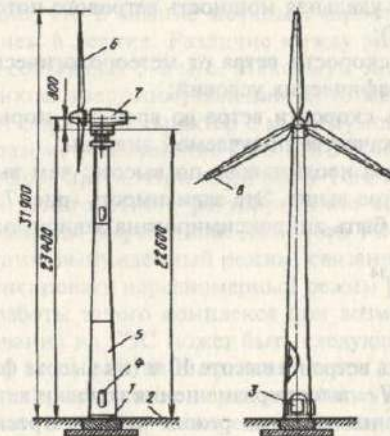


Рис. 7.1. Ветроэнергетическая установка с горизонтальной осью вращения:

1 — фундаментная плита; 2 — поверхность земли; 3 — распредустройство; 4 — дверь башни; 5 — башня; 6 — ветроколесо; 7 — помещение для генератора (ветроголовка); 8 — поворотная тормозная часть лопасти

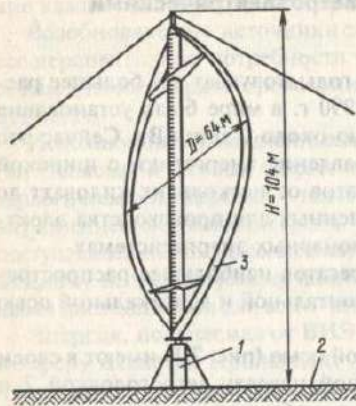


Рис. 7.2. Ветроэнергетическая установка с вертикальной осью вращения:

1 — помещение для генератора; 2 — поверхность земли; 3 — лопастная система ротора

ориентации на ветер, так как вследствие своей геометрии при любом направлении ветра всегда находится в рабочем положении. Недостатками такой конструкции являются: большая подверженность усталостным разрушениям, особенно в корневом сечении вала от возникающих автоколебательных процессов; пульсация крутящего момента генератора; большая материалоемкость и стоимость производимой энергии. Поэтому большинство ветроагрегатов выполнено по горизонтальной схеме.

Использование ветровой энергии сопряжено с трудностями, обусловленными недостатками этого вида ВИЭ, к которым относятся:

низкие удельные значения потенциала (например, при скорости ветра 12 м/с удельная мощность ветрового потока составляет около 300 Вт/м²);

зависимость скорости ветра от метеорологических, климатических и топографических условий;

изменчивость скорости ветра во времени, порывистость, что сказывается на качестве получаемой энергии.

Скорость ветра неодинакова по высоте: чем выше от земли, тем скорость ветра выше. Эта зависимость (рис. 7.3) для открытых мест может быть аппроксимирована зависимостью, м/с,

$$v_H = v_{10} \left(\frac{H}{10} \right)^{0,14},$$

где v_{10} — скорость ветра на высоте 10 м (на высоте флюгера метеостанций), м/с; H — высота размещения головки ветроагрегата, м.

В силу указанных причин режим работы агрегатов на ветроэлектрической станции (ВЭС) носит вероятностный характер и для того, чтобы использовать энергию ветра в режиме, удобном человеку, необходимо создание резервной и аккумулирующей систем, энергокомплексов из электростанций с различными ис-

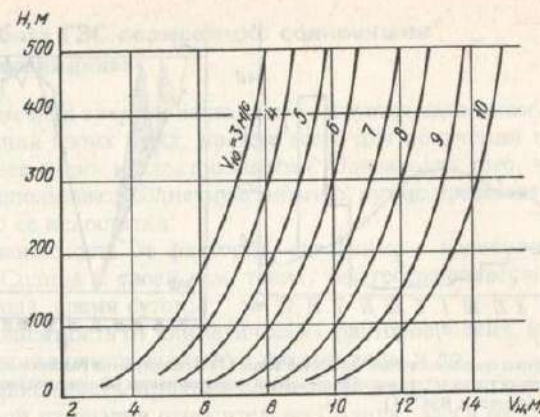


Рис. 7.3. График зависимости $v_H = f(H)$

точниками энергии. Таким энергокомплексом может выступать совокупность ГЭС и ВЭС. Эффективность такого объединения вытекает из анализа графиков годового распределения среднемесячных значений скорости ветра и гистограммы годового стока рек на примере Кольского полуострова (рис. 7.4). Из графика скоростей видно, что в зимние месяцы скорость ветра в 2-2,5 раза больше, чем в летние. Различие между зимним и летним максимумами составляет 5-6 м/с. Максимум зимних скоростей совпадает с пиком энергопотребления. В то же время годовой сток рек имеет обратный характер с минимумом в зимнее время. Таким образом, объединение ГЭС и ВЭС может эффективно дополнять друг друга. При наличии у ГЭС водохранилища годичного или многолетнего регулирования возможна работа ВЭС с максимальной выработкой. Для этого ГЭС должна вести на части агрегатов вынужденный режим, связанный с необходимостью компенсировать неравномерный режим работы ВЭС.

Алгоритм работы такого комплекса при возможности годичного регулирования на ГЭС может быть следующий:

- 1) годичный цикл работы энергокомплекса (за исключением периода паводка) разбивается на ряд расчетных промежутков;
- 2) для каждого промежутка определяется максимальная средняя и гарантированная выработка энергии ВЭС по известным метеорологическим характеристикам и параметрам оборудования;
- 3) определяется потребный объем водохранилища, который

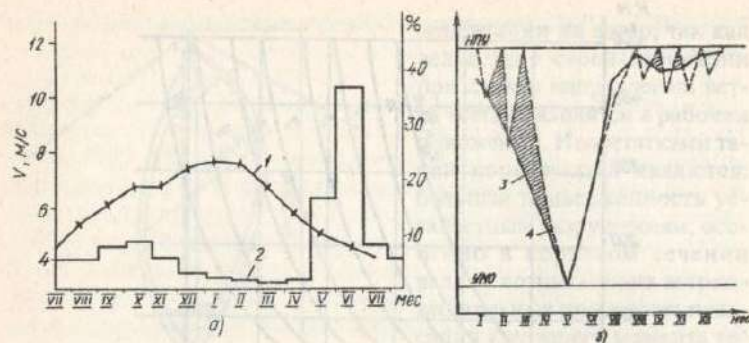


Рис.7.4. Графики среднемесячных скоростей ветра (1) и гистограмма годового стока рек (2) Кольского полуострова (а), годовой ход уровней водохранилища (б) при независимой работе (3) и в комплексе с ВЭС (4)

обеспечивал бы аккумулярование воды, сэкономленной за счет работы ВЭС. Формирование такого объема воды в водохранилище может осуществляться за счет работы ГЭС с расходом большим расчетного в течение некоторого рассчитываемого предварительно периода времени;

4) после формирования потребного объема водохранилища ГЭС будет работать с мощностью меньшей расчетной на значение текущей мощности ВЭС, однако чтобы общая выработка энергии была равной расчетной.

Таким образом, ГЭС будет выступать в качестве аккумулятора для ВЭС и обеспечивать работу ВЭС в режиме максимума выработки электроэнергии.

Варьируя числом расчетных периодов и учитывая реальный график участия ГЭС в графике нагрузки, возможно оптимально согласовать работу энергокомплекса ГЭС — ВЭС. В качестве примера на рис. 7.4, б показан режим наполнения — сработки водохранилища ГЭС мощностью 200 МВт, работающей в комплексе с ВЭС мощностью 100 МВт.

Кроме аккумулярующего режима работы ГЭС в энергокомплексе ВЭС — ГЭС возможны режимы с максимальной суммарной выработкой ВЭС и ГЭС, с максимальной вытесняющей мощностью в периоды максимальных нагрузок, режим, обеспечивающий минимум расчетных затрат по энергокомплексу и др.

Таким образом, создание энергокомплекса ГЭС — ВЭС позволяет в ряде случаев избавиться от присущих ветровой энергии недостатков и особенно перспективно при рассмотрении схем развития энергетики с учетом реконструкции и модернизации ГЭС.

7.3. Работа ГЭС совместно с солнечными электростанциями

Солнечная энергия издавна используется человеком для удовлетворения своих нужд, прежде всего для получения тепла, а в последнее время и электроэнергии. Однако для того, чтобы реально использовать солнечную энергию, нужно представлять прежде всего ее недостатки:

1) зависимость от факторов, связанных с вращением Земли вокруг Солнца и своей оси, таких, как географическая широта, время года, время суток;

2) зависимость от климатических факторов, таких, как облачность, поглощение излучения парами воды и др.;

3) зависимость прихода солнечной энергии от ориентации приемной площадки относительно Солнца. Здесь же следует отметить и относительно низкую плотность солнечной энергии на 1 м² Земли (по сравнению с традиционными источниками энергии). Максимальное значение излучения на поверхности Земли составляет около 1 кВт/м², но это наблюдается на широтах, близких к экватору в полдень жаркого летнего дня. Средняя плотность интенсивности, например, в нашей стране в средних широтах не превышает 200 Вт/м². Изменчивость солнечной энергии в течение дня приведена на рис.7.5 на примере мощности солнечной энергоустановки.

В настоящее время в солнечной электроэнергетике существует три основных направления преобразования солнечной энергии в электрическую — термодинамический, фотоэлектрический, термохимический.

Наиболее перспективным и интенсивно развивающимся способом является фотоэлектрический, который основан на пространственном разделении положительных и отрицательных зарядов при поглощении в полупроводнике квантов солнечного света ($p=n$ переход). Такие солнечные элементы в большинстве своем изготавливают из кремния. Первые элементы из кристаллического

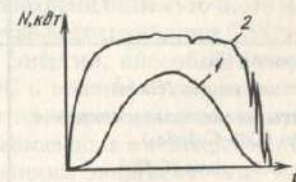


Рис.7.5. Изменение мощности солнечной энергоустановки в течение дня.

1 — мощность энергоустановки; 2 — приход солнечной энергии

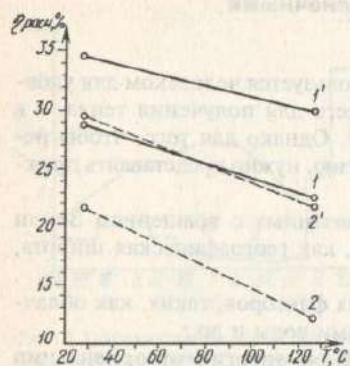


Рис. 7.6. Зависимость расчетных КПД солнечного фотоэлектрического элемента от температуры арсенидо-галлиевого (1) и кремниевое (2)

никовых элементов. В табл. 7.1 приводятся характеристики некоторых солнечных элементов.

Особенностью работы солнечного элемента является необходимость поддержания температуры самого элемента в некоторых оптимальных пределах, т.е. необходима термостабилизация, особенно в фотоэлектрических модулях с концентрацией солнечного излучения. При перегреве элемента его эффективность существенно снижается (рис. 7.6).

Для преодоления недостатка солнечной энергии, связанного с

Таблица 7.1. Энергетические характеристики современных солнечных элементов

Солнечный элемент (материал)	Максимальный КПД, %	Экспериментально зафиксированный КПД, %
Кремний (Si)	25	23, 2
Арсенид галлия (GaAs)	35	29*
Трехкомпонентные соединения меди (CdS-CuInSe ₂)	—	12*
Кадмий-теллур (CdTe)	17	10, 5
Аморфный кремний (α = Si)	—	15, 7
Каскадный элемент (GaAs+GaSb)	—	37*

*При концентрированном излучении.

кремния изготовлены в 1954 г., однако с тех пор технология изготовления элементов и материалы, из которых они изготавливаются, непрерывно совершенствуются, а стоимость снижается. За последние 10—15 лет стоимость 1 Вт мощности солнечного элемента упала на порядок, и сейчас можно говорить, что солнечная энергия может вполне конкурировать с дизельными электростанциями, особенно при эксплуатации в удаленных, автономных системах. Ведутся поиски новых высокоэффективных полупровод-

никовой плотностью потока излучения, а также для снижения стоимости фотоэлектрического модуля (основную долю стоимости фотоэлектрического модуля вносит солнечный элемент) в ряде случаев может быть эффективен способ концентрации солнечной энергии. Во сколько раз будет выше сконцентрированный поток солнечного излучения по отношению к естественному, практически во столько же раз может быть меньше размер солнечного элемента (при условии термостабилизации). Коэффициент концентрации K_k хорошо сфокусированной системы есть отношение площади концентратора к площади поверхности элемента. Существует большое количество концентрирующих систем, обеспечивающих различную степень концентрации. Наиболее часто встречаются параболические и линзовые концентраторы ($K_k \approx 1000$), плоские линзы Френеля ($K_k \approx 100$), фоклины, фоконы ($K_k \approx 10$). На рис. 7.7 показаны зависимости выходных параметров солнечного элемента при различной концентрации излучения.

Для повышения энергоэкономической эффективности солнечной электроэнергетической установки целесообразно включение ее в энергокомплекс, использующий другие возобновляемые источники энергии (гидроэнергию, ветровую энергию). Следует отметить одновременность поступления максимума (и минимума) энергии к солнечным, ветровым и гидроэлектростанциям. Особенно эффективна совместная работа солнечной электроустановки с гидроэлектростанцией, имеющей водохранилище суточного или сезонного регулирования. В этом случае водохранилище ГЭС используется в качестве аккумулятора энергии, способного перераспределить выработку энергии СЭС в течение суток или сезона. В этом случае ГЭС разгружается на значение соответствующей мощности СЭС. При этом запасаемая вода в водохранилище в дальнейшем расходуется по требованиям энергосистемы. Благодаря этому повышается гарантированная мощность ГЭС и энергокомплекса в целом. Появляется возможность увеличения установленной мощности ГЭС, если нет режимных ограничений по нижнему бьефу станции. Повышается выработка энергии на ГЭС

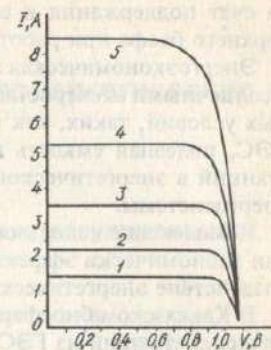


Рис. 7.7. Вольт-амперные характеристики солнечного фотоэлектрического элемента при увеличении концентрации излучения (1—5)

за счет поддержания в водохранилище более высокого уровня верхнего бьефа при работе СЭС.

Энергоэкономическая эффективность совместной работы ГЭС с солнечными электростанциями определяется с учетом конкретных условий, таких, как мощность и выработка энергии ГЭС и СЭС, полезная емкость водохранилища, удельный вес данных станций в энергетической системе и реальный график нагрузки энергосистемы.

Комплексное использование возобновляемых источников энергии экономически эффективно позволяет снизить экологическое воздействие энергетических объектов на окружающую среду.

В Кавказском биосферном заповеднике создается энергокомплекс, состоящий из ГЭС мощностью 30 кВт и СЭС мощностью 20 кВт. Он позволит отработать технические решения перспективных мощных энергокомплексов, их режимов работы и АСУ ТП.

Контрольные вопросы

1. Какие нетрадиционные источники энергии используются и какие предполагается использовать в будущем?
2. Какие виды регулирования мощности и выработки электроэнергии должна иметь ГЭС для компенсации неравномерной работы нетрадиционных электростанций?
3. Особенности совместной работы ГЭС с ветроэлектростанциями.
4. Каковы типы существующих солнечных электростанций?
5. Перспективы развития солнечной энергетики.

Темы рефератов

1. Роль и возможный удельный вес нетрадиционных электростанций.
2. Наиболее благоприятные районы России и СНГ для строительства ветроэлектростанций, гелио (солнечных) электростанций.
3. Энергокомплексы на основе ВИЭ.

Раздел третий

Водохозяйственные и водноэнергетические расчеты

Глава восьмая

Расчеты годового и многолетнего регулирования стока

8.1. Расчетные схемы регулирования стока.

В общем случае на реке имеется или намечается строительство каскада гидроэлектростанций, которые должны работать в энергосистеме совместно с другими электростанциями — тепловыми на органическом топливе, атомными и др.

Гидроэлектростанции во многих случаях входят в водохозяйственную систему и являются одним из компонентов водохозяйственных комплексов.

Энергетические и водохозяйственные системы непрерывно развиваются. В этих условиях расчеты регулирования стока представляют большие сложности. Расчеты надо производить для совокупности гидроэлектростанций имея целью получение наибольшего народнохозяйственного эффекта. Преодоление этих трудностей возможно посредством применения иерархического принципа распределения водохранилищ, о чем сказано в §8.7. В соответствии с этим делением водохранилищами, имеющими относительно небольшую емкость и располагающимися на нижней ступени иерархии, можно производить автономное регулирование стока. Именно на этих простейших случаях целесообразно выяснить технику водохозяйственных расчетов и лишь затем рассмотреть расчеты регулирования стока каскадами водохранилищ в развивающихся системах с применением ЭВМ.

Простейшим является расчет по календарным рядам наблюдаемого стока в прошедшем периоде. Такие расчеты годового и многолетнего регулирования стока проводятся табличным способом или графически по интегральной кривой (см. §8.2 и 8.3). Первый способ дает большую точность, а второй характерен наглядностью. Однако в будущем могут быть иные сочетания многоводных и маловодных лет и сезонов. Поэтому широкое распространение получили расчеты по смоделированным (например, методом Монте-Карло) гидрологическим рядам, в которых учи-

тываются многочисленные возможные сочетания лет различной водности. При многолетнем регулировании расчет может быть произведен по обобщенным характеристикам (см. п. 8.4), который дает лишь основные, но достаточно надежные результаты. Проектные расчеты позволяют выяснить возможные режимы работы водохранилищ, но не могут точно установить будущий календарный срок наступления того или иного режима, особенно в многолетний период.

В практике проектирования и эксплуатации расчеты годовичного и многолетнего регулирования стока преимущественно производятся по диспетчерским графикам (см. §8.7). При этом принципиально не используются данные о будущем стоке, имеющиеся у проектировщиков при расчете по календарным рядам периода наблюдений; тем самым проектные показатели работы водохранилищ приводятся к реальным условиям эксплуатации. При наличии надежных прогнозов стока режимы работы водохранилища могут уточняться и эффективность регулирования стока повысится. Различают схемы регулирования: 1) по жесткому графику, 2) идеальную. А в первом случае по расчетному маловодному году определяется зарегулированный расход воды, который обеспечивается в этот и во все остальные годы с большей водностью. Такая схема в той или иной степени применима для промышленного водоснабжения, но для энергетики она невыгодна, так как при ее применении неизбежны большие холостые сбросы воды в годы с повышенной водностью. При этом используемый сток оказывается небольшим и ГЭС дает заниженную выработку электрической энергии.

Идеальная схема регулирования основывается на предположении, что при годовичном регулировании сток известен на год вперед, а при многолетнем — на несколько лет вперед. При этом задается расход воды или мощность ГЭС тем больше, чем больше предстоящий приток к водохранилищу. Для энергетики целесообразна идеальная оптимизационная схема, обеспечивающая получение минимума затрат по электроэнергетической системе. Так как предстоящий сток даже на год вперед не может быть определен с необходимой точностью, то идеальную схему полностью не удастся реализовать.

8.2. Расчеты годовичного регулирования стока

Расчеты годовичного регулирования стока производятся для водохозяйственного года — с начала половодья дан-

ного календарного года до начала половодья следующего календарного года. В зависимости от конкретных условий становится задача зарегулировать расход воды для орошения, водоснабжения и т.п., а для энергетики — расход воды или мощность ГЭС. На практике чаще всего встречаются случаи, когда объем водохранилища позволяет провести лишь неполное годовичное регулирование стока. В простейших случаях зарегулированный расход Q_p можно определить по формуле

$$Q_p = \frac{W_m + V}{T_m \cdot 2,63 \cdot 10^6},$$

где W_m — сток межени расчетного маловодного года, м³; T_m — длительность межени периода, мес; V — полезный объем водохранилища, м³; $2,63 \cdot 10^6$ — число секунд в месяце.

Графический расчет по интегральной кривой. Интегральная кривая представляет собой кривую нарастания притока во времени. Она обычно строится в координатах. По оси абсцисс откладывается время, а по оси ординат — разность между суммарным фактическим притоком и условным равномерным притоком. Расходы воды определяются по лучевому масштабу. При сравнительно небольших колебаниях напора может применяться интегральная кривая энергии, по оси ординат которой откладывается разность между энергией притока и условной равномерной энергией. В этом случае лучевой масштаб применяется для определения мощности.

Допустим имеется интегральная кривая (рис. 8.1) притока воды к водохранилищу за отрезок времени несколько больше года. Заданы полезная емкость водохранилища V и пропускная способность Q_t всех турбин ГЭС. Требуется провести регулирование стока на выравнивание расхода воды.

Если провести касательную AF к интегральной кривой, то направление линии AF определит значение среднего расхода Q_0 за водохозяйственный год. Значение Q_0 можно определить по лучевому масштабу, проведя из фокуса O луч, параллельный линии AF . Проведем касательную к точке K интегральной кривой, параллельную линии AF . Расстояние по вертикали между этими касательными определит объем водохранилища V_0 , необходимый для полного годовичного регулирования стока на постоянный расход воды Q_0 . Имеющийся объем $V < V_0$, поэтому можно провести только неполное годовичное регулирование.

Для облегчения расчетов построим вспомогательную кривую JJ ,

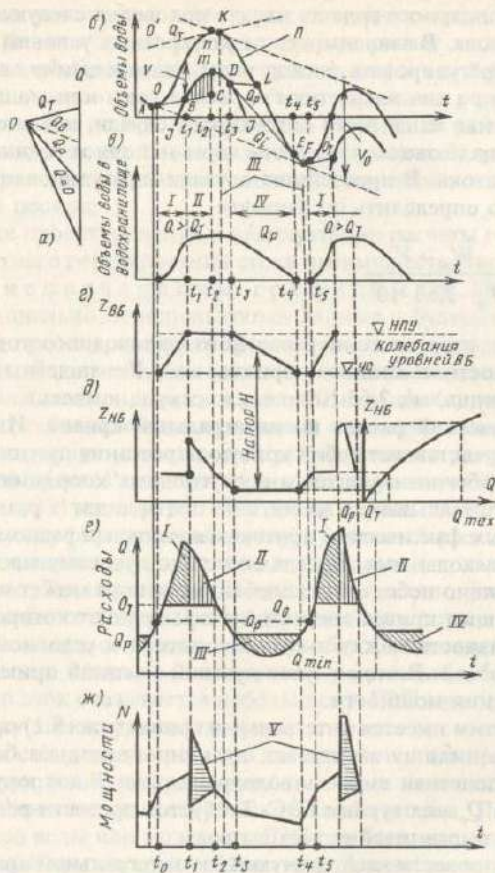


Рис. 8.1. Неполное годовое регулирование расхода воды:

а — лучевой масштаб; б — интегральная кривая притока (II) и графический расчет регулирования; в — наполнение водохранилища; г — уровни ВБ; д — уровни НБ; е — расходы воды; ж — зарегулированная мощность; I — естественный расход воды; II — интегральная кривая естественного притока; III — накопление воды; IV — неиспользуемая мощность

все точки которой отстоят по вертикали от соответствующих точек интегральной кривой на значение полезной емкости водохранилища V . Кривая JJ называется нижней контрольной линией. Допустим, что можно пренебречь раз-

ницей в потерях испарения при наличии и отсутствии водохранилища.

Предположим, что в половодье гидростанция работает с постоянным расходом Q_r , равным пропускной способности всех ее турбин. Проведем к интегральной кривой в точке 0 касательную OC , параллельную лучу турбинного расхода Q_r . Эта линия пересечет нижнюю контрольную линию JJ в точке B . При более точных подсчетах нужно учитывать изменение турбинного расхода с изменением напора.

Начиная с момента t_0 происходит наполнение водохранилища, так как расходы притока оказываются больше пропускаемого через турбины расхода Q_r . В момент t_1 водохранилище полностью наполнено, а расходы притока все еще больше Q_r . Следовательно, начиная с момента времени t_1 , происходит сброс излишков воды сверх Q_r . В момент времени t_2 расход притока станет равным Q_r и сброс воды прекратится. Момент t_2 равенства расходов определяется точкой n касания линии $O'n$, параллельной лучу расхода Q_r . За время $t_2 - t_1$ через водосброс будет сброшен излишний объем воды, измеряемый отрезком cm . В течение времени от t_2 до t_3 ГЭС будет работать на естественных расходах, меньших Q_r .

Для определения постоянного зарегулированного расхода Q_r проведем касательную DE к нижней контрольной линии (точка D) и интегральной кривой (точка E). Значение зарегулированного расхода определим по лучевому масштабу, проведя луч параллельно линии DE . В момент t_3 ГЭС переходит на работу с постоянным расходом Q_r и водохранилище начинает опорожняться. Сработка водохранилища прекращается в момент t_4 , когда расход притока становится равным зарегулированному расходу Q_r . К этому моменту уровень воды в водохранилище достигает своего наинизшего положения.

Если с момента времени t_3 (точка D) выпускать из водохранилища постоянный расход, больший Q_r , то водохранилище преждевременно опорожнится (см. точку L), после чего придется переходить на работу с очень малыми естественными расходами воды. При пропуске же из водохранилища расходов, меньших Q_r , водохранилище будет недоиспользовано и к моменту начала половодья следующего года в нем останется недоиспользованный объем воды.

На рис. 8.1 показаны расходы притока и зарегулированные расходы, объемы V' воды в водохранилище, уровни воды в бьефах, напоры и зарегулированные мощности ГЭС. Объем V' опре-

деляется отрезками вертикальных прямых между интегральной кривой притока $ОКЕ$ и зарегулированного стока $АВmDE$.

Уровни верхнего бьефа $Z_{вб}$ в каждый момент времени могут быть определены по объему воды V в водохранилище и кривой объемов (см. рис. 4.2). При этом объемы V откладываются вправо от мертвого объема V_k .

Уровни нижнего бьефа $Z_{нб}$ определяются расходами воды, поступающими в нижний бьеф, независимо от того, идут ли они через турбины ГЭС, через судоходный шлюз или через водосброс. Чем больше поступающий в нижний бьеф суммарный расход, тем выше уровень воды в нем. Для определения отметок уровня нижнего бьефа используется кривая связи расходов и уровней (см. рис. 1.4 и 1.5).

Напор H в каждый момент времени будет равен разности уровней воды в верхнем и нижнем бьефах за вычетом потерь напора Δh на вход и по длине водопроводящего тракта:

$$H = H_0 - \Delta h = Z_{вб} - Z_{нб} - \Delta h.$$

Зарегулированные мощности, кВт в каждый момент времени можно подсчитать по формуле

$$N = 9,81 Q H \eta,$$

где Q — зарегулированный расход, м³/с; H — соответствующий напор, м; η — коэффициент полезного действия ГЭС.

Неиспользованная мощность водотока, определяемая холостыми сбросами воды, выделена на рис. 8.1 горизонтальной штриховкой.

При регулировании на постоянный расход воды Q_p мощность ГЭС в период сработки водохранилища уменьшается вследствие снижения напора ГЭС, обусловленного понижением уровня верхнего бьефа. Для поддержания постоянной среднесуточной мощности ГЭС нужно было бы выпускать из водохранилища переменные среднесуточные расходы: в начале сработки меньше Q_p , а в конце — больше. В соответствии с этим линия DE из прямой превратилась бы в кривую, обращенную выпуклостью вниз.

Табличный расчет регулирования стока. Расчеты регулирования стока в табличной форме производят на основе баланса объемов воды. За промежуток времени Δt изменение объема воды ΔV в водохранилище равно разности между объемом притока $\Delta W_{пр}$ и объемами зарегулированного стока ΔW_p и потерь ΔW_n воды из водохранилища:

$$\Delta V = \Delta W_{пр} - (\Delta W_p + \Delta W_n).$$

Перейдя от объемов к средним расходам воды, за промежуток времени Δt получаем

$$\Delta V = Q_{пр} \Delta t - (Q_p + Q_n) \Delta t.$$

Расход Q_p определяется требованиями всех водопотребителей и водопользователей. Необходимый расход для гидроэлектростанций подсчитывается исходя из заданной мощности, которая назначается на основе предварительных расчетов и окончательно устанавливается в результате проведения рассматриваемых расчетов регулирования. Зная расход притока $Q_{пр}$, потерь Q_n и зарегулированный расход Q_p , можно подсчитать изменение наполнения водохранилища ΔV . Суммируя ΔV с объемом V_n наполнения на начало данного промежутка времени, получим объем V_k наполнения к концу этого промежутка:

$$V_k = V_n + \Delta V.$$

При наполнении водохранилища $\Delta V > 0$ и $V_k > V_n$, а при сработке $\Delta V < 0$ и $V_k < V_n$.

По значениям объемов V_n и V_k , пользуясь кривой объемов, можно определить уровни верхнего бьефа на начало $Z_{вб}^n$ и к концу $Z_{вб}^k$ промежутка времени. Средний уровень $Z_{вб}^{cp}$ определяется по среднему объему наполнения

$$V_{cp} = V_n + \frac{\Delta V}{2}.$$

Уровень нижнего бьефа определяется обычным способом (по кривой расхода) по значению расхода воды, поступающей в нижний бьеф. Зная $Z_{вб}$ и $Z_{нб}$, можно определить напор, подсчитать мощность и выработку энергии.

Регулирование стока по диспетчерскому графику. Для регулирования стока разрабатывают наиболее целесообразные правила, которые оформляют в виде диспетчерского графика.

Допустим, что диспетчерский график задан в простейшем виде $Q = f(V, t)$ с выделением зон гарантированных расходов Q_p , пониженных расходов $Q_{ст}$, повышенных расходов Q_1, Q_2, Q_3 и зоны работы ГЭС с полной пропускной способностью всех турбин Q_t (рис. 8.2). Если, например, на 1 декабря в водохранилище имелся объем V_n , то согласно диспетчерскому графику на декабрь можно задать расход Q_p . В проектных условиях приток $Q_{пр} = Q_{ст} + Q_{льн}$ прошедшего месяца, т.е. декабря, берется из таблицы притока

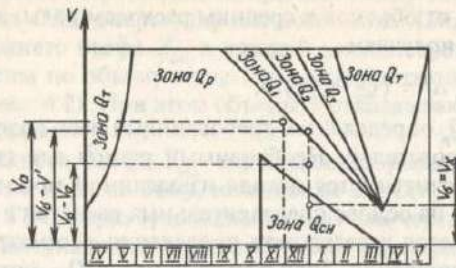


Рис. 8.2. Применение диспетчерского графика для расчетов регулирования стока воды. Объем наполнения водохранилища V_6 на начало следующего месяца, т.е. на 1 января определяется расчетом. Например,

$$V_6 = V_5 + (Q_{np} - Q_p - Q_n)\Delta t,$$

где Q_n — потери на испарение и фильтрацию, m^3/c ; Δt — число секунд в декабре.

Если $V_6 = V_0$, то на январь можно задать расход Q_p . При $V_6 = V'$ можно принять $Q_p = Q_1$. Если же декабрь был очень маловодным и объем воды в водохранилище оказался равным V_x , то на январь задается пониженный расход $Q_{си}$.

В проектной практике расход обычно корректируют, добиваясь, например, соответствия между зарегулированным расходом и наполнением водохранилища в конце месяца. Если, например, при $Q_{XII} = Q_p$ получают $V_6 = V'$, то расход декабря увеличивают настолько, чтобы емкость V_6 в конце декабря находилась на линии раздела между зоной Q_p и зоной Q_1 .

При емкости V_4 расход в декабре увеличивают до Q_1 если при этом в конце месяца наполнение

$$V_6 = V_5 + (Q_{np} - Q_1 - Q_n)\Delta t$$

попадает в зону Q_1 . Такая корректировка производится подбором.

Полученные объемы наполнения водохранилища наносятся на интегральную кривую, что дает наглядное представление о зарегулированном режиме. Зная объемы воды в водохранилище и зарегулированные расходы, можно обычным способом определить напор, мощность и подсчитать выработку энергии.

Если диспетчерский график задан в виде $N = f(V, t)$, то по нему определяют на предстоящий период мощность N . Затем, пользуясь обычной формулой мощности, путем подбора опреде-

ляют Q , $Z_{вб}$, $Z_{нв}$ и H , что даже при ручном счете осуществляется сравнительно просто. При расчете регулирования стока на вычислительных машинах подбор быстро производится самими машинами.

В условиях эксплуатации запас воды в водохранилище на начало каждого расчетного времени бывает известен. Запас воды определяется по фактическому уровню воды $Z_{вб}$ и кривой объемов водохранилища. Наличие надежного прогноза позволяет более точно назначать расход воды на ближайший период.

8.3. Годичное регулирование стока комплексным водохранилищем

При комплексном использовании водных ресурсов назначается режим регулирования стока, оптимальный для комплекса в целом. Обычно оказывается целесообразным регулирование переменных расходов, которые определяются технико-экономическими расчетами.

Рассмотрим расчет регулирования стока для ирригации и энергетики. Имеются интегральные кривые за 3 года, один из которых, 1984 — 1985 г., крайне маловодный год с обеспеченностью межениных расходов 95%. Для орошения требуется в период май-сентябрь из верхнего бьефа в среднем $500 m^3/c$ и из нижнего бьефа — $800 m^3/c$. В этот год, находящийся за пределами расчетной обеспеченности, расход на орошение может быть снижен до $400 m^3/c$ из верхнего бьефа и $700 m^3/c$ из нижнего бьефа. Для энергетики средний гарантированный расход в зимний период (декабрь-февраль)

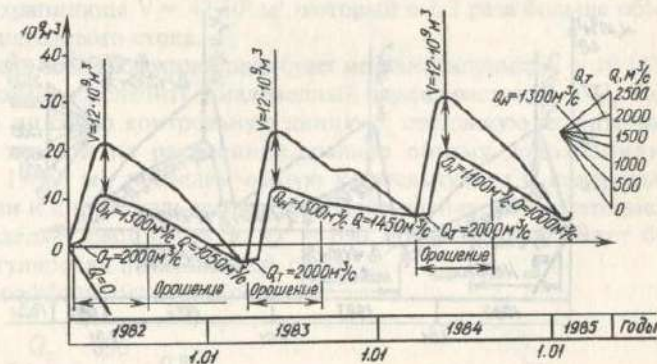


Рис. 8.3. Годичное регулирование стока комплексным водохранилищем для ирригации и энергетики

определен в размере 1050 м³/с. Пропускная способность всех турбин ГЭС $Q_t = 2000$ м³/с. При заданных условиях графический расчет по интегральным кривым представлен на рис. 8.3.

В оросительный период (май-сентябрь) расходы воды, поступающей в нижний бьеф, будут в первые два года на 500 м³/с, а в последний, крайне маловодный год на 400 м³/с меньше зарегулированных расходов, показанных на рис. 8.3. Учитываются также потери испарения. По этим уменьшенным расходам определяются уровень нижнего бьефа, напор и мощность ГЭС. Расход сверх $Q_t = 2000$ м³/с сбрасывается вхолостую через плотину. Отъем воды из нижнего бьефа на орошение не уменьшает мощность и выработку энергии ГЭС. В остальные месяцы (октябрь-апрель) из верхнего и нижнего бьефов могут потребоваться сравнительно небольшие расходы воды для промывки оросительной сети. При этом отъем воды из верхнего бьефа будет уменьшать расход, мощность и выработку энергии ГЭС. Если в отдельные месяцы периода (октябрь-апрель) для промывки оросительной сети вода не потребуется, то в нижний бьеф будут поступать зарегулированные расходы, показанные на рис. 8.3, за вычетом потерь испарения. По этим расходам определяются уровни нижнего бьефа, напоры и мощность ГЭС. Для тех же лет 1982-1985 гг. проведем расчет регулирования стока в предположении транспортно-энергетического использования водотока. В результате технико-экономических расчетов установлено, что для поддержания судоходных глубин на неподпертых участках реки ниже водохранилища необходимы расходы в навигационный период с апреля до нояб-

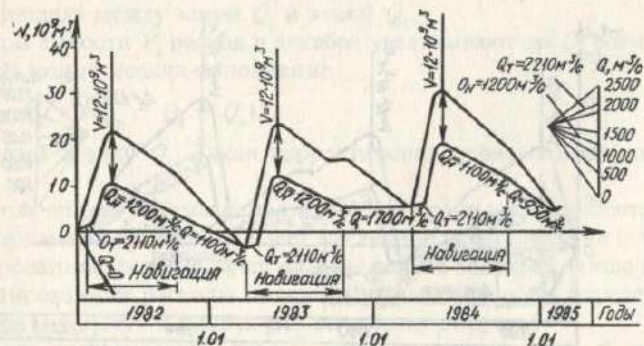


Рис. 8.4. Годичное регулирование стока комплексным водохранилищем для энергетики и водного транспорта

ря 1200 м³/с, а в крайне маловодный год 1100 м³/с. В результате регулирования на выравнивание расходов воды для энергетики получен режим расходов, показанный на рис. 8.4.

8.4. Многолетнее регулирование стока

Расчеты регулирования стока по интегральной кривой. При многолетнем регулировании часть стока многоводных лет запасается в водохранилище, откуда эта вода расходуется в маловодные годы. Одновременно производится годичное регулирование, которое позволяет выравнивать сток внутри года.

Длительное изучение стока рек показывает, что чередование многоводных и маловодных лет происходит периодами по нескольку лет в каждом. Поэтому значение зарегулированного расхода при многолетнем регулировании будет определять не один год, а период маловодных лет. Период маловодных лет, в течение которых срабатывается весь полезный объем водохранилища, называется критическим периодом.

На рис. 8.5 представлена интегральная кривая стока I за 9 лет. Средний расход за эти годы $Q_0 = 810$ м³/с.

Для обеспечения постоянного среднего расхода брутто¹ $Q_0 = 810$ м³/с потребовался бы объем водохранилища $V = 42 \cdot 10^9$ м³. Этот объем можно определить, проведя к интегральной кривой в точках d и e соответственно крайнюю верхнюю и крайнюю нижнюю касательные, имеющие направление, параллельное направлению линии расхода Q_0 . Расстояние по вертикали между касательными (рис. 8.5) определяет необходимый для этой цели объем водохранилища $V = 42 \cdot 10^9$ м³, который в 2,2 раза больше объема среднегодового стока.

Если объем водохранилища будет меньше, например $V = 19 \cdot 10^9$ м³, то можно обеспечить в маловодный период расход $Q_p < Q_0$. Построив нижнюю контрольную линию 3 , отстоящую от интегральной кривой на расстояние, равное объему водохранилища $V = 19 \cdot 10^9$ м³, проведем общую касательную 2 к контрольной линии и к интегральной кривой. Направление этой касательной 2 определяет расход брутто $Q_p = 690$ м³/с, который может быть зарегулирован в маловодные годы.

Коэффициент регулирования

$$\alpha = \frac{Q_p}{Q_0} = \frac{690}{810} = 0,864.$$

¹ Включая потери испарения и фильтрации

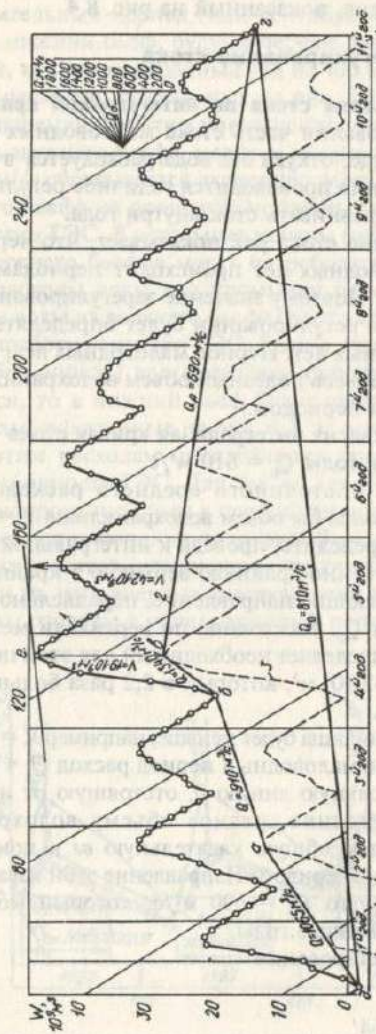


Рис. 8.5. Идеальная (тибкая) схема многолетнего регулирования стока на выравнивание расходов воды

В рассматриваемом календарном ряду при разных схемах регулирования должен получаться для маловодного периода практически одинаковый зарегулированный расход $Q_p = 690 \text{ м}^3/\text{с}$. В годы с большей водностью зарегулированный расход будет определяться принятой схемой регулирования.

Рассмотрим идеальную схему регулирования на выравнивание расхода воды (см. рис.8.5). Из начала координат проведем касательную к нижней контрольной линии. В момент t_1 , определяемый точкой касания a , водохранилище заполнено до НПУ. Далее будем проводить касательные к контрольной линии и интегральной кривой так, чтобы в каждом периоде получить максимальный зарегулированный расход Q . Такой прием иногда образно называют построением по правилу "натянутой нити". Направление каждого прямолинейного участка ломаной линии $abvcg$ дает значение зарегулированного расхода, которое определяется по лучевому масштабу. Минимальный расход брутто $690 \text{ м}^3/\text{с}$ в идеальной схеме получается для маловодного периода. В остальное время расходы значительно больше (от 910 до $1340 \text{ м}^3/\text{с}$).

Если пропускная способность турбин станции не меньше максимального зарегулированного расхода $Q_t > 1340 \text{ м}^3/\text{с}$, то гидростанция может использовать весь сток за вычетом объема воды, необходимого для шлюзования, и потерь на испарение, фильтрацию и т.п. При меньшей емкости водохранилища, а также при меньшей пропускной способности турбин окажутся неизбежными сбросы воды.

Может быть составлена идеальная схема регулирования мощности ГЭС. Для народного хозяйства при комплексном использовании водных ресурсов желательно иметь идеальную оптимизационную схему для получения максимума суммарного эффекта всех водопотребителей и водопользователей. При отсутствии надежного прогноза объема и режима стока рек на несколько лет вперед не удастся полностью реализовать любую идеальную, в том числе и оптимизационную схему.

На рис. 8.6 показан один из вариантов регулирования по жесткому графику с обеспечением в каждый год одинакового расхода брутто $Q_p = 690 \text{ м}^3/\text{с}$.

В период сработки и наполнения водохранилища расход $Q_p = 690 \text{ м}^3/\text{с}$ остается постоянным. После наполнения водохранилища происходит сброс избытков воды. Эта схема может применяться в тех случаях, когда избыток воды сверх гарантированного расхода Q_p не может быть рационально использован, как, например, при промышленном водоснабжении.

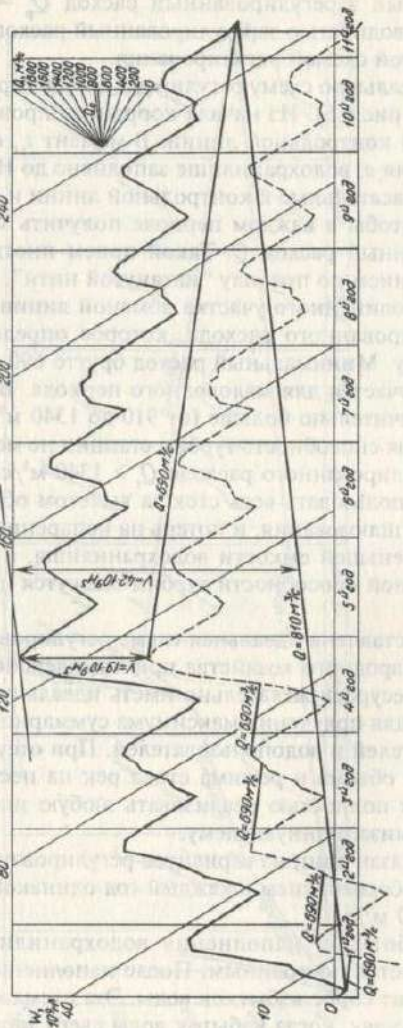


Рис. 8.6. Многолетнее регулирование стока по жесткому графику (при обеспечении одинакового расхода воды во все годы)

Календарные ряды прошедших лет с наблюдаемым стоком обычно бывают сравнительно короткими, а главное, они не могут отразить возможность в будущем более неблагоприятных сочетаний маловодных лет. Поэтому получили распространение расчеты многолетнего регулирования по смоделированному календарному ряду большой длительности. Для получения основных характеристик зарегулированного режима широко применяются обобщенные графики. При наличии каскада водохранилищ расчет обычно проводится на ЭВМ по смоделированным гидрологическим рядам.

Обобщенные методы расчета многолетнего регулирования стока. Годовой сток можно рассматривать как вероятностную величину. Первоначально при разработке обобщенных методов расчета исходили из предложения о независимости стока смежных лет. В последующих исследованиях учитывалась корреляционная связь между стоками смежных лет.

В расчетах по вероятностным характеристикам, как и в расчетах по календарным рядам, сток прошедшего периода считается прототипом будущего стока.

Главными характеристиками зарегулированного режима являются коэффициент зарегулирования $\alpha = \frac{W_p}{W_0}$ и обеспеченность p гарантированной отдачи.

При многолетнем регулировании обеспеченность p выражает число лет в процентах или в долях от общего их числа, когда отдача будет не меньше W_p . Разность $1 - p$ или $100 - p$, %, характеризует число перебойных лет, когда отдача оказывается меньше гарантированной величины W_p .

Величина W_p и обеспеченность p гарантированной отдачи находятся в прямой зависимости от объема водохранилища V_0 . При заданной емкости чем выше обеспеченность, тем меньше гарантированная отдача W_p и наоборот. Увеличение обеспеченности p данной гарантированной отдачи W_p требует увеличения емкости водохранилища; при снижении p необходимая емкость водохранилища уменьшается.

Полезный объем водохранилища многолетнего регулирования V_0 можно условно разделить на две составляющие — многолетнюю $V_{\text{мл}}$ и годовую $V_{\text{год}}$:

$$V_0 = V_{\text{мл}} + V_{\text{год}}$$

При этом предполагается, что объемом $V_{\text{мл}}$ производится многолетнее регулирование выравненных годовых стоков, а $V_{\text{год}}$ со-

вместно с $V_{\text{мин}}$ позволяют произвести то же регулирование с учетом внутригодовой неравномерности стока. Разделив V_0 , $V_{\text{мин}}$ и $V_{\text{год}}$ на среднегодовой сток W_0 , получим ее выражение, отн. ед.,

$$\beta_0 = \beta_{\text{мин}} + \beta_{\text{год}}, \quad (8.1)$$

где

$$\beta_{\text{мин}} = \frac{V_{\text{мин}}}{W_0} \quad \text{и} \quad \beta_{\text{год}} = \frac{V_{\text{год}}}{W_0} \quad (8.2)$$

Учеными было предложено несколько методов обобщенных расчетов многолетнего регулирования стока с применением моделирования гидрологических рядов.

В настоящее время наибольшее распространение имеют графики А.Ш. Разниковского и В.В. Зубарева, которые построены на основе гидрологических рядов длиной 2000 лет, имеющих трехпараметрическое гамма-распределение. Эти графики построены при $C_s = 2C_r$ для значений коэффициента корреляции между смежными членами ряда $r = 0,0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6$, а также для $C_s = 1,5C_r$, $C_s = 4C_r$ и $r = 0,0; 0,3$. Некоторые из этих графиков приведены в приложении 1.

Определение годичной составляющей емкости водохранилища. По обобщенным графикам В.В. Зубарева и А.Ш. Разниковского можно определить многолетнюю составляющую $V_{\text{мин}}$ объема водохранилища в предположении, что сток внутри года выравнен. Годичную составляющую $V_{\text{год}}$ объема водохранилища можно определить по интегральной кривой маловодного года, сток которого W равен гарантированному $W_p = \alpha W_0$.

С.Н. Крицкий и М.Ф. Менкель рекомендуют определять $V_{\text{год}}$ по формуле. Для простейшего случая, когда коэффициенты вариации годового стока и межennaleго стока практически одинаковы, формула С.Н. Крицкого и М.Ф. Менкеля имеет вид

$$\beta_{\text{год}} = \alpha(t - m), \quad (8.3)$$

где t — длительность межени, доли года; m — средняя многолетняя доля межени в годовом стоке.

Расчеты многолетнего регулирования стока для водопотребителей и водопользователей с разной обеспеченностью гарантированной отдачи. При комплексном использовании водотока, когда надо одновременно удовлетворять потребность нескольких отраслей народного хозяйства, может потребоваться регулирование стока на две или три обеспеченности.

С.Н. Крицкий и М.Ф. Менкель предложили метод расчета регулирования на две обеспеченности. Если требуется гарантировать отдачу α_1 с обеспеченностью p_1 и отдачу α_2 с обеспеченностью p_2 и $\alpha_1 > \alpha_2$, $p_1 < p_2$, то можно определить "приведенную" обеспеченность большей отдачи α_1 :

$$p_{\text{пр}} = p_1 + \frac{\alpha_2}{\alpha_1}(p_2 - p_1). \quad (8.4)$$

По значениям $p_{\text{пр}}$ и α_1 из графиков (например, приложение 1) можно определить емкость $\beta_{\text{мин}}$, необходимую для регулирования стока на две обеспеченности p_1 и p_2 .

Определение приближенных значений гарантированной мощности и среднегодовой выработки энергии. Получив по графикам (приложение 1) значение коэффициента зарегулирования α , можно подсчитать гарантированный расход $Q_{\text{гар}} = \alpha Q_0$, где Q_0 — среднее многолетний расход воды, м³/с.

Гарантированным напором будем считать напор на конец декабря расчетного маловодного года:

$$H_{\text{гар}} = Z_{\text{вв/хл}} - Z_{\text{нб}} - \Delta h,$$

где Δh — потери напора в водопроводящем тракте.

Значение $Z_{\text{вв/хл}}$ можно принять по наполнению водохранилища на конец декабря расчетного маловодного года, которое можно считать равным приблизительно $0,4V_{\text{полезн}}$. Уровень нижнего бьефа определяется по расходу, равному пропускной способности всех турбин ГЭС.

Гарантированная мощность, кВт,

$$N_{\text{гар}} = 9,81 Q_{\text{гар}} H_{\text{гар}} \eta.$$

Среднегодовая выработка энергии, кВт·ч,

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{\epsilon W H_{\text{ср}}}{367,2},$$

где W — среднее многолетний годовое стока, м³.

Коэффициент использования стока ϵ можно определить по графику Асарина — Бестужева [38] в зависимости от соотношения $N_{\text{уст}}/N_{\text{гар}}$ и коэффициента зарегулирования α .

Полученное по графику значение ϵ надо скорректировать, пользуясь значениями отъема воды из верхнего бьефа, объемов использования воды на шлюзование судов и потерь испарения и фильтрации. Среднее значение уровня верхнего бьефа можно определить по среднему наполнению водохранилища, которое можно принять ориентировочно равным $V_{\text{ср}} \approx 0,65V_{\text{полезн}}$. Уровень нижнего бьефа $Z_{\text{НБ}}$ определится по среднему расходу воды, поступающей в нижний бьеф, а напор

$$H_{\text{ср}} = (Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h)_{\text{ср}}.$$

8.5 Специальные виды регулирования стока и выработки электроэнергии

Каскадное и компенсирующее регулирование стока. Рассмотрим простейший случай регулирования стока двумя водохранилищами каскада. Расчет регулирования стока надо начинать с верхнего водохранилища. Расчеты проводятся изложенным выше табличным способом.

При объеме верхнего водохранилища V_1 получим зарегулированные расходы, объемы наполнения водохранилища, напоры и мощности верхней ГЭС. Из объемов естественного притока к нижнему водохранилищу надо вычесть объемы воды, задержанной в верхнем водохранилище. В результате получим расчетный приток воды к нижнему водохранилищу, который регулируется объемом V_2 этого водохранилища. Полученный зарегулированный расход в створе нижнего водохранилища по существу является расходом, зарегулированным двумя водохранилищами.

При наличии каскада водохранилищ можно производить годичное или многолетнее регулирование в зависимости от объема водохранилища, регулировать постоянный или переменный расход и т.п. Сложные расчеты каскадного регулирования производятся на ЭВМ.

В простейшем случае компенсирующего регулирования стока допустим, что имеется верховое водохранилище, которое должно выравнивать расход воды в створе ГЭС, расположенной ниже по течению реки и не имеющей собственного водохранилища. К расходу воды в створе водохранилища Q_n добавляется переменный по времени приток Q , с промежуточного водосбора между створом плотины верхового водохранилища и створом ГЭС. Расход в створе ГЭС Q_r может быть представлен в виде суммы

$$Q_r = Q_n + Q. \quad (8.5)$$

Одним из сложных случаев является компенсирующее регулирование мощности и выработки энергии нескольких ГЭС, расположенных на разных водотоках, но присоединенных к общей электроэнергетической системе. Допустим, что в энергосистеме имеется три гидроэлектростанции, расположенные на разных водотоках. Одна ГЭС №1 совсем не имеет, а вторая ГЭС №2 имеет очень небольшое водохранилище. Третья ГЭС №3, имея водохранилище большим объемом, должна обеспечивать выравнивание суммарной мощности всех трех ГЭС энергосистемы, давая повышенную мощность в те периоды, когда мощности N_1 и N_2 ГЭС №1 и ГЭС №2 снижаются. Если N_p суммарная регулируемая мощность трех ГЭС, то мощность ГЭС №3 в данную декаду или месяц должна быть равна

$$N_3 = N_p - N_1 - N_2. \quad (8.6)$$

В общем случае отдача компенсирующего энергетического гидроузла N_k (в интервале времени i зависит от отметки наполнения собственного гидроузла Z_k и суммы отдачи $\sum_{j=1}^n N_{ij}$ компенсируемых гидроузлов):

$$N_{ik} = f\left(Z_{ik}; \sum_{j=1}^n N_{ij}\right), \quad (8.7)$$

где n — число компенсируемых гидроузлов.

Задача оптимального регулирования каскада ГЭС в простейшем случае сводится к определению максимума гарантированной мощности всех ГЭС каскада.

При комплексном использовании водотока ставится задача получения максимального народнохозяйственного эффекта, представляющего собой сумму эффектов отдельных участников ВХК.

В настоящее время уже имеется несколько каскадов гидроэлектростанций с водохранилищами, например Волжско-Камский, Днепровский, Ангаро-Енисейский. Гидроэлектростанции каскадов расположены или на одной, или на разных реках и обычно работают в объединенной электроэнергетической системе. Расчеты совместного регулирования стока несколькими водохранилищами представляют значительные методические и практические трудности. Для преодоления этих затруднений применяется иерархическая система управления водным режимом. На самой нижней ступени иерархии располагаются гидроузлы без

водохранилищ или с небольшими водохранилищами. Последним можно поручить производство автономного регулирования стока, которое по существу мало отличается от регулирования стока изолированным водохранилищем. На самой верхней ступени иерархии находятся крупные водохранилища, которые могут производить компенсирующее регулирование для всех гидроэлектростанций, работающих в объединенной электроэнергетической системе, и обеспечивающие оптимальные режимы работы водохозяйственных комплексов.

При компенсирующем регулировании в маловодные периоды из водохранилища-компенсатора даются возможно большие попуски воды для того, чтобы восполнить снижение отдачи воды из нижерасположенных водохранилищ комплексного назначения и повысить выработку электроэнергии на незарегулированных и малозарегулированных гидроэлектростанциях.

Вопросы регулирования стока сложных каскадов гидроэлектростанций при энергетическом и комплексном использовании водных ресурсов рассматриваются в специальной литературе [20].

Трансформация паводков и половодий. При регулировании стока, производимом с целью повышения меженных расходов воды, в процессе наполнения водохранилища уже происходит некоторые, иногда весьма значительное регулирование паводков и половодий. Но может быть поставлена специальная задача трансформации высоких паводков с целью уменьшения сбросных расходов воды, что позволяет: а) уменьшить расчетный расход и стоимость водосбросных сооружений данного, а в ряде случаев и всех намечаемых к постройке нижних гидроузлов; б) предотвратить или уменьшить наводнение в прибрежной полосе ниже водохранилища.

Для предварительных расчетов можно применить схему, основанную на предложениях Д. И. Кочерина. Допустим, что гидрограф притока может быть представлен в виде треугольника (рис.8.7). Предположим что:

- 1) повышенный расход воды в первую очередь используется для выработки энергии;
- 2) наполнение водохранилища и сброс воды начинается в момент, когда расход притока становится равным максимально используемому расходу;
- 3) по мере наполнения водохранилища сбросной расход увеличивается по прямой линии 1 — 3.

Для рассматриваемой схемы при заданном для трансформации половодья объеме $V_{тр}$ получаем расход холостого сброса воды:

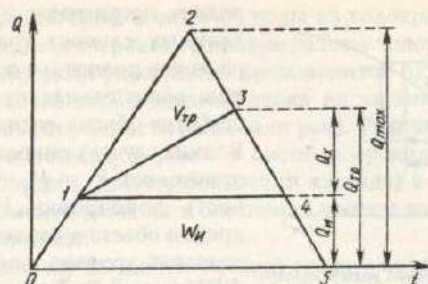


Рис.8.7. Схема трансформации половодья

$$Q_x = (Q_{max} - Q_n) \left(1 - \frac{V_{тр}}{W - W_n} \right), \quad (8.8)$$

где Q_{max} — максимальный расход притока воды; W — объем половодья, измеряемый площадью треугольника 0 1 2 3 4 5; Q_n — расход, используемый для энергетики; W_n — используемый объем воды (трапеция 0145).

Максимальное значение трансформированного расхода воды

$$Q_{тр} = Q_x + Q_n.$$

Если задать расход холостого сброса Q_x , то можно определить объем $V_{тр}$, необходимый для трансформации паводка или половодья:

$$V_{тр} = \left(1 - \frac{Q_x}{Q_{max} - Q_n} \right) (W - W_n). \quad (8.9)$$

Для предотвращения наводнений при расходе расчетного паводка или половодья задают максимально допустимый расход в нижнем бьефе $Q_{нб}$ и определяют расход водослива. Если в составе гидроузла имеется только ГЭС, то

$$Q_{нб} = Q_{тр};$$

$$Q_x = Q_{тр} - Q_n = Q_{нб} - Q_n.$$

Подставив в уравнение (8.9) величину Q_x , объем расчетного паводка W и объем стока W_n , используемого ГЭС, получим значение трансформирующего объема $V_{тр}$. В случае внезапных па-

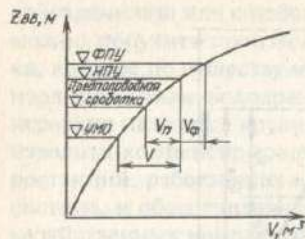


Рис. 8.8. Отметки уровня воды в водохранилище

водков принимают $V_{\phi} = V_{\text{тр}}$. В отдельных случаях трансформации расходов половодья предусматривается обязательная предполоводная сработка объема водохранилища $V_{\text{н}}$. В таких случаях емкость форсировки принимают $V_{\phi} = V_{\text{тр}} - V_{\text{н}}$. Зная емкость форсировки V_{ϕ} , можно по кривой объемов водохранилища определить уровень форсировки, т.е. ФПУ (рис. 8.8). Точные методы расчета трансформации паводков и половодий при статическом и динамическом объемах водохранилища изложены в специальной литературе [38].

При каскадном расположении водохранилищ оптимизация параметров гидроузлов (выбор пропускной способности водосливов, определение ФПУ и т.д.) не может производиться изолированно для разных гидроузлов каскада. Значение сбросного расхода нижерасположенного гидроузла зависит от сбросных расходов верхних гидроузлов.

При выбранных параметрах гидроузлов существенное отклонение от разработанных правил управления режимами работы водохранилищ в зоне безопасности диспетчерского графика (см. п. 8.7) чревато серьезными последствиями, вплоть до разрушения всего каскада.

8.6. Диспетчерские графики при годичном и многолетнем регулировании стока

Ввиду того что в системе одновременно оптимизируются режимы работы нескольких водохранилищ, неравнозначных по своим регулирующим возможностям, обычно при разработке правил управления их работой формируют некоторые принципы управления и определенную его иерархию.

Правила управления или диспетчерские графики управления работой водохранилищ ГЭС на нижнем иерархическом уровне являются зависимостью их собственных отдач от запасов воды в водохранилищах и времени года.

На втором уровне иерархии управления — на уровне мощных и хорошо зарегулированных ГЭС, главенствующих в системе, целью управления является компенсация колебаний выработки энергии остальных ГЭС при обеспечении транспортных и других

попусков в нижний бьеф и отъемов воды из водохранилищ.

Построение диспетчерских графиков работы водохранилищ на всех уровнях иерархии управления производится путем проведения серии расчетов регулирования стока на заданную отдачу в различных условиях водности реки (или рек). Результаты указанных расчетов обобщаются затем в систему правил назначения отдачи гидростанции (или гидростанций каскада) в зависимости от текущего момента времени и состояния уровня воды в том или ином водохранилище.

В простейшем случае диспетчерский график показывает зависимость расхода Q от отметки верхнего бьефа $Z_{\text{вб}}$ и времени:

$$Q = f(Z_{\text{вб}}, t)$$

или от объема воды в водохранилище V и времени:

$$Q = f(V, t)$$

На диспетчерском графике выделяются три обязательных зоны (см. рис. 8.2):

1) зона безопасности, в которой необходимо работать при полностью открытых водосбросных отверстиях плотины и с полной пропускной способностью всех исправных турбин с тем, чтобы не допускать чрезмерного повышения воды в водохранилище, при котором возникает опасность разрушения сооружений, и не допустить опасных наводнений в нижнем бьефе;

2) зона гарантированного расхода воды Q_p ;

3) зона повышенных расходов воды $Q > Q_p$.

Выделяется также подзона пониженных расходов $Q_{\text{сн}} < Q_p$, с которыми приходится работать во избежание преждевременного опорожнения водохранилища в случае наступления крайне маловодных лет.

Дифференцируется зона повышенных расходов для постепенного перехода от гарантированного расхода Q_p до полной пропускной способности всех турбин Q .

Рассмотрим построение диспетчерского графика в простейшем случае, когда по условиям оптимизации необходимо обеспечить гарантированные расходы воды и наиболее полно использовать водные ресурсы.

При построении графиков считаются заданными обеспеченность p в процентах и гарантированный расход воды Q_p , значение которого определяется на основе расчетов регулирования стока.

При годичном регулировании расходов в течение маловодного года расчетной обеспеченности водохранилище наполняется

до НПУ и сбрасывается до УМО. В первую очередь строится противоперебойная линия, отделяющая зону гарантированного расхода Q_p от зоны повышенных расходов воды. Для периода сработки водохранилища отбирают годы с межнным стоком M_p , близким к стоку расчетной обеспеченности M_p . Для всех отобранных лет сток приводится к расчетному путем умножения каждого месяца межени на отношение объемов M_j/M_p и затем проводятся расчеты регулирования "ходом назад", идя от опорожненного водохранилища и поддержания постоянного зарегулированного расхода Q_p .

В результате для периода сработки будут получены кривые наполнений водохранилищ, верхняя огибающая которых наносится на диспетчерский график и считается противоперебойной линией (рис.8.9, линия *a*).

Аналогичные расчеты приводятся для периода наполнения водохранилища. Для этого отбираются маловодные годы со стоком паводка P_p ; производится пересчет расходов путем умножения на P_p/P_j ; проводятся расчеты "ходом назад", идя от наполненного водохранилища¹ и поддерживая расход Q_p .

На основе проведенных расчетов строятся кривые наполнений водохранилища, и верхняя огибающая их наносится на диспетчерский график (рис.8.9, линия *б*). На случай наступлений крайне маловодных лет строится линия *с* ограниченного расхода

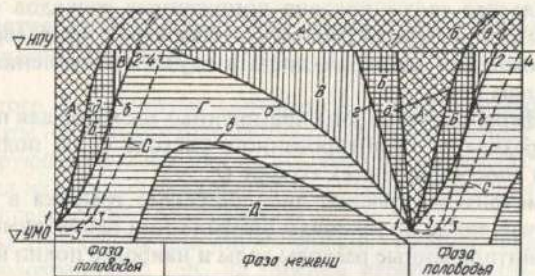


Рис.8.9. Диспетчерский график при годичном регулировании расхода воды:

a и *б* – противоперебойные линии; *в* – линия сниженного расхода воды; *г* – противоперебойная линия; *д* – линия безопасности; *A* – зона холостых сбросов воды; *B* – зоны работы ГЭС с полной пропускной способностью всех турбин; *B* – зона повышенных расходов воды $Q > Q_p$; *Г* – зона гарантированных расходов воды; *Д* – зона ограничения расходов воды $Q < Q_p$. Зоны показаны для раннего половодья

¹ С момента, когда на спаде паводка расход притока равен Q_p .

$Q_{сн} < Q_p$, значение которого определяется в результате анализа притока воды и резервов энергосистемы. В годы с повышенной водностью ставится задача возможно более полного и наиболее эффективного использования стока и уменьшения противоперебойная линия. Для ее построения отбираются годы с высоким межнным стоком M_j , близким к стоку многоводного года $M_{мн}$, обеспеченностью 100-р и производится приведение стока к $M_{сн}$ путем умножения среднемесячных расходов воды на отношение объемов $M_{сн}/M_j$. Затем, идя от опорожненного водохранилища ходом назад, при турбинном расходе Q_p производится расчет регулируемого стока и строятся линии наполнения.

Нижняя огибающая этих линий считается противоперебойной линией и наносится на диспетчерский график (рис.8.9, линия *г*). Аналогично может быть построена противоперебойная линия для периода наполнения водохранилища.

В зоне *B*, ограниченной линиями *a* и *г*, режим повышенных расходов воды назначается наимыгоднейшим. Оптимизация производится обычно по условию получения минимума затрат энергосистемы на топливо для тепловых электростанций. На диспетчерский график наносится линия безопасности (рис.8.9, линия *д*). Выше линии безопасности расположена зона работы всех водосбросных отверстий при полном открытии их.

На рис.8.9 линия безопасности 7-1-6 соответствует раннему половодью, а линия 7-1-5-8 – позднему половодью. Противоперебойная линия также показана как для раннего половодья (1-2), так и для позднего половодья (1-3-4). Выделение зон штриховкой дано для раннего половодья. Линия безопасности должна касаться противоперебойной линии в точке *I*. Если линия безопасности всюду проходит выше противоперебойной линии, то размеры водосбросных отверстий приняты завышенными. Пересечение этих линий происходит при недостаточных размерах водосброса.

В качестве практического примера на рис.8.10 приведен диспетчерский график Саяно-Шушенской ГЭС.

При комплексном использовании водотока значения отдач и их обеспеченности обычно бывают разными. Так, в представленном на рис.8.11 несколько схематизированном диспетчерском графике конкретного водохранилища обеспеченность нормальных отдач была принята для ирригации 75%, а для энергетики до 95% (по числу бесперебойных лет), а пониженной отдачи – соответственно 97 и 98,5%.

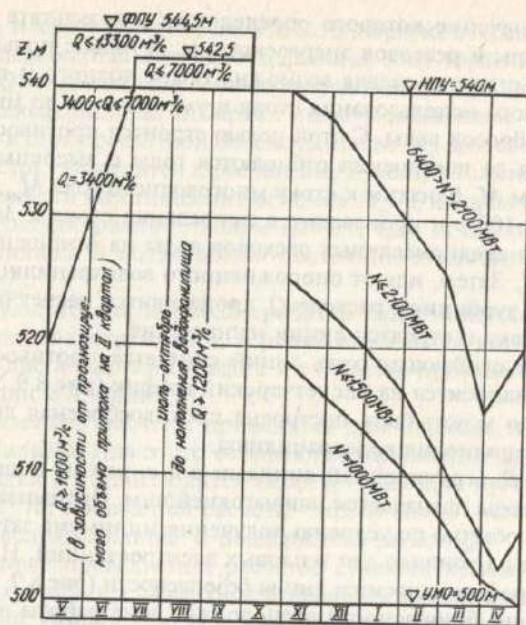


Рис. 8.10. Диспетчерский график Саяно-Шушенской ГЭС

Из графика нормальной и пониженной отдачи для ирригации (рис. 8.11, б) видно, что в основной поливной период (IV-IX) сниженные расходы немного отличаются от нормальных. Водозабор для ирригации расположен в нижнем бьефе, поэтому вся вода для орошения проходит через турбины ГЭС. При этом в рассматриваемом случае в период VI-IX даже при сниженных ирригационных попусках среднемесячная мощность ГЭС получается больше гарантированной (зоны А и В рис. 8.11, а), но меньше установленной мощности ГЭС. В зоне В обеспечивается нормальная отдача для ирригации и энергетики. В зоне Г снижается отдача для ирригации и энергетики. В зоне Д ГЭС работает с полной установленной мощностью. В зоне Е по условиям безопасности сооружений гидроузел должен работать с полной пропускной способностью водосбросов и турбин гидроэлектростанции.

При многолетнем регулировании объем водохранилища разделяется на две составляющие — многолетний $V_{\text{мл}}$ и годичный $V_{\text{год}}$.

К началу расчетного маловодного периода должен быть за-

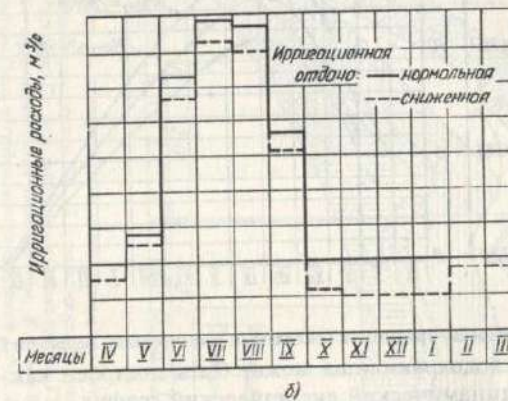
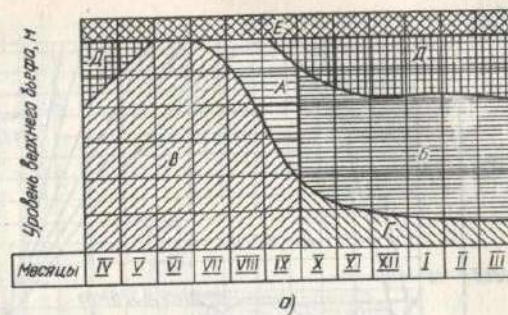


Рис. 8.11. Диспетчерский график годового регулирования расхода воды комплексным водохранилищем (а); расходы воды для ирригации (б)

полнен весь многолетний объем $V_{\text{мл}}$ водохранилища. В последний год этого периода водохранилище считается опорожненным до УМО. В течение всех лет расчетного периода поддерживается гарантированная отдача.

Исходя из этих предположений на диспетчерском графике строятся две противоположные линии: верхняя — по условиям работы водохранилища в начале, и нижняя — в конце расчетного маловодного периода (рис. 8.12).

Особенностью диспетчерского графика водохранилища-компенсатора является наличие зоны для компенсирующего регулирования выработки энергии гидроэлектростанций системы, работающих на незарегулированном и малозарегулированном токе.

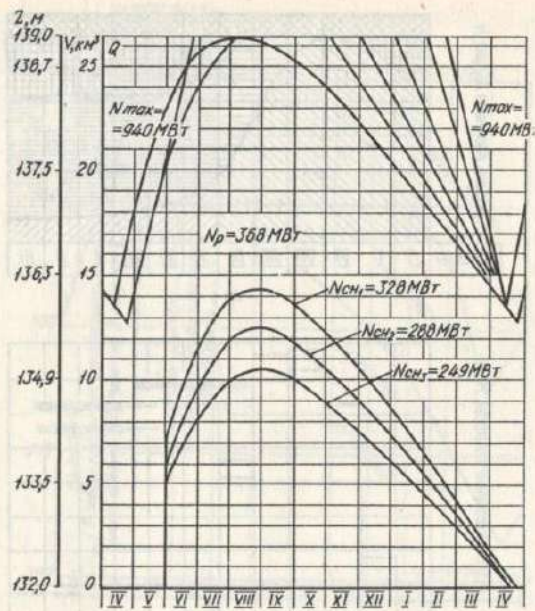


Рис. 8.12. Диспетчерский график при многолетнем регулировании мощности ГЭС
Для такого водохранилища может быть построен как статический, так и динамический диспетчерский график.

В динамическом графике учитывается:

- а) повышение регулирующей способности водохранилища по мере его наполнения;
- б) ожидаемый ввод в эксплуатацию новых гидроэлектростанций на данном и на других водотоках;
- в) планируемое изменение структуры энергосистемы и условий ее эксплуатации (рис.8.13).

Диспетчерские графики отражают стратегию управления работой водохранилищ. Они определяют необходимость принятия наиболее ответственных решений:

о своевременном переходе к работе гидроузла с полным открытием всех водосбросных отверстий и с полной пропускной способностью всех турбин для предотвращения переполнения водохранилища;

о переходе от работы с гарантированным расходом воды Q_p и

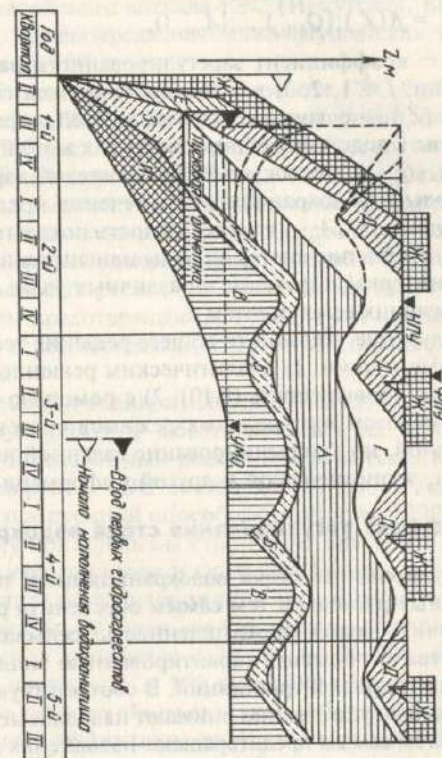


Рис. 8.13. Динамический диспетчерский график водохранилища-компенсатора при работе ГЭС в развивающейся системе
А — зона нормальных гарантированных отливов; группы ГЭС; Б — зона сниженных отливов группы ГЭС; В — зона максимальных отливов компенсирующей ГЭС (при водохранилище-компенсаторе); Г — зона повышенных отливов группы ГЭС; Д — зона безотливности (работа с максимальной пропускной способностью водосбросов водохранилища-компенсатора и турбин компенсирующей ГЭС); Е — зона повышения расхода воды при начальном наполнении водохранилища-компенсатора; Ж — зона минимального санитарного расхода воды при начальном наполнении водохранилища-компенсатора; И — зона минимального санитарного расхода воды при начальном наполнении водохранилища-компенсатора

мощности N_p к работе с повышенными значениями Q и N ;
о переходе на сниженные расходы $Q < Q_p$ и мощности $N < N_p$
для предотвращения преждевременного опорожнения водохрани-
лища в крайне маловодные годы.

В общем случае решение задачи диспетчерских правил управ-
ления работой группы водохранилищ системы сводится к реше-
нию зависимостей

$$\alpha_{i,j} = f(\{Z_{i,j}\}; \{Q_{(i-1),j}\}, \dots, \{A_{(i-1),j}\}), \quad (8.10)$$

где α — коэффициент зарегулированного расхода; i — интервал
времени; $j = 1, 2, \dots, n$ — номер элементов системы (водохрани-
лищ); $\{Z_{i,j}\}$ — совокупность показателей, характеризующих запасы
воды в водохранилищах системы к моменту наступления време-
ни i ; $\{Q_{(i-1),j}\}$ — совокупность показателей, характеризующих при-
ток воды к водохранилищам в течение предыдущего интервала
времени $(i-1)$; $\{A_{(i-1),j}\}$ — совокупность показателей, характери-
зующих потребление системой воды или энергии в течение предыду-
щего интервала времени в различных узлах потребления, соот-
ветствующих ее элементам j .

Получение указанного общего решения теоретически возмож-
но двумя путями: 1) аналитическим решением уравнений, опре-
деляющих зависимость (8.10); 2) с помощью обобщения тем или
иным образом оптимальных режимов системы, найденных при
различной, но детерминированно заданной исходной гидрологи-
ческой, экономической и другой информации.

8.7. Эффект регулирования стока водохранилищами

Регулирование стока водохранилищами позволяет повысить
меженные расходы и тем самым обеспечить развитие орошения,
обеспечить водой промышленность, сельское и коммунальное
хозяйства и повысить гарантированную мощность и выработку
энергии гидроэлектростанций. В соответствующих случаях водо-
хранилища существенно снижают паводковые и половодные рас-
ходы и тем самым предотвращают наводнения и позволяют умень-
шить расход воды холостого сброса, что дает значительную эко-
номию на объеме бетона и стоимости водосливных плотин.

Водохранилища Камских ГЭС позволяют увеличить межен-
ный сток (июль-март) в створе Нижне-Камской ГЭС на 12 км^3 ,
или на 70%. Совместное регулирование стока Волжскими и Кам-

скими водохранилищами повышает меженный сток в створе Вол-
жской ГЭС имени XXII съезда КПСС за те же 9 мес на 38 км^3 ,
или на 80%. На Днепре в створе Каховской ГЭС меженный сток
за июль-февраль повышается на $18,5 \text{ км}^3$, или в 3,5 раза. На Ени-
сее в створе Красноярской ГЭС сток за период ноябрь-март уве-
личивается на 18 км^3 , или в 4,5 раза. Компенсирующее регулиро-
вание Братским водохранилищем повышает гарантированную
мощность Ангаро-Енисейского каскада ГЭС (Иркутская, Брате-
кая, Усть-Илимская, Красноярская и Саяно-Шушенская ГЭС)
на 1,25 млн. кВт, или на 15%.

За пределами 2000 года при совместной работе ГЭС Сибири,
Средней Азии и Волжско-Камского каскада суммарная гаранти-
рованная мощность ГЭС увеличивается на 3 млн. кВт, или на 14%.

Водохранилище Мингечаурской ГЭС предотвратило наводне-
ния на Куре, представлявшие стихийные бедствия. Паводковый
расход воды на Куре ниже водохранилища обеспеченностью 1%
снижен с 2860 до $1300 \text{ м}^3/\text{с}$. Водохранилище Зейской ГЭС позво-
ляет уменьшить паводковый расход 1% обеспеченности с $14\,500$
до $6600 \text{ м}^3/\text{с}$. При этом предотвращаются наводнения и создают-
ся условия надежного освоения сельским хозяйством поймы р. Зеи
ниже водохранилища.

Влияние трансформации водохранилищами паводков и поло-
водий на водосливную плотину можно показать на примере
Красноярской ГЭС. Естественный расход 0,01% обеспеченно-
сти в створе Красноярской ГЭС составляет $39\,000 \text{ м}^3/\text{с}$. Без
водохранилища при пропускной способности турбин $7200 \text{ м}^3/\text{с}$
водосливную плотину пришлось бы строить на пропуск $31\,800$
 $\text{ м}^3/\text{с}$, что в условиях узкого створа и скальных берегов повлек-
ло бы за собой значительное удорожание плотины и гидро-
электростанции в целом. За счет трансформации половодья
водохранилищем расход снижается с $39\,000$ до $20\,000 \text{ м}^3/\text{с}$ и
расход водосливной плотины с $31\,800$ до $12\,800 \text{ м}^3/\text{с}$, т.е. в 2,5
раза, что существенно снижает объем скальных и бетонных работ
по плотине и повышает эффективность Красноярской ГЭС.

Водохранилище Саяно-Шушенской ГЭС при заблаговремен-
ном открытии затворов плотины и форсировке уровня верхнего
бьефа на $4,5 \text{ м}$ позволяет уменьшить в нижнем бьефе расход 0,01%
обеспеченности с $25\,000$ до $15\,900 \text{ м}^3/\text{с}$. При этом через водослив-
ную плотину будет сбрасываться расход $13\,600 \text{ м}^3/\text{с}$.

Контрольные вопросы

1. Какие методы расчета годичного регулирования дают более точные результаты?
2. Методы построения диспетчерского графика для годичного регулирования стока.
3. Преимущества и недостатки обобщенных методов расчета многолетнего регулирования стока.
4. В каких случаях надо выделять годичную и многолетнюю составляющую полезной емкости водохранилища?

Темы рефератов

1. Иерархия водохранилищ при компенсирующем регулировании мощности и выработки энергии группы ГЭС.
2. Последовательность сработки водохранилищ каскада.
3. Сравнительная оценка расчетов многолетнего регулирования стока по смоделированным гидрологическим рядам и обобщенных методов.
4. Определение мощности и выработки энергии ГЭС в динамике с учетом возрастающего объема части стока на водоснабжение, орошение и т.п.
5. Эффект трансформации паводков и половодий.
6. Эффект объединения ГЭС в Единой энергосистеме от асинхронности стока и компенсирующего регулирования стока водохранилищами.

Глава девятая

Суточный и недельный режимы работы гидроэлектростанций

9.1. Основные положения

При энергетическом использовании водотока режим работы ГЭС должен быть оптимальным для энергосистемы. Критерием оптимальности считается минимум расчетных затрат по энергосистеме. При эксплуатации критерием оптимальности является минимум ежегодных издержек. Этот критерий сводится к минимуму стоимости топлива, потребляемого в энергосистеме. При предварительном назначении суточного режима работы ГЭС можно руководствоваться следующими условиями: 1) получение от ГЭС всей возможной выработки электроэнергии; 2) выдача в энергосистему возможно большей мощности ГЭС при удовлетворении санитарных и природоохранных требований.

Суточное регулирование производится в межень, преимущественно в маловодный период. В половодье ни суточное, ни недельное регулирование, как правило, не производится. С наступлением половодья повышенный расход воды в реке используется для наполнения водохранилища и получения возможно большей выработки энергии. При наполненном водохранилище и избытке воды в реке ГЭС должна работать круглосуточно полной установленной мощностью в базисе графика нагрузки. Для получения от ГЭС наибольшей выработки энергии для круглосуточной работы включаются и резервные агрегаты. В эти периоды увеличивается резерв мощности на тепловых электростанциях системы. При малой ночной нагрузке энергосистемы иногда приходится ночью снижать нагрузку ГЭС для того, чтобы обеспечить технический минимум нагрузки КЭС. В этом случае приходится производить дополнительные вынужденные холостые сбросы, что влечет за собой снижение выработки энергии ГЭС.

Суточное регулирование бывает неограниченным и ограниченным. Суточное регулирование ограничивается: 1) малым объемом водохранилища или бассейна суточного регулирования; 2) условиями поддержания в нижнем бьефе необходимых уровней и расходов воды для удовлетворения санитарных требований и потребностей нижерасположенных предприятий и населенных пунктов.

Ограничения суточного режима работы ГЭС по условиям неэнергетических водопотребителей и водопользователей могут быть как по уровням, так и по расходу воды. В верхнем бьефе могут

9.2. Потери энергии при суточном регулировании

В процессе суточного регулирования увеличение и снижение нагрузки ГЭС происходят в течение 1/4 до 2 ч. В этих условиях происходят наложение волн и колебания бьефов. При увеличении нагрузки уровень воды в верхнем бьефе понижается. В нижнем бьефе наблюдается обратная картина.

Из условия неразрывности следует, что при прочих равных условиях чем шире бьеф, тем меньше должна быть высота волны. Это положение справедливо как для положительных, так и для отрицательных волн. Так как неподпертый нижний бьеф обычно бывает сравнительно узким, то волна в нем получается более высокой, чем в широком верхнем бьефе. Когда для суточного регулирования используется собственное водохранилище годичного или многолетнего регулирования стока, то колебания верхнего бьефа оказываются ничтожно малыми, равными 1-2 см, а колебания нижнего бьефа могут достигать 2-5 м.

По мере продвижения волны по бьефу ее высота уменьшается. Соответственно уменьшаются колебания уровней. Чем дальше от ГЭС расположен тот или иной створ, тем меньше колебания уровней в этом створе. При всяком резком изменении поперечного сечения потока происходит преломление волны и возникает отраженная волна.

На рис. 9.3 показан график нагрузки и колебаний неподпертого уровня нижнего бьефа русловой ГЭС.

Потери энергии при суточном и недельном регулировании. При работе ГЭС в пике суточного графика нагрузки происходит снижение уровня ее верхнего бьефа, вследствие чего напор уменьшается. В период малых нагрузок происходит наполнение бьефа и уровень воды в нем возрастает. Вследствие работы ГЭС при сниженных уровнях верхнего бьефа происходит потеря выработки энергии.

Вторая причина, вызывающая уменьшение напора и потери энергии при суточном регулировании, — колебания нижнего бьефа. В часы прохождения пика нагрузки через станцию пропускается расход воды, превышающий естественный, что вызывает повышение уровня нижнего бьефа. В часы минимума нагрузки происходит наполнение водохранилища, расход воды через станцию уменьшается и уровень нижнего бьефа понижается ниже естественного. В часы пик при пониженном напоре через турбины проходят большие расходы воды, что вызывает потерю энергии, превышающую выигрыш энергии в часы малых нагрузок ГЭС,

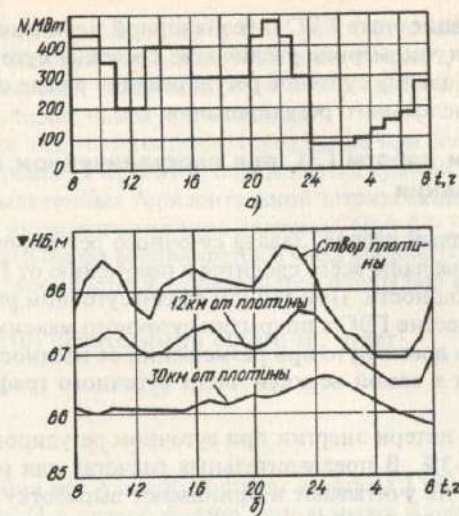


Рис. 9.3. Колебания уровней воды в нижнем бьефе ГЭС при суточном регулировании: а — мощность ГЭС; б — уровни воды в НБ

когда расходы воды малы. В результате за сутки получается потеря выработки энергии. Изменение расхода воды при суточном регулировании и работы с увеличенным расходом влечет за собой увеличение потерь напора в водопроводящих сооружениях, что дает третью составляющую потерь энергии. Особенно это характерно для деривационных гидроэлектростанций при длинной напорной деривации (например, туннеле длиной 10 км и более). Потери напора в деривации и турбинном трубопроводе могут оказаться главной составляющей потерь суточного регулирования.

В отдельных случаях может быть четвертая составляющая потеря энергии вследствие изменения коэффициента полезного действия турбин.

Для русловых и приплотинных ГЭС суммарные потери суточного регулирования обычно не превосходят 1-3% суточной выработки энергии ГЭС.

Потери энергии недельного регулирования определяются теми же причинами, что и потери суточного регулирования: на низконапорных русловых ГЭС главным образом колебанием уровней верхнего и нижнего бьефов; на низконапорных гидроузлах с малым объемом верхнего бьефа при недельном регулировании потери могут оказаться недопустимо большими; на высоконапор-

ных деривационных ГЭС с безнапорной деривацией может потребоваться чрезмерное увеличение бассейна суточного регулирования. Поэтому суточное регулирование в ряде случаев проводится без недельного регулирования.

9.3. Режим работы ГЭС при неограниченном суточном регулировании

Маловодный период. Задача суточного регулирования в период маловодья чаще всего сводится к получению от ГЭС возможно большей мощности. При данном среднесуточном расходе Q_c наибольшее участие ГЭС в покрытии суточного максимума нагрузки может быть достигнуто при размещении ее мощности и выработки энергии в самой верхней части суточного графика нагрузки системы.

Обычно потери энергии при суточном регулировании не превосходят 1-3%. В предварительных расчетах для русловых ГЭС эти потери не учитывают и принимают выработку энергии ГЭС приблизительно такой же, как при равномерном режиме с постоянной мощностью $N_c = 9,81 Q_c H \eta$, кВт. Суточную выработку считают равной $\mathcal{E}_c \approx N_c 24$ кВт·ч.

Верхняя часть пика может быть занята другими гидроэлектростанциями системы, которые имеют выработку энергии \mathcal{E}_z работают в пике мощностью N_z (рис. 9.4). В этом случае суточную выработку энергии рассматриваемой ГЭС $\mathcal{E}_c \approx N_c 24$ необходимо отложить в соответствующем масштабе вправо от точки k . Из точки d опустим вниз вертикальную прямую db до пересечения с анализирующей кривой. Отрезок db в соответствующем масштабе дает мощность N_m участка ГЭС в покрытии суточного максимума нагрузки системы. Отложив от линии cb вверх мощность N_c , можем узнать добавочную мощность N_n , которая получается за счет суточного регулирования. Как видно из рис. 9.4, в период от t_3 до 24 ч и от 0 до t_0 гидроэлектростанция не работает и весь приток воды идет на заполнение

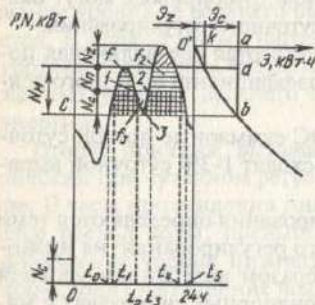


Рис. 9.4. Режимы работы ГЭС при неограниченном суточном регулировании в маловодный период

В периоды от t_1 до t_2 и от t_3 до t_4 ГЭС работает с мощностью, превышающей бытовую мощность N_c . В часы от t_2 до t_3 мощность ГЭС меньше бытовой мощности N_c и в это время происходит частичное наполнение бьефа или бассейна.

Необходимая энергоемкость верхнего бьефа или бассейна суточного регулирования \mathcal{E}_6 , кВт·ч, определяется суммой площадей пиков f_1 и f_2 , выделенных горизонтальной штриховкой, за вычетом площади f_3 дневного снижения нагрузки. При $f_3 > f_1$ утренняя сработка верхнего бьефа восполняется в часы дневного снижения нагрузки и энергоемкость \mathcal{E}_6 определяется площадью одного вечернего пика.

Согласно (5.10) необходимый объем, m^3 , будет

$$V_6 = \frac{367 \mathcal{E}_6}{H_{ср} \eta_{г.а}}$$

Для улучшения $\cos \phi$ энергосистемы агрегаты ГЭС в часы от 0 до t_0 и от t_5 до 24 ч целесообразно использовать в режиме синхронного компенсатора. При этом генератор получает энергию от системы и работает в качестве перевозбужденного синхронного двигателя, а турбина вращается вхолостую при закрытом направляющем аппарате. Для уменьшения потерь энергии вода из камеры рабочего колеса удаляется самотоком, а при высоких уровнях нижнего бьефа отжимается сжатым воздухом, получаемым от компрессора. Работающие в режиме синхронного компенсатора агрегаты ГЭС являются резервом системы: они быстро могут быть переведены в генераторный режим.

Во все остальные часы суток от t_0 до t_5 неиспользуемая мощность ГЭС также является быстродействующим резервом системы.

Период средней и высокой межени. В период средней или высокой межени размещение всей мощности ГЭС в пике графика нагрузки может повлечь за собой недопустимые в данном случае холостые сбросы воды. В эти периоды режим суточного регулирования определяется по технико-экономическим соображениям, которые в условиях эксплуатации довольно часто сводятся к получению минимума стоимости топлива, расходуемого на тепловых электростанциях системы. Для получения минимума стоимости или расхода топлива требуется с возрастанием нагрузки системы увеличивать мощность всех регулируемых станций; при снижении нагрузки системы мощности этих станций надо уменьшить. В проектной практике допустимо производить разграничение режима прямыми линиями. В условиях проектирования за-

дача суточного регулирования в период средней и высокой межени довольно часто сводится к размещению на суточном графике всей возможной выработки энергии $\mathcal{E} \approx N_c 24$ и заданной мощности ГЭС N_m . Заданная мощность N_m участка ГЭС в покрытии пика может быть равна установленной мощности N_r или отличаться от последней на величину резерва $N_{r\text{ГЭС}}$, размещаемого на ГЭС. В первом случае $N_m = N_r$, а во втором $N_m = N_r - N_{r\text{ГЭС}}$.

В пиковой части графика нагрузки может быть размещена мощность $N_n = N_m - N_c = N_m - 9,81\eta Q_c H$.

Если верхняя часть пика занята другими гидростанциями, то мощность N_n может быть размещена непосредственно ниже мощности N_r этих последних ГЭС. Пользуясь анализирующей кривой, как показано стрелками на рис.9.5, а, можно по известной мощности N_n определить энергию \mathcal{E}_n , вырабатываемую гидроэлектростанцией в пике графика нагрузки. Остальная часть энергии $\mathcal{E}_1 = \mathcal{E}_c - \mathcal{E}_n = N_c 24 - \mathcal{E}_n$ является нерегулируемой и должна использоваться при работе ГЭС со среднесуточной мощностью N_c , определяемой среднесуточным расходом Q_c . Для размещения энергии \mathcal{E}_1 надо построить треугольник abc , одна сторона которого ab в соответствующем масштабе равна энергии \mathcal{E}_1 , а другая сторона bc равна мощности N_c . Перемещая треугольник по анализирующей кривой, можно найти такое положение, при котором две вершины треугольника a и c расположатся на анализирующей кривой. Тем самым будет определено место мощности N_c и энергии на суточном графике нагрузки системы. Совмещая на одном чертеже пиковый и полубазисный режимы работы ГЭС, получим суточный график работы ГЭС в системе (рис.9.5, б).

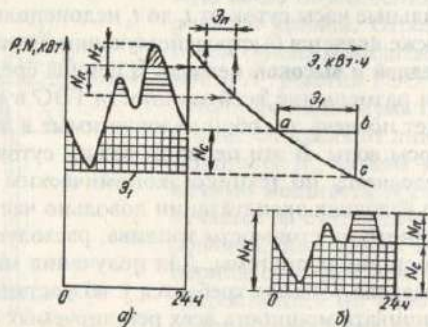


Рис.9.5. Режим работы ГЭС при неограниченном суточном регулировании в период средней и высокой межени:

а — график системы; б — график ГЭС

9.4. Суточный режим работы ГЭС при ограниченном суточном регулировании

Суточный режим работы ГЭС при ограниченной емкости бьефа.

При недостаточном объеме водохранилища может производиться лишь частичное, т.е. ограниченное, суточное регулирование.

Объем бьефа или бассейна суточного регулирования может быть задан или в кубических метрах V_6 , или в киловатт-часах \mathcal{E}_6 , которые можно получить при сработке бьефа:

$$\mathcal{E}_6 = \frac{V_6 H_c \rho \eta_m}{367}$$

Допустим, что верхняя часть пика отводится другим гидроэлектростанциям, которые работают с мощностью N_z и отдают в пик энергию \mathcal{E}_z (рис.9.6). Отложив от точки \mathcal{E}_z вправо объем бьефа \mathcal{E}_6 , можем определить, какую часть пика покроет рассматриваемая ГЭС и узнать ее добавочную пиковую мощность N_n . Остальная энергия $\mathcal{E}_1 = N_c 24 - \mathcal{E}_6$ является нерегулируемой и может быть отдана в график при мощности $N_c = 9,81 Q_c H \eta$. Построим треугольник abc , одна сторона которого ab в соответствующем масштабе равна выработке \mathcal{E}_1 , а сторона bc — мощности N_c .

Путем перемещения этого треугольника abc можно найти такое место, при котором он касается анализирующей кривой двумя своими вершинами a и c .

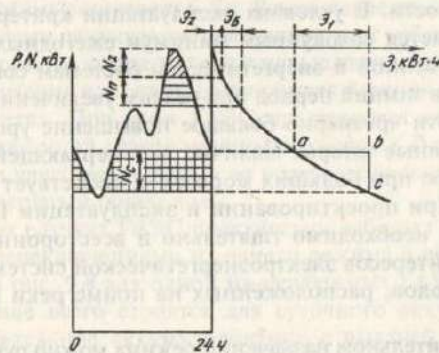


Рис. 9.6. Суточный режим работы ГЭС при ограниченной емкости ВБ или бассейна суточного регулирования

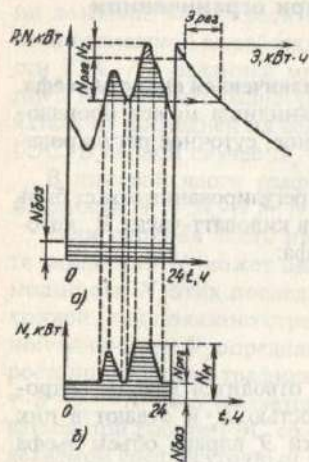


Рис.9.7. Суточный режим работы ГЭС с обязательным базисным расходом воды: а – график системы; б – график ГЭС

Суточный режим работы ГЭС при комплексном использовании водных ресурсов должен быть оптимальным для водохозяйственного комплекса. Критерием оптимальности считается совокупный минимум расчетных затрат по водохозяйственной и энергетическим системам. Необходимо учитывать, что совокупность, т.е. общий, минимум затрат определяется по каждой из двух систем в отдельности. В условиях эксплуатации критерием оптимальности является совокупный минимум ежегодных издержек по водохозяйственной и энергетической системам совместно. В нижнем бьефе в зимний период при резком увеличении расходов может произойти чрезмерно большое повышение уровня воды; могут быть ледяные заторы. Наличие незамерзающей полыньи в нижнем бьефе при больших морозах способствует образованию тумана. При проектировании и эксплуатации ГЭС ее суточный режим необходимо тщательно и всесторонне обосновать с учетом интересов электроэнергетической системы и предприятий и городов, расположенных на пойме реки ниже гидростанции.

При предварительном назначении режима можно руководствоваться следующими тремя условиями: 1) удовлетворение потреб-

Таким образом, разместим на графике всю энергию ГЭС $\mathcal{E}_c = 9,81 Q_c H \eta_{24}$ и получим наибольшее возможное ее участие в покрытии суточного максимума нагрузки системы $N_m = N_c + N_n$. При двухтактной работе бьефа необходимо учитывать возможность повторного наполнения бьефа в период дневного снижения нагрузки, что позволяет повысить участие ГЭС в покрытии пика. Если в период дневного провала нагрузки можно накопить объем воды, израсходованный на покрытие утреннего пика нагрузки, что покрытие второго, вечернего пика можно производить всей емкостью бьефа.

ностей в воде неэнергетических участников комплекса в той мере, которая определена и задана по условиям получения наибольшего эффекта от водохозяйственного комплекса в целом; 2) возможно лучшее удовлетворение требований охраны природы, и в первую очередь санитарных требований; 3) получение от ГЭС наибольшей выработки энергии и выдача в энергосистему возможно большей мощности.

Если для удовлетворения требований неэнергетических водопользователей и по экологическим условиям, например санитарным, необходимо пропускать в нижний бьеф базисный расход $Q_{баз}$, то этот расход пропускается через турбину и дает базисную мощность $N_{баз} = 9,81 Q_{баз} H \eta$.

Суточное регулирование можно производить для среднего расхода $Q' = Q_c - Q_{баз}$. При достаточном объеме бьефа регулируемая суточная выработка энергии $\mathcal{E}'_{рег} = 9,81 Q' H \eta$ размещают в пиковой части графика нагрузки, как это показано на рис.9.7.

9.5. Суточный режим работы ГАЭС и насосных станций

В турбинном режиме ГАЭС работает в часы повышенных нагрузок энергосистемы. При этом вода из верхового водоема проходит через турбины и гидроагрегат выдает в энергосистему мощность и энергию. Длительность работы ГАЭС в турбинном режиме редко превосходит 4-5 ч.

В часы пониженных нагрузок ночью, а иногда в период обеденного снижения нагрузки ГАЭС работает в насосном режиме, получает электрическую энергию из системы и перекачивает воду из низового в верховой водоем. Длительность работы ГАЭС в насосном режиме составляет 6-8 ч. В остальные часы суток в большинстве случаев сказывается целесообразной работа ГАЭС в режиме синхронного компенсатора с целью улучшения $\cos \phi$ системы, регулирования напряжения, снижения потерь энергии в электрических сетях. При этом ГАЭС представляет весьма ценный быстродействующий резерв мощности системы. Для использования ГАЭС в качестве резерва в ее верховом водоеме предусматривается резервный объем воды.

Во многих случаях ГАЭС практически работает полные сутки с частыми переключениями из одного режима в другой, как это показано на рис. 9.8 для одной из зарубежных ГАЭС.

ГАЭС чаще всего строятся для суточного аккумулирования энергии. Недельное аккумулирование с выдачей повышенной выработки энергии в рабочие дни недели требует большого объе-

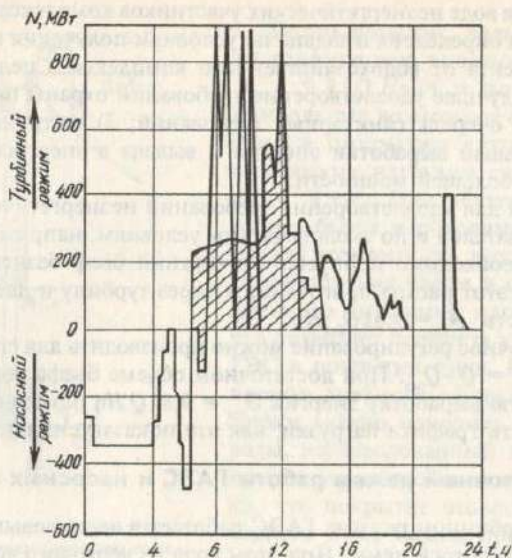


Рис.9.8. Фактический суточный режим работы одной ГАЭС (штриховкой выделена зона работы в режиме синхронного компенсатора)

ма водоемов и поэтому оказывается выгодным лишь в тех случаях, когда имеются благоприятные топографические условия для создания водоемов большого объема.

Во многих случаях насосные станции работают с постоянной в течение суток подачи воды и создают для энергосистемы постоянную нагрузку.

Представляет значительный интерес использование насосных станций в режиме потребителя-регулятора. При таком режиме в часы повышенных нагрузок в системе насосная станция снижает потребление энергии (в ряде случаев до нуля). Подача воды в эти часы уменьшается, а при остановке насосной станции полностью прекращается. В другие часы суток, особенно ночью, насосная станция должна потреблять повышенную мощность и давать повышенную подачу воды.

Такой режим оказывается исключительно выгодным для энергосистемы, позволяя в соответствующих случаях уменьшить установленную мощность электростанций и улучшить режим работы тепловых электростанций. Но неравномерная в течение суток

работа насосных станций влечет за собой их удорожание вследствие увеличения установленной мощности, создания емкостей для аккумуляции воды, увеличения пропускной способности водопроводящего тракта и т.п. Поэтому использование насосных станций в качестве потребителя-регулятора должно быть обосновано технико-экономическими расчетами.

Некоторые насосные станции оросительных систем в неполовливной период на работают. Их целесообразно использовать в режиме синхронного компенсатора, для чего необходимо создать соответствующие условия, например, для сжатия воды из камеры насоса и т.д.

Контрольные вопросы

1. Преимущества для энергетики и недостатки для других водопользователей суточного и недельного регулирования расхода воды.
2. При каких условиях может производиться неограниченное суточное регулирование расхода воды, мощности и выработки энергии ГЭС?
3. Состав потерь суточного и недельного регулирования.
4. Почему верхняя часть пика суточного графика нагрузки в проекте отводится для существующих гидроэлектростанций?
5. Как изменяется пиковая мощность ГЭС в перспективе при абсолютном увеличении пика суточного графика нагрузки?

Темы рефератов

1. Негативные последствия суточного регулирования расхода воды для нижнего бьефа, особенно в зимний период.
2. Сооружение контррегулирующих водохранилищ для уменьшения или предотвращения резкого изменения расхода воды ниже по течению реки при суточном регулировании расхода ГЭС.
3. Благоприятные для энергосистемы суточные режимы работы ГАЭС и НС.

Глава десятая

Основы технико-экономических расчетов в гидроэнергетике

10.1. Понятие о капиталовложениях в гидроэнергетические объекты

Современная экономика промышленно развитых стран — это смешанная экономика. В ней производство развивается под воздействием собственно рыночных сил, стимулирующих активность производителей (уровень микроэкономики). Государство регулирует этот процесс, устанавливая правовую основу бизнеса, регулируя ее и контролируя, а также осуществляет социальные, экономические и политические программы (уровень макроэкономики).

В условиях смешанной экономики инвестиции в гидроэнергетические объекты относятся к уровню микроэкономики. Возведение крупных гидроэнергетических объектов может затрагивать и уровень макроэкономики страны.

Под инвестициями подразумевается вложение денег для осуществления каких-либо экономических проектов в настоящем с расчетом получить прибыль в будущем. Инвесторами могут быть как государственные компании, крупные акционерные общества, банки, так и частные фирмы. В зависимости от принадлежности инвестиционного капитала возможны различные подходы к обоснованию его эффективности.

Если в качестве инвестора выступает государство в лице ведомства или какой-либо кампании, крупное акционерное общество или их объединение, то они могут иметь свои внутренние ориентиры инвестиционной политики, отличающиеся от данных на рынке капитала по долгосрочным займам. Частные фирмы в основном опираются на свой и заемный банковский капитал.

Необходимый объем инвестиций может быть образован одним или несколькими инвесторами. В последнем случае каждый инвестор требует за свою долю долгосрочных кредитов собственную процентную ставку за капитал или соответствующую долю прибыли.

Общая сумма инвестиции (капитальных вложений) $K_{инв}$ расходуется на нужды научно-проектно-изыскательских работ $K_{н.п.и.}$, на строительство гидроузла $K_{стр.}$, на возведение объектов вспомо-

гательной инфраструктуры $K_{инф.}$ (дороги, поселки, ЛЭП и т.д.), на строительные машины, транспорт $K_{с.м.т.}$, на социальные объекты и мероприятия $K_{соц.}$ и на экологические мероприятия $K_{эко.}$, т.е.

$$K_{инв} = K_{н.п.и.} + K_{стр.} + K_{инф.} + K_{с.м.т.} + K_{соц.} + K_{эко.} \quad (10.1)$$

Объекты вспомогательной инфраструктуры, неамортизированные строительные механизмы и транспорт, объекты социального и экологического назначения впоследствии могут быть проданы другим ведомствам и фирмам, а выручка от их реализации K_3 распределена между инвесторами. В этом случае капитальные вложения по гидроузлу будут меньше инвестиций на значение этих возвратных сумм:

$$K_1 = K_{инв} - K_3 \quad (10.2)$$

При комплексном использовании водных ресурсов капитальные вложения, отнесенные на энергетику, K_2 составляют часть от капиталовложений по гидроузлу:

$$K_2 = \alpha_2 K_1 \quad (\alpha_2 \leq 1,0), \quad (10.3)$$

где α_2 — доля энергетики в составе комплексного гидроузла.

При строительстве тепловых и атомных электростанций должны быть предусмотрены капитальные вложения в сооружения по утилизации отходов энергетического производства (на ТЭС это золы, шлаки и т.д., на АЭС — отработанное горючее), а также капитальные вложения, связанные с ликвидацией объектов.

10.2. Ежегодные издержки, доход и прибыль гидроэлектростанций

Ежегодные издержки по гидроэлектростанции $I_{ГЭС}$, руб/год, состоят из эксплуатационных расходов $I_{эксп.}$, амортизационных отчислений $I_{ам.}$, фонда оплаты труда $I_{ф.о.т.}$, годовых сумм федеральных и территориальных налогов $I_{нал.}$, платы за капитал банкам $I_{6\%}$ и доли ежегодных издержек по гидроузлу, приходящихся на гидроэнергетику, т.е.

$$I_{ГЭС} = I_{эксп.} + I_{ам.} + I_{ф.о.т.} + I_{нал.} + I_{6\%} + \beta_2 I_1, \quad (10.4)$$

где $\beta_2 \leq 1,0$ — доля ежегодных издержек на поддержание гидроузла в рабочем состоянии, отнесенная на гидроэнергетику.

Эксплуатационные расходы на ГЭС $I_{эксп.}$ составляют 10—20 % суммарных ежегодных издержек. Основными составляющими эксплуатационных расходов являются расходы по текущему ремон-

ту сооружений и оборудования ГЭС: расходы на отопление, освещение, охрану; расходы на борьбу с шугой, наносами, с фильтрацией и т.п.

Амортизационные отчисления составляют до 50 — 60% полных ежегодных издержек. Амортизационные отчисления направлены на накопление средств для полного восстановления (реновации) и капитального ремонта сооружений и оборудования.

Издержки, связанные с фондом оплаты труда, идут на заработную плату эксплуатационного персонала. Федеральные и территориальные (местные) налоги и сборы в специализированные фонды перечисляются на соответствующие банковские счета. Их величина зависит от фонда оплаты труда и ряда других факторов.

Плата по процентам за банковский кредит существенно изменяет долю составляющих в структуре ежегодных издержек и до погашения займа может определять ежегодные издержки как по гидроузлу, так и по ГЭС. Себестоимость электроэнергии ГЭС $S_{ГЭС}$ определяется по формуле, руб/(кВт·ч),

$$S_{ГЭС} = \frac{I_{ГЭС}}{\mathcal{E}_{\text{ин}}}, \quad (10.5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ин}}$ — годовой отпуск электроэнергии с шин высокого напряжения, кВт·ч. Величина $\mathcal{E}_{\text{ин}}$ равна выработке электроэнергии всеми генераторами ГЭС за вычетом расхода энергии на собственные нужды и потерь энергии в трансформаторах.

Ежегодные издержки на ГЭС практически не зависят от водности года. Поэтому себестоимость энергии в многоводные годы ниже среднего значения, а в маловодные — выше.

При определении ежегодных издержек по ГАЭС, а следовательно, при определении себестоимости отпускаемой электроэнергии необходимо учитывать расходы на зарядку в насосном режиме верхнего бассейна аккумулярования $I_{\text{зар}}$. Все прочие издержки могут быть приняты по аналогии с ГЭС.

Структура ежегодных издержек по тепловым и атомным станциям дополняется топливной составляющей $I_{\text{топ}}$ и издержками, связанными с утилизацией отходов производства энергии $I_{\text{у.о.}}$.

Годовой доход ГЭС за отпущенную с шин высокого напряжения электроэнергию определяют двумя путями, руб/год:

1) по одноставочному тарифу:

$$D_{ГЭС} = \varepsilon \mathcal{E}_{\text{ин}} \theta, \quad (10.6)$$

где ε — тариф на электроэнергию энергосистемы данного региона, руб/(кВт·ч); θ — доля дохода ГЭС с учетом интересов энергосистемы и потерь в линиях электропередачи и распределительных сетях;

2) по двухставочному тарифу:

$$D_{ГЭС} = \theta \{ \alpha N_{\text{уст}} + \beta \mathcal{E}_{\text{ин}} \}, \quad (10.7)$$

где α — тариф на участвующую в пике графика нагрузки мощность, руб/кВт; β — тариф на отпущенную с шин высокого напряжения электроэнергию, руб/(кВт·ч).

Разрабатываются и другие способы определения дохода от реализации отпущенной электроэнергии по мощности ГЭС.

Годовая прибыль на ГЭС $P_{ГЭС}$ — это разность между доходом и ежегодными издержками $D_{ГЭС}$ за вычетом налога на прибыль $I_{\text{пр}}$.

10.3. Учет фактора времени в технико-экономических расчетах

Гидроэнергетические объекты характеризуются большими капитальными вложениями и сравнительно длинным сроком строительства. В технико-экономических расчетах распределенные по времени капитальные вложения и ежегодные издержки обычно приводят к одному году по формулам сложных процентов.

Приведенные капитальные вложения пересчитываются по формуле

$$\bar{K}_\tau = \sum_{t=1}^{T_1} \bar{K}_t (1+p)^{\tau-t}; \quad (10.8)$$

ежегодные издержки

$$\bar{I}_\tau = \sum_{t=t_2}^{T_2} \Delta I_t (1+p)^{\tau-t}, \quad (10.9)$$

где $\Delta I_t = I_t - I_{t-1}$ — приращение ежегодных издержек в год t по сравнению с годом $t-1$; τ — год приведения капитальных вложений или ежегодных издержек; K_t — капиталовложения в год t ; T_1 — срок вложения инвестиций; t_2 — год начала эксплуатации объекта; T_2 — число лет, в течение которых происходит финансирование строительства и изменяются ежегодные издержки (год освоения полной мощности ГЭС); p — коэффициент дисконтирования.

Коэффициент дисконтирования отражает минимальный уровень дохода, ниже которого инвестор не считает целесообразным вкладывать свой капитал в данный проект. Обычно это величина ставки на рынке капитала по долгосрочным займам. При отсутствии рынка капитала p отражает прибыль на сумму капитала, инвестируемого в другой проект. Крупные государственные предприятия или акционерные общества, проводящие самостоятельную внутреннюю инвестиционную политику, в качестве p могут рассматривать нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений и ежегодных издержек E_n (см. §10.5).

Международные банки осуществляют инвестиции в энергетические объекты с коэффициентом дисконтирования $p = 0,15+0,25$ в зависимости от экономической и политической стабильности страны. В предшествующие годы нормативное значение коэффициента учета фактора времени принималось равным $E_n = 0,08$.

Существуют два основных подхода к установлению года τ , к которому приводятся разновременные капитальные вложения и ежегодные издержки. Метод, основанный на учете омертвления капитальных вложений и ежегодных издержек, предполагает принятие за τ год завершения строительства либо год окупаемости капитальных вложений. Метод дисконтированного капитала предполагают принятие $\tau = 0$, т.е. определяют настоящую, а не будущую стоимость инвестиций в данный проект.

На рис. 10.1 представлено распределение инвестиций в проект по годам строительства ГЭС (сплошная линия). Пунктиром показано нарастание капитальных вложений от года к году без учета фактора времени. Суммарное их значение составляет $90 \cdot 10^9$ руб. Если учитывать фактор времени, то при $\tau = 5$ приведенные капитальные вложения составят $\bar{K}_5 = 120 \cdot 10^9$ руб., а при $\tau = 0$

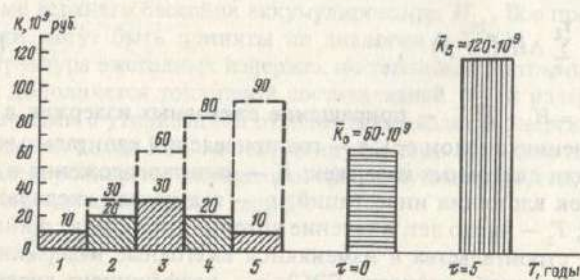


Рис. 10.1. Распределение капитальных вложений по годам строительства

$$\bar{K}_0 = 60 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

Таким образом, при приведении капитальных вложений и ежегодных издержек к удаленному году их значение становится больше арифметической суммы, а при дисконтировании к началу инвестиций меньше. С учетом фактора времени определяются не только капитальные вложения и ежегодные издержки, но и другие экономические показатели, в том числе и производные от них величины.

10.4. Общая экономическая эффективность капитальных вложений

Общая (абсолютная) экономическая эффективность капитальных вложений определяется для финансовой оценки инвестиционных проектов. Показателем общей экономической эффективности объекта является коэффициент рентабельности R .

Для проектируемых объектов коэффициент рентабельности R определяется как отношение годовой прибыли Π к капитальным вложениям K , 1/год:

$$R = \Pi / K. \quad (10.10)$$

Для действующих предприятий общая экономическая эффективность определяется как отношение годовой прибыли Π к сумме основных Φ_o и оборотных фондов $\Phi_{об}$, 1/год:

$$R = \frac{\Pi}{\Phi_o + \Phi_{об}}. \quad (10.11)$$

К основным фондам относятся стоимости оборудования, основных и вспомогательных сооружений и т.д.; к оборотным фондам — активы предприятия и стоимость сырьевых ресурсов, участвующих в производстве продукции. Обратной величиной коэффициента рентабельности является срок возврата капитальных вложений T_n , год

$$T_n = K / \Pi. \quad (10.12)$$

Из множества рассматриваемых альтернативных вариантов считается лучше тот, у которого выше коэффициент рентабельности или меньше срок возврата капитальных вложений, т.е. критерием оптимальности будут

$$R \rightarrow \max; \quad T_n \rightarrow \min.$$

Для гидроэнергетических объектов коэффициент рентабельности определяется с учетом капитальных вложений и ежегодных издержек, отнесенных на ГЭС:

$$R_{\text{ГЭС}} = \Pi_{\text{ГЭС}} / K_{\text{ГЭС}}$$

В предшествующие годы полученное значение коэффициента рентабельности сравнивалось с нормативной величиной R_n . Средний норматив общей эффективности капитальных вложений был установлен в целом по народному хозяйству $R_n = 0,14$.

Коэффициент рентабельности и срок возврата капитальных вложений могут быть определены с учетом фактора времени. Для подсчета коэффициента рентабельности, приведенного к году τ , можно воспользоваться формулой

$$\bar{R}_{\text{ГЭС}} = \frac{\sum_{t=t_0}^{\tau} \Delta \Pi_t (1+p)^{\tau-t}}{\sum_{t=1}^{\tau} K_t (1+p)^{\tau-t}}; \quad (10.13)$$

где $\Delta \Pi_t$ — прирост прибыли в t -й год по сравнению с $(t-1)$ -м годом; t_0 — год начала эксплуатации ГЭС; T_1 , T_2 и P — определяются по аналогии с (10.8) и (10.9).

10.5. Метод сравнительной экономической эффективности

Метод сравнительной экономической эффективности капитальных вложений и ежегодных издержек заключается в сопоставлении сравниваемых вариантов технических решений по показателю сравнительной эффективности дополнительных капитальных вложений E :

$$E = \frac{I_2 - I_1}{K_1 - K_2}; \quad (10.14)$$

где K_1 и I_1 — капитальные вложения, руб., и ежегодные издержки, руб/год, по более капиталоемкому варианту; K_2 и I_2 — то же по менее капиталоемкому варианту.

Сравниваемые варианты технических решений должны быть приведены к тождественным условиям: в энергетике — по количеству и качеству отпускаемой электроэнергии; в орошении —

по выпуску однотипной сельскохозяйственной продукции; в водоснабжении — по обеспечению водой заданного количества и качества и т.д.

Более капиталоемкий вариант считается экономически эффективным, если соблюдаются условия

$$E = \frac{I_2 - I_1}{K_1 - K_2} = \frac{\Delta I}{\Delta K} \geq E_n, \quad (10.15)$$

где E_n — нормативный коэффициент сравнительной эффективности дополнительных капитальных вложений. В предшествующие годы нормативное значение этого коэффициента в среднем по народному хозяйству было принято $E_n = 0,12$. Для удаленных районов и районов Крайнего Севера допускался $E_n = 0,08$.

Показателем сравнительной эффективности является также срок окупаемости $T_{\text{ок}}$ дополнительных капитальных вложений:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1}. \quad (10.16)$$

Значение $T_{\text{ок}}$ показывает, за сколько лет окупятся дополнительные капитальные вложения ΔK экономией на ежегодных издержках ΔI .

Нормативное значение срока окупаемости дополнительных капитальных вложений можно получить из условия, год

$$T_n = 1/E_n. \quad (10.17)$$

При $E_n = 0,12$ срок окупаемости дополнительных капитальных вложений $T_n = 8,33$ гоа.

Для сопоставления большего числа вариантов технических решений принимается наиболее общий показатель — приведенные затраты, руб/год

$$\bar{Z} = E_n \bar{K} + \bar{I} \quad (10.18)$$

Наиболее эффективным будет вариант, имеющий минимальное значение приведенных затрат:

$$\bar{Z} \rightarrow \min. \quad (10.19)$$

В гидроэнергетике метод сравнительной эффективности капитальных вложений широко применяется для обоснования параметров гидроэнергетических объектов. В качестве альтернативного варианта выбирают либо ПГУ, либо КЭС, обладающие более

экономичными показателями. Оптимальный параметр ГЭС определяется из условия практического равенства $E_{\text{ГЭС}} \approx E_n$ или $T_{\text{ГЭС}} \approx T_n$ при последнем экономически оправданном повышении параметра.

С учетом фактора времени приведенные затраты можно определить так:

$$\bar{K} = \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \Delta I_t) (1+p)^{-t}, \quad (10.20)$$

где T — число лет, в течении которых производятся капитальные вложения K_t и изменяются ежегодные издержки I_t ; ΔI_t — приращение ежегодных издержек в t -й год; p и E_n — соответственно коэффициенты дисконтирования и сравнительной экономической эффективности.

В ряде случаев можно полагать $E_n \approx p$.

10.6. Методы оценки инвестиций в гидроэнергетические объекты

Рыночные методы оценки эффективности инвестиций основаны на обратном пересчете будущих потоков денежных средств на настоящее время с учетом фактора времени.

Стоимость будущих капитальных вложений оценивается в момент принятия решений по формуле

$$\bar{K} = \sum_{t=1}^T K_t (1+p)^{-t}. \quad (10.21)$$

Здесь капитальные вложения (платежи) t -й год K_t , $t = 1, 2, \dots, T$, оцениваются по стоимости в настоящее время с учетом коэффициента дисконтирования p , значение которого отражает ежегодную ставку на рынке капитала по долгосрочным займам.

При изменении коэффициента дисконтирования во времени стоимость капитальных вложений оценивается по формуле

$$\bar{K} = \sum_{t=1}^T K_t \prod_{1}^t (1+p_t). \quad (10.22)$$

Во время экономической нестабильности шаг по времени уменьшается от года до квартала, а в некоторых случаях и до месяца. Получение долгосрочных кредитов в эти времена становится весьма проблематичным из-за инфляции.

Стоимость будущих потоков денег с учетом инфляции с темпами роста r определяется по формуле

$$\bar{K} = \sum_{t=1}^T K_t \frac{(1+r)^t}{(1+p)^t}, \quad (10.23)$$

где r — среднегодовые темпы роста инфляции. При $r = \text{var}$ и $p = \text{var}$ подсчет \bar{K} производится по формуле

$$\bar{K} = \sum_{t=1}^T K_t \prod_{1}^t \frac{1+r_t}{1+p_t}. \quad (10.24)$$

Эффективность инвестиционного проекта может быть оценена с помощью метода чистой текущей стоимости (Net Present Value — NPV) капитальных вложений. В этом случае стоимость капитала (приведенная прибыль от инвестиций) определяется по формуле

$$\text{NPV} = \left\{ \sum_{t=1}^{T_{\text{стр}}+T} (D_t - I_t) \frac{(1+r)^t}{(1+p)^t} \right\} - \bar{K}, \quad (10.25)$$

где \bar{K} определяется по формулам (10.21) — (10.24); D_t и I_t — доход и ежегодные издержки в t -й год; $T_{\text{стр}}$ — срок строительства объекта; T — период дисконтирования, принимаемый равным сроку функционирования основного оборудования (в энергетике $T = 20 \div 30$ лет).

При $\text{NPV} \geq 0$ эффективность инвестиций выше или равна минимальному коэффициенту дисконтирования и проекты подлежат дальнейшему экономическому анализу. Если $\text{NPV} < 0$, то от инвестиций проекта следует отказаться.

Сопоставляя n вариантов технических проектов, следует добиваться реализации целевой функции:

$$\text{NPV}_j \rightarrow \max, \quad j = 1, 2, \dots, n. \quad (10.26)$$

Кроме того, каждый раз следует оценивать риск от недополучения приведенной прибыли в инвестируемый проект.

Метод внутренней нормы окупаемости (Internal Rate of Return — IRR) предполагает определение такой внутренней процентной ставки P_c , при которой приведенная прибыль от инвестиции равнялась бы нулю, т.е. $\text{NPV} = 0$:

$$\bar{K} - \sum_{t=1}^{T_{\text{оп}}+T} (D_t - I_t) \cdot \frac{(1+r)^t}{(1+p_n)^t} = 0. \quad (10.27)$$

Внутренний коэффициент дисконтирования p_n характеризует интенсивность возврата затраченных средств. Далее p_n сравнивают с реальной ставкой на рынке капитала по долгосрочным займам. Вариант технических решений оказывается тем лучше, чем выше $p_n > p$:

$$p_n \rightarrow \max, j = 1, 2, \dots, n.$$

Расчеты p_n носят итерационный характер.

Модификацией критерия внутреннего коэффициента дисконтирования (внутренней рентабельности) является критерий срока возврата стоимости инвестиций (срок окупаемости капитальных вложений).

Срок возврата стоимости инвестиционного проекта T_n определяется из уравнения

$$\bar{K} = \sum_{t=1}^{T_n} (D_t - I_t) \frac{(1+r)^t}{(1+p)^t}, \quad (10.28)$$

где количественное значение p берется по ставке на рынке капитала (банковский процент за долгосрочные кредиты). Полученное значение T_n превышает срок окупаемости капитальных вложений, определенный без учета фактора времени.

Если сравниваются варианты с различными сроками службы основного оборудования (что часто бывает при сопоставлении ГЭС и ТЭС), то расчет ведется по меньшему сроку эксплуатации (вариант ТЭС), а во втором варианте (вариант с ГЭС) из приведенных капитальных вложений $\bar{K}_{\text{ГЭС}}$ должна быть вычтена его ликвидная стоимость.

Использование данного метода для обоснования выбора из вариантов технических решений может привести к сомнительным результатам. Оптимальным может оказаться вариант с высокой окупаемостью, но коротким сроком службы основных фондов, что потребует интенсивной деятельности по их обновлению. В соответствии с этим критерием более предпочтительным окажется строительство микро- и миниГЭС вместо комплексных гидроузлов с водохранилищами сезонного и годичного регулирования стока и т.д. Поэтому данный метод целесообразно исполь-

зовать лишь для определения реального срока возврата капитальных вложений.

Метод индекса настоящей стоимости и инвестиции предполагает определение этого коэффициента по формуле

$$PVI = \bar{\Pi} / \bar{K}, \quad (10.29)$$

где $\bar{\Pi}$ и \bar{K} — дисконтированные прибыль от инвестиций и их величина. Инвестиционные проекты подлежат дальнейшему анализу, если $PVI \geq 1$. При сопоставлении ряда альтернативных вариантов лучшим считается тот, у которого больше PVI , т.е. $PVI > 1$ и $PVI_j \rightarrow \max, j = 1, 2, \dots, n$. В реальных проектах $PVI = 1+2$.

В методе удельной стоимости капитальных вложений определяется коэффициент C :

$$C = NPV / \bar{K}, \quad (10.30)$$

который показывает, сколько денег приносит реализация инвестиционного проекта на 1 руб. дисконтированных капитальных вложений.

Общим критерием выбора рационального варианта из n альтернативных является критерий

$$C_j \rightarrow \max, j = 1, 2, \dots, n.$$

При $C_j < 0$ вариант дальнейшему рассмотрению не подлежит.

10.7. Метод расчетных затрат

Критерий типа расчетных затрат РЗ корректно можно использовать лишь для выбора рационального варианта из числа альтернативных, тождественно равных по производственному эффекту или искусственно приведенных к тождественным условиям.

В гидроэнергетике данный критерий рекомендуется использовать для обоснования параметров гидроэнергетических установок, целесообразность строительства которых обоснована ранее другими методами, а сами варианты технических решений приведены к тождественным условиям по социальным, экономическим, энергетическим и другим факторам.

Если объект вводится в строй в течении одного года и в смету внесены затраты на экологические и социальные мероприятия, то расчетные затраты по j -му варианту технических решений определяются по формуле, руб/год,

$$PZ_j = p_w K_j + H_j \quad (10.31)$$

где K_j и H_j — капитальные вложения и ежегодные издержки варианта; p_w — внутренний коэффициент дисконтирования этого же варианта вектора параметров.

Лучший j из n рассмотренных вариантов вектора параметров определяется по критерию

$$PZ_j \rightarrow \min, j = 1, 2, \dots, n.$$

При возведении гидроэнергетического объекта в течение ряда лет можно определить дисконтированные расчетные затраты либо по формуле

$$\bar{PZ} = \sum_{t=1}^T \Delta PZ_t (1+p)^{-t}, \quad (10.32)$$

или использовать эту зависимость в развернутом виде:

$$\bar{PZ} = \sum_{t=1}^T (p_w K_t + \Delta H_t) (1+p)^{-t}. \quad (10.33)$$

Здесь T — год полного освоения объекта, когда завершается внесение капитальных вложений и прекращается изменение ежегодных издержек; ΔH_t — приращение ежегодных издержек в t -й год.

При искусственном приведении различных вариантов альтернативных решений к тождественным условиям вводится понятие суммарных расчетных затрат $PZ_{\text{сум}}$. Так, если, например, в одном из вариантов будет меньше выдаваться энергии и мощности, то к расчетным затратам необходимо добавить затраты по компенсации данного ущерба. Аналогично поступают при выравнивании социального, экологического и других эффектов. Если при изменении параметра у смежных отраслей появляются дополнительные ущербы $У$ или эффекты \mathcal{E} , то они также должны учитываться в суммарных расчетных затратах.

В общем случае суммарные расчетные затраты определяются по формуле, руб/год,

$$PZ_{\text{сум}} = PZ_{\text{об}} + PZ_{\text{з}} + PZ_{\text{соц}} + PZ_{\text{эко}} + У - \mathcal{E},$$

где $PZ_{\text{об}}$ — расчетные затраты по объекту; $PZ_{\text{з}}$ — по компенсации энергетического эффекта; $PZ_{\text{соц}}$ — то же по социальным мероприятиям; $PZ_{\text{эко}}$ — то же по экологическим факторам.

Критерий оптимальности при рассмотрении n вариантов технических решений будет

$$\bar{PZ}_{\text{сум}j} \rightarrow \min, j=1, 2, \dots, n. \quad (10.34)$$

Альтернативным критерию минимума расчетных затрат в гидроэнергетике применяют критерий равенства приращений расчетных затрат. Так, например, при выборе отметки НПУ $Z_{\text{НПУ}}$ критерий минимума расчетных затрат можно записать так:

$$\bar{PZ}_{\text{сум}}(Z_{\text{НПУ}}) \rightarrow \min$$

или

$$\frac{d}{dZ_{\text{НПУ}}} \{\bar{PZ}_{\text{сум}}(Z_{\text{НПУ}})\} = 0.$$

Учитывая (10.33), можно получить

$$|\Delta \bar{PZ}_{\text{об}}| \approx |\Delta \bar{PZ}_{\text{з}}|, \quad (10.35)$$

где $\Delta \bar{PZ}_{\text{з}}$ — приращение расчетных затрат для замыкания энергетического, социального, экологического балансов у сравниваемых вариантов технических решений,

$$\Delta \bar{PZ}_{\text{з}} = \Delta \bar{PZ}_{\text{соц}} + \Delta \bar{PZ}_{\text{эко}} + \Delta \bar{У} + \Delta \bar{\mathcal{E}}.$$

Критерии типа (10.34) и (10.35) равнозначны, но последний в некоторых случаях требует значительно меньших вычислений.

У западных специалистов находит применение метод суммарных расходов (капитализированных затрат), когда общий финансовый эффект по данному варианту параметров определяется за весь срок службы основных фондов у заменяемого варианта, а не приводится к одному году, как в методе расчетных затрат. Так, в гидроэнергетике альтернативным вариантом развития энергосистемы является тепловая электростанция, срок службы основного оборудования которой $T = 30$ лет.

Суммарные расходы CP за этот период с учетом дисконтирования составят

$$CP = \sum_{t=1}^T (K_t + H_t) (1+p)^{-t} - \bar{K}_{\text{ост}}, \quad (10.36)$$

где $\bar{K}_{\text{ост}}$ — остаточная стоимость неамортизированных основных сооружений и оборудования ГЭС (плотины, водохранилище и т.д.).

Критерий оптимальности можно записать в следующем виде:

$$CP_j \rightarrow \min, j = 1, 2, \dots, n.$$

Контрольные вопросы

1. При каких условиях может применяться метод сравнительной эффективности дополнительных капитальных вложений?
2. Чем принципиально различаются методы сравнительной и общей эффективности капиталовложений?
3. Преимущества и недостатки метода многоцелевой (многокритериальной) эффективности строительства энергетического объекта.
4. При каких условиях необходимо учитывать фактор времени в технико-экономических расчетах и что он даст?

Темы рефератов

1. Рассмотрение методов технико-экономических расчетов в зарубежной практике.
2. Критическая оценка методов технико-экономических расчетов.
3. Критическая оценка прогнозируемых методов технико-экономических расчетов в условиях перехода к рынку.

Глава одиннадцатая

Обоснование параметров гидроузлов и определение эффективности ГЭС

11.1 Общие положения

Основными параметрами энергетического гидроузла являются подпорная отметка (НПУ), объем водохранилища V , установленная мощность ГЭС N_r и ее среднегодовая выработка энергии \mathcal{E} . Главным параметром является подпорная отметка, т.е. нормальный подпорный уровень, который определяет площадь затопления и подтопления земель и параметры всех гидротехнических сооружений гидроузла. От НПУ зависят все остальные перечисленные выше параметры V , N_r , \mathcal{E} и др.

С повышением НПУ во всевозрастающей степени увеличиваются капитальные вложения по гидроузлу с водохранилищем (рис. 11.1). Очевидно, что с повышением НПУ будет увеличиваться объем водохранилища V и установленная мощность ГЭС N_r . Годовая выработка энергии ГЭС непосредственно зависит от годового стока, мощности N_r и полезного объема водохранилища. В результате водноэнергетических расчетов (см. гл.8) определяются средняя за многолетний период (среднегодовая) выработка энергии ГЭС \mathcal{E} , гарантированная годовая выработка энергии $\mathcal{E}_{\text{гар}}$ в маловодный год с принятой обеспеченностью годового стока в многолетнем ряду лет.

В результате расчетов регулирования стока определяется также обеспеченная среднемесячная мощность $N_{\text{сп.об}}$.

Установленная мощность ГЭС N_r определяется технико-экономическими расчетами. Обобщенным экономическим показателем, характеризующим установленную мощность в технико-экономических расчетах, является стоимость установленного киловатта или удельные капитальные вложения A_r .

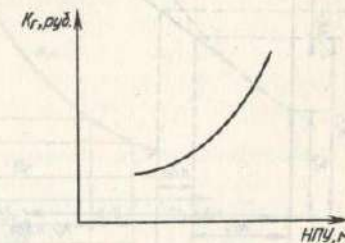


Рис. 11.1. Зависимость капиталовложений по гидроузлу K от отметки нормального подпорного уровня НПУ

Значения A_r определяются делением полной стоимости гидроузла K_r с водохранилищем на установленную мощность ГЭС:

$$A_r = K_r/N_r, \text{ или, точнее, } A_r = K_r/N_r.$$

Величина K_r представляет собой капиталовложения, относимые на энергетику (см. §10.1).

Величина A_r характеризует средние удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности ГЭС.

Для заданных НПУ с увеличением установленной мощности ГЭС значения A_r уменьшаются, потому что почти постоянные капитальные вложения по плотине и водохранилищу K_0 будут делиться на все большее значение установленной мощности ГЭС.

Для заданного НПУ приближенная зависимость капиталовложений по гидроузлу K_r от величины N_r показана на рис. 11.2. Во многих случаях эта зависимость близка к прямолинейной и может быть выражена в виде

$$K_r \approx K_0 + a_r N_r,$$

где K_0 — капиталовложения по гидротехническим сооружениям и водохранилищу при $N_r = 0$; a_r — удельное значение дополнительных капитальных вложений, которые называются обычно стоимостью дополнительного киловатта.

Если задана мощность ГЭС $N_r = N_{r1}$, то капитальные вложения по гидроузлу с водохранилищем будут равны K_{r1} .

При увеличении установленной мощности ГЭС на ΔN_r капиталовложения K_r возрастут на $\Delta K_r = a_r \Delta N_r$. Значения удельной стоимости дополнительного киловатта мощности определяются как отношение приращения капиталовложений по гидроузлу ΔK_r к приращению установленной мощности:

$$a_r = \frac{K_{r2} - K_{r1}}{N_{r2} - N_{r1}} = \frac{\Delta K_r}{\Delta N_r} \quad (11.1)$$

В стоимость дополнительного киловатта мощности ГЭС входят в основном капиталовложения по расши-

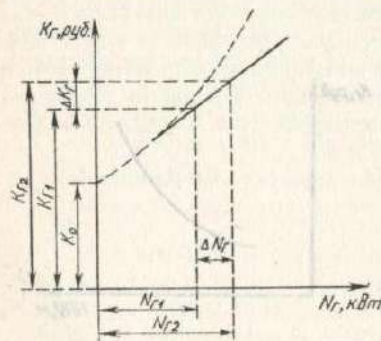


Рис. 11.2. Зависимость капитальных вложений от установленной мощности ГЭС

рению здания ГЭС, стоимость оборудования и изменение капиталовложений по другим сооружениям, которые в отдельных случаях могут оказаться экономией, например при уменьшении длины глухой плотины.

При установке пиковой мощности на русловых ГЭС существенное значение могут иметь дополнительные капиталовложения по нижнему бьефу, обусловленные повышением уровня воды в зимний период (см. § 11.3).

На деривационных ГЭС в капиталовложения на дополнительный киловатт мощности входят капитальные вложения по расширению водоприемных сооружений, деривации, напорного бассейна или уравнительного резервуара, турбинного трубопровода, здания ГЭС с оборудованием, отводящего канала и т.п.

Отметим, что в случае узкого створа гидроузла со скальными берегами при увеличении установленной мощности ГЭС может потребоваться всевозрастающая врезка здания ГЭС в берега. При этом значительно увеличиваются скальные выемки грунта. В таких случаях зависимость $K_r = f(N_r)$ уже будет не прямолинейной, а кривой с выпуклостью вниз, как это показано на рис. 11.2 штриховой линией.

Так как установленная мощность ГЭС N_r определяется при заданных НПУ и V , то при увеличении N_r капиталовложения по водохранилищу остаются неизменными (рис. 11.3). В конкретных расчетах значения a_r обычно определяются при увеличении установленной мощности ГЭС на один агрегат.

С увеличением установленной мощности годовая выработка энергии ГЭС \mathcal{E} возрастает, но приращение выработки $\Delta \mathcal{E}$ имеет затухающий характер, что видно из рис. 11.4, на котором пред-

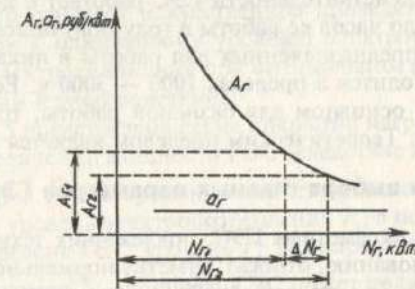


Рис. 11.3. Зависимость удельных капиталовложений A_r и a_r от установленной мощности гидроэлектростанции N_r

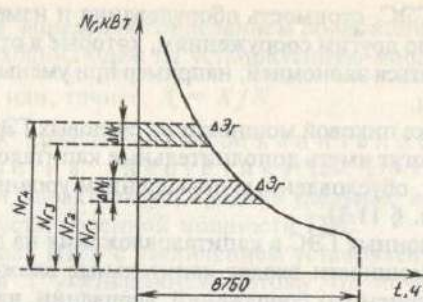


Рис. 11.4. Кривая продолжительности среднесуточной мощности ГЭС

ставлена кривая продолжительности зарегулированной средне-месячной мощности ГЭС для заданных НПУ и УМО.

Отношение $\frac{\Delta \mathcal{E}_r}{\Delta N_r} = t$ определяет удельное приращение выработки энергии, которое обычно называют числом часов использования дополнительного киловатта мощности ГЭС.

Для ГЭС существенной характеристикой является число часов использования ее установленной мощности

$$T_y = \mathcal{E}_r / N_r$$

Величина T_y показывает, сколько часов должна работать ГЭС полной установленной мощностью, чтобы дать среднегодовую выработку. В действительности ГЭС работает с переменной нагрузкой и число часов ее работы в году получается больше T_y .

Для ГЭС, предназначенных для работы в пиках графика нагрузки, T_y находится в пределах 1000 — 3000 ч. Если ГЭС предназначена в основном для базисной работы, то T_y составляет 6000 — 6500 ч. Теоретическим пределом является $T_y = 8760$ ч.

11.2. Основы выбора главных параметров ГЭС

К главным параметрам ГЭС, подлежащих технико-экономическому обоснованию, относят: отметку нормального подпертого уровня (НПУ) $Z_{\text{нпу}}$; полезный объем водохранилища $V_{\text{полезн}}$ или отметку уровня мертвого объема (УМО) $Z_{\text{умо}}$; установленную мощ-

ность ГЭС N_r — суммарную мощность всех генераторов при расчетном коэффициенте мощности $\cos \phi$.

Выбору главных параметров гидроузла предшествует задача разработки схемы использования водотока.

При составлении схемы использования водотока река разбивается на участки использования, намечаются створы и подпорные отметки всех гидроузлов. Определяется состав водопотребителей и водопользователей.

Разбивка реки на участки использования, выбор створов и подпорных отметок гидроузлов производится на основе технико-экономических расчетов и всестороннего анализа проблемы с учетом влияния гидроузлов на окружающую среду, на хозяйственную деятельность и социальные условия населения. Особо исследуются условия создания водохранилищ, затопления части территории, подтопления и возможного изменения климата в прибрежной полосе. В целом производится анализ проблемы использования водных ресурсов с целью получения наибольших народнохозяйственного и регионального эффектов.

В результате составления схемы использования реки определяется число гидроузлов и их параметры — подпорные отметки, объемы водохранилищ, установленные мощности ГЭС и выработка электроэнергии.

При дальнейшем проектировании конкретных гидроузлов их параметры уточняются посредством детальных расчетов. При детальных расчетах рекомендуется для определения оптимального вектора главных параметров ГЭС $\bar{X}_r = \{Z_{\text{нпу}}, Z_{\text{умо}}, N_r\}$ использовать метод расчетных затрат, который требует приведения сравниваемых вариантов к тождественным условиям. С точки зрения энергетики это означает искусственное приведение сравниваемых вариантов к одинаковому уровню электропотребления и надежности электроснабжения при оптимальном режиме работы электростанции в энергосистеме.

На рис. 11.5 представлена схема покрытия нагрузки энергосистемы при увеличении мощности ГЭС вследствие изменения вектора параметров \bar{X}_r . Современному состоянию в энергосистеме соответствует уровень электропотребления P_1 , а перспективному, когда будет введена ГЭС, уровень P_2 . При предельных значениях вектора параметров \bar{X}_r мощность ГЭС может полностью покрыть прирост энергопотребления, однако этот вариант не является

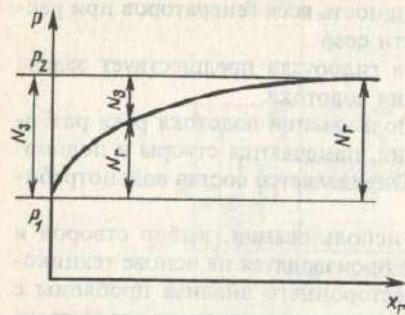


Рис. 11.5. Изменение соотношений мощностей ГЭС N_j и замкисмой мощности N_T при изменении вектора параметров X_r ГЭС

энергосистеме:

$$\bar{P}_{3, \text{сум}j} \rightarrow \min, j = 1, 2, \dots, n. \quad (11.2)$$

Состав целевой функции можно представить в виде

$$\bar{P}_{3, \text{сум}} = \bar{P}_{3, \text{г.сум}} + \bar{P}_{3, \text{з.сум}}, \quad (11.3)$$

где $\bar{P}_{3, \text{г.сум}}$ и $\bar{P}_{3, \text{з.сум}}$ — суммарные расчетные затраты по ГЭС и по заменяемой ТЭС соответственно.

В качестве заменяющей принимается новая, наиболее экономичная электростанция. Для пиковых ГЭС заменяющими могут быть газотурбинные электростанции, а для полупиковых — парогазовые электростанции. В расчетах учитывается, что расход энергии и мощности на собственные нужды ТЭС больше, чем на ГЭС. При одинаковых потерях в линиях электропередачи эти соотношения равны:

$$N_{\text{ТЭС}} \approx 1,1 + 1,15 N_r; \quad \vartheta_{\text{ТЭС}} \approx 1,03 + 1,05 \vartheta_r.$$

Схема выбора оптимальных параметров по критерию (11.2) представлена на рис. 11.6. Однако использование данного критерия в процессе оптимизации требует предварительного определения точного значения нового уровня энергопотребления (нового базового варианта) и проведения ряда других расчетов. Этого можно избежать, если перейти к сопряженной форме записи (11.5) через приращения затрат (см. §10.7).

рациональным. При нулевых значениях составляющих \bar{X}_r всю мощность должна взять на себя заменяемая электростанция. Промежуточным значениям \bar{X}_r будет соответствовать свое сочетание мощностей ГЭС N_j и мощности заменяемой электростанции $N_{3, \text{з}}$.

Критерием выбора оптимального из n вариантов является минимум суммарных затрат по

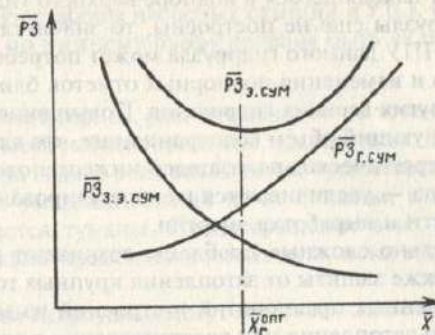


Рис. 11.6. Изменение суммарных расчетных затрат в зависимости от вектора параметров X_r ГЭС

В зоне оптимальности должно выполняться условие

$$\frac{d\bar{P}_{3, \text{сум}}}{dX_i} = \frac{d\bar{P}_{3, \text{г.сум}}}{dX_i} + \frac{d\bar{P}_{3, \text{з.сум}}}{dX_i} = 0,$$

где X_i — один из главных параметров $Z_{\text{НПУ}}$, $Z_{\text{УМО}}$ или N_r . Переходя от производных к конечным разностям, получим критерий оптимальности в форме приращений:

$$\Delta \bar{P}_{3, \text{г.сум}} \approx \Delta \bar{P}_{3, \text{з.сум}}. \quad (11.4)$$

Такая форма записи критерия оптимальности не требует определения базового варианта, по отношению к которому выравнивается энергетический эффект у альтернативных вариантов значений вектора параметров \bar{X} .

11.3. Выбор подпорной отметки гидроузла

При выборе отметки НПУ гидроузла должно соблюдаться условие, что для каждого варианта НПУ на основе предварительных расчетов приняты наиболее выгодные: глубина сработки водохранилища, установленная мощность ГЭС и режим регулирования стока.

Изменение отметки НПУ проектируемого гидроузла оказывает существенное влияние на другие гидроузлы каскада. При повышении отметки НПУ уменьшаются напор, мощность и выра-

ботка энергии находящегося в подпоре верхнего гидроузла. Если верхние гидроузлы еще не построены, то значительное изменение отметки НПУ данного гидроузла может потребовать перенесения створов и изменения подпорных отметок ближайшего или нескольких других верхних гидроузлов. Повышение НПУ увеличивает регулирующий объем водохранилища, что влечет за собой улучшение энергетических показателей нижерасположенных гидроузлов каскада — увеличиваются их зарегулированные расходы воды, мощности и выработка энергии.

Исключительно сложные проблемы возникают в отношении экологии, а также защиты от затопления крупных городов, переноса промышленных предприятий и строений из зоны затопления, защиты от затопления или восстановления в других районах затопляемых сельскохозяйственных угодий и т.п. Удовлетворительное решение таких сложных вопросов может быть получено только в результате глубокого и всестороннего анализа с обязательным учетом требований охраны окружающей среды и санитарных требований.

Критерием оптимальности при выборе отметки НПУ принимают критерий (11.4).

В предварительных расчетах намечают ряд вариантов НПУ и для каждого определяют увеличение затрат по энергосистеме при включении гидроузла $\Delta\bar{PЗ}$, затрат по другим гидроузлам каскада

$\Delta\bar{PЗ}_{ка}$ и затрат по энергосистеме с заменяемой, обычно конденсационной электростанцией $\Delta\bar{PЗ}_{з.з}$. В значения $\Delta\bar{PЗ}$ и $\Delta\bar{PЗ}_{з.з}$ входят дополнительные затраты по линиям электропередач и подстанциям. В расчет вводятся также затраты $\Delta\bar{PЗ}_{з.до}$ и $\Delta\bar{PЗ}_{з.до}$ по дополнительным объектам или мероприятиям для выравнивания энергетического эффекта при включении в систему ГЭС и заменяемой КЭС.

Необходимо учитывать, что увеличение зимних зарегулированных расходов, происходящее при повышении НПУ и объема водохранилища, обычно позволяет увеличить пиковую мощность ГЭС, а следовательно, и пиковый расход воды. В ряде случаев это влечет за собой значительное повышение уровней воды в нижнем бьефе в зимний период. Это повышение может вызвать ущерб для предприятий и коммунального хозяйства и т.п. В таких случаях в нижнем бьефе приходится предусматривать соответствующие мероприятия (сооружать оградительные дамбы, пе-

рестраивать водозаборы насосных станций и т.п.). Соответствующие затраты по нижнему бьефу должны быть включены в величину $\Delta\bar{PЗ}$.

Для северного города, расположенного по течению реки ниже ГЭС, появляются неблагоприятные последствия. В летний период температура воды в реке оказывается существенно ниже, чем в естественных условиях. Зимой из-за полыньи в нижнем бьефе ГЭС появляются туманы. Предотвращение этих неблагоприятных последствий представляют большую, пока еще нерешенную проблему.

По нижним гидроузлам могут оказаться целесообразными затраты $\Delta\bar{PЗ}_{ка}$ по увеличению установленной мощности, обусловленной увеличением зарегулированного расхода водохранилищем рассматриваемого гидроузла. При этом в $\Delta\bar{PЗ}_{ка}$ включаются также затраты по увеличению пропускной способности линий электропередач и расширению подстанций. Экономия затрат по этим узлам может получиться, например, по водосбросам при уменьшении сбросного расхода воды из водохранилища рассматриваемого гидроузла. При экономии затрат перед $\Delta\bar{PЗ}_{ка}$ ставится знак минус.

При определении значения $\Delta\bar{PЗ}$ учитывается, что увеличение мощности и выработки энергии каскада позволяет уменьшить мощность и выработку энергии электростанций системы, например заменяемой КЭС. Последовательное повышение отметки НПУ производится до тех пор, пока при сравнении двух смежных отметок не получается равенство приращения затрат:

$$\Delta\bar{PЗ}_r + \Delta\bar{PЗ}_{г.доп} \pm \Delta\bar{PЗ}_{кас} \approx \Delta\bar{PЗ}_{з.з} + \Delta\bar{PЗ}_{з.до} \quad (11.5)$$

Дальнейшее повышение отметки НПУ экономически нецелесообразно, так как дополнительные затраты по данному и другим гидроузлам каскада будут больше экономии затрат по заменяемой электростанции.

При комплексном использовании водотока при повышении отметки гидроузла происходит увеличение затрат $\Delta\bar{PЗ}_k$ по гидроузлу со всеми его отраслевыми сооружениями (гидростанции, судоходному шлюзу, водозабору для орошения и т.п.). В величину

$\overline{\Delta P}_k$ включаются затраты и вычитаются их экономия по всем сопутствующим сооружениям (линии электропередачи, насосным станциям для орошения и водоснабжения, магистральному ирригационному каналу, пристаням и т.п.).

По заменяемым объектам происходит экономия затрат, которую представим в виде двух составляющих: 1) по заменяемым тепловым электростанциям с их линиями электропередачи $\overline{\Delta P}_{з.э}$;

2) по заменяемым объектам всех остальных участников комплексного использования водных ресурсов $\overline{\Delta P}_{см}$. Подсчет экономии затрат производится исходя из условия, что при всех отметках НПУ потребитель должен получить одинаковое количество продукции, например продукции сельского хозяйства, электрической энергии и т.д.

Для выравнивания эффекта по всем водопотребителям и водопользователям в общем случае в варианте ВХК приходится предусматривать дополняющие объекты или мероприятия, что потребует увеличения затрат на $\overline{\Delta P}_{к.до}$. Соответственно в заме-

няемый вариант включается $\overline{\Delta P}_{з.до}$. Если повышение подпорной отметки крупного гидроузла влечет за собой изменение в размещении промышленности и объектов других отраслей народного хозяйства, то в формулах (11.5) и (11.6) должно учитываться изменение затрат по всем этим объектам. Отметка НПУ считается экономически обоснованной, если при последнем малом повышении НПУ соблюдается практическое равенство

$$\overline{\Delta P}_k \pm \overline{\Delta P}_{кас} + \overline{\Delta P}_{к.доп} \approx \overline{\Delta P}_{з.э} + \overline{\Delta P}_{см} + \overline{\Delta P}_{з.до} \quad (11.6)$$

Окончательный выбор подпорной отметки при энергетическом и особенно комплексном использовании водотока должен производиться на основании всестороннего учета всех факторов, включая социальные, природоохранные, оборонные, надежность водо- и электроснабжения, качество воды и электроэнергии и т.п.

Необходимо учитывать, что при энергетическом и комплексном использовании водных ресурсов стоимостные показатели по вариантам с ГЭС, с комплексом и заменяемым вариантом, динамика их развития и расчетные уровни водо- и электропотребления могут быть заданы в некотором диапазоне. При разных значениях этих факторов будут получаться разные отметки НПУ. Таким образом, получается зона равноэкономических отметок

НПУ, т.е. зона неопределенности. Внутри этой зоны можно выбрать НПУ по методу многоцелевой оптимизации или по методу абсолютного доминирования.

11.4. Обоснование полезного объема (глубины сработки) водохранилища

По существу вопрос идет об уточнении полезного объема водохранилища, намеченного в схеме использования реки. При заданной подпорной отметке конечная глубина сработки определяет уровень мертвого объема и полезный объем $V_{полез}$ водохранилища. Рассмотрим особенности выбора $V_{полез}$ для различных схем использования водотока.

Энергетическое использование водотока. При уточнении полезного объема водохранилища для принятой отметки определяют изменение установленной мощности и выработки энергии ГЭС и параметров ее оборудования в зависимости от конечной глубины сработки водохранилища или от его полезного объема $V_{полез}$.

При сработке водохранилища выработка энергии ГЭС увеличивается за счет использования объема воды водохранилища. Вместе с тем из-за снижения напора уменьшается выработка энергии на транзитном стоке. В целом по мере увеличения конечной глубины сработки водохранилища h_k годовая выработка энергии возрастает, достигает максимума и затем снижается.

Зависимость годовой выработки энергии ГЭС от конечной глубины сработки получается разной для разных лет. Для технико-экономического обоснования глубины сработки необходимо определить зависимость среднемноголетней выработки энергии \mathcal{E}_r и обеспеченной мощности $N_{об}$ в расчетном маловодном году от конечной глубины сработки h_k . Существенное значение имеет изменение гарантированного напора $H_{гар}$, которым обычно считается напор зимней межени расчетного маловодного года.

Зависимости \mathcal{E}_r , $N_{об}$ и $H_{гар}$ от конечной глубины сработки водохранилища h_k , т.е. от его полезного объема $V_{полез}$, представлены на рис.11.7.

В основу дальнейших расчетов должны быть положены кривые $\mathcal{E}_r + \Sigma \Delta \mathcal{E}_{кас}$ и $N_{об} + \Sigma \Delta N_{кас}$, учитывающие эффект, получаемый на других ГЭС каскада от сработки водохранилища проектируемой ГЭС.

При технико-экономическом обосновании h_k и $V_{полез}$ учитываются все последствия увеличения сработки водохранилища на Δh_k . Увеличение обеспеченной мощности $N_{об}$ обычно позволяет

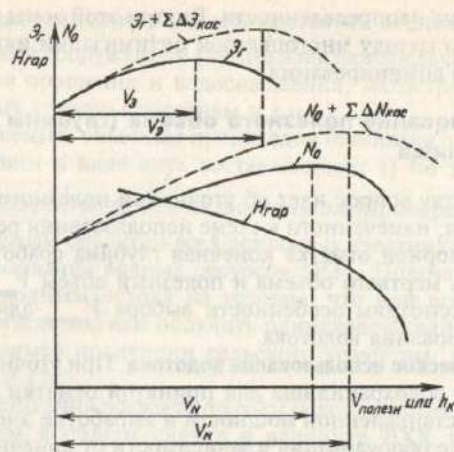


Рис.11.7. Влияние глубины сработки h_k или полезного объема водохранилища проектируемой ГЭС на энергетические показатели каскада ГЭС:

\mathcal{E}_r — среднегодовая выработка энергии; $N_{гп}$, $H_{гп}$ — обеспеченная мощность и гарантированный напор проектируемой ГЭС; $\sum \Delta \mathcal{E}_{кас}$, $\sum \Delta N_{кас}$ — приращение выработки энергии и гарантированной мощности на других ГЭС каскада; V_0 , V_0' , V_N , V_N' — полезные объемы водохранилища для максимума \mathcal{E}_r и $N_{гп}$

повысить установленную мощность ГЭС. В ряде случаев увеличиваются затраты по нижнему бьефу, производимые в целях предотвращения недопустимых затоплений при повышении уровней нижнего бьефа в зимний период. Необходимо учитывать, что при снижении гарантированного напора увеличивается стоимость оборудования. Учитываются также дополнительные затраты по выравниванию энергетического эффекта. Оптимальная глубина сработки и полезный объем водохранилища могут быть определены по зависимости (11.5). Ниже оптимальной сработки водохранилища целесообразно выделять аварийный объем на случай непредвиденных условий работы энергосистемы. При нормальной эксплуатации ГЭС по технологическим и рекреационным условиям целесообразно производить возможно меньшую сработку водохранилища в летний и зимний периоды.

Комплексное использование водных ресурсов. При комплексном использовании водотока необходимо учесть последствия увеличения глубины сработки водохранилища для всех участников комплекса энергетики, ирригации, водного транспорта и т.д. При этом показатели ГЭС по мощности и выработке энергии будут

иными, потому что комплексное регулирование стока отличается от энергетического регулирования.

Увеличение затрат $\Delta \overline{PZ}_k$ подсчитывается по гидроузлу (плотине, водохранилищу, нижнему бьефу, ГЭС, шлюзу и т.д.) и всем сопутствующим сооружениям комплекса (линии электропередачи, магистральному ирригационному каналу, насосным станциями и т.п.). Экономия затрат учитывается по всем заменяемым объектам и их сопутствующим сооружениям. Приращение экономии затрат по заменяемому энергетическому объекту обозначим через $\Delta \overline{PZ}_{э.э}$ и для остальных участников комплексного использования через $\Delta \overline{PZ}_{см}$. Учитываются дополнительные затраты по мероприятиям и объектам, выравнивающим эффект. Оптимальную глубину сработки и полезный объем водохранилища можно определить по зависимости (11.6).

11.5. Основы выбора установленной мощности ГЭС и ГАЭС

Для обоснования установленной мощности ГЭС необходимо определить район ее действия и режим работы. При выборе мощности крупной ГЭС необходимо учитывать современные и особенно перспективные потребности энергосистем через 15—20 лет после постройки ГЭС. В институте "Гидропроект" составлена программа для ЭВМ для одновременного выбора района действия и установленной мощности ГЭС.

Допустим, что район действия ГЭС выбран. При технико-экономическом обосновании установленной мощности, как и любого другого параметра ГЭС, сравниваются варианты развития энергосистемы: 1) при увеличении мощности ГЭС; 2) при развитии мощности на других электростанциях системы — на КЭС, на ГТЭС или на другой ГЭС. Уровни и режимы потребления электроэнергии в энергосистеме для всех вариантов принимаются одинаковыми.

Условие минимума затрат будет соблюдаться, если при последнем малом увеличении установленной мощности ГЭС на ΔN будет достигаться практическое равенство

$$\Delta \overline{PZ}_{г.сум} \approx \Delta \overline{PZ}_{э.сум}, \quad (11.7)$$

где $\Delta \overline{PZ}_{г.сум}$ — суммарное увеличение затрат по ГЭС, по ее ниж-

нему бьефу, подстанциям и линиям электропередачи при увеличении мощности ГЭС; $\Delta \overline{P}_{3, \text{ сум}}$ — суммарная получаемая при этом экономия затрат по заменяемой электростанции подстанциями и линиями электропередачи.

Экономия затрат в энергосистеме при увеличении установленной мощности ГЭС существенно зависит от того, является ли дополнительная мощность ГЭС обеспеченной для работы в энергетически напряженные месяцы расчетного маловодного года (обычно зимние) или она является сезонной и может быть использована только в период паводка.

Обеспеченная, вытесняющая и дублирующая мощность ГЭС. Обеспеченной среднесуточной мощностью ГЭС называется ее зарегулированная среднесуточная мощность, имеющая расчетную обеспеченность P_r в многолетнем периоде. Обеспеченная среднесуточная мощность N_o определяется для рабочих дней недели с наибольшей нагрузкой в энергосистеме. При наличии недельного регулирования обеспеченная среднесуточная мощность оказывается больше обеспеченной среднемесячной мощности $N_{\text{ф.о.}}$, которую определяют по расчетному маловодному году для энергетически напряженного месяца, например, декабря.

В районах с развитым электромашинным орошением максимум нагрузки энергосистемы может быть в один из летних месяцев. В таких случаях обеспеченная среднемесячная мощность ГЭС определяется для соответствующего месяца.

Обеспеченной пиковой мощностью называется максимальная мощность $N_{\text{м.о.}}$, с которой ГЭС работает в часы пиков нагрузки при обеспеченной суточной выработке энергии $\mathcal{E}_o = N_o \cdot 24$. При наличии суточного регулирования пиковая мощность $N_{\text{м.о.}}$ определяется в результате размещения обеспеченной выработки энергии \mathcal{E}_o на анализирующей кривой. При одних и тех же значениях обеспеченной среднесуточной мощности N_o и выработки энергии $\mathcal{E}_o = N_o \cdot 24$ обеспеченная пиковая мощность от года к году может возрастать вследствие увеличения пиков нагрузки. Однако в условиях энергосберегающей политики с развитием электропотребления суточные графики нагрузки становятся более плотными и относительная пиковость их уменьшается. К тому же при увеличении с течением времени отъема воды из верхнего бьефа на орошение, водоснабжение обеспеченная среднесуточная мощность N_o и выработка энергии \mathcal{E}_o уменьшаются. Это снижает возрастание пиковой мощности ГЭС, а в отдельных случаях при больших отъемах воды может даже повлечь

за собой уменьшение не только среднесуточной, но и пиковой мощности ГЭС.

Вытесняющей называется та мощность, которая может заменить в энергосистеме установленную мощность других, еще не построенных, например конденсационных, электростанций.

Вытесняющая мощность ГЭС $N_{\text{в.о}}$ равна сумме обеспеченной пиковой мощности $N_{\text{м.о}}$ и обеспеченной запасом воды в водохранилище резервной мощности ГЭС $N_{\text{ргЭС}}$:

$$N_{\text{в.о}} = N_{\text{м.о}} + N_{\text{ргЭС}} \quad (11.8)$$

Мощность ГЭС сверх $N_{\text{в.о}}$ является сезонной мощностью и может быть использована только в период больших расходов воды в реке. В энергосистемах, не требующих ремонтного резерва, сезонная мощность ГЭС является дублирующей мощностью, которая не может заменить установленную мощность конденсационных электростанций. Во время работы дублирующей мощности ГЭС снижается нагрузка других, например конденсационных, электростанций. В маловодные сезоны года дублирующая мощность ГЭС простаивает и в работу должны включаться соответствующая мощность других электростанций.

Если для энергосистемы необходим ремонтный резерв мощности, то сезонная мощность ГЭС может быть использована в качестве ремонтного резерва. В период работы сезонной мощности можно ремонтировать агрегаты конденсационных электростанций. В таких случаях 1 кВт сезонной мощности ГЭС может заменить примерно $t_m/10$ кВт установленной мощности конденсационных электростанций, где t_m — число месяцев работы сезонной мощности в расчетном маловодном году.

Основные зависимости и расчетные случаи. При увеличении установленной мощности ГЭС на ΔN_r расчетные затраты возрастают на

$$\Delta \overline{P}_{3r} = (p_o a_r + u_r) \Delta N_r = p'_3 \Delta N_r, \quad (11.9)$$

где p_o — банковский процент (см. §10.6); a_r — удельные капиталовложения на 1 кВт дополнительной установленной мощности ГЭС с учетом капиталовложений по нижнему бьефу, по подстанциям и линиям передачи, руб; u_r — соответствующие удельные ежегодные издержки на 1 кВт дополнительной установленной мощности ГЭС; p'_3 — удельные расчетные затраты на 1 кВт дополнительной установленной мощности ГЭС, равные

$$pз'_r = p_0 a_r + u \quad (11.10)$$

Если заменяемой оказывается конденсационная электростанция, то экономия расчетных затрат будет равна

$$\Delta pз_3 = (p_0 a_r + u_r) \Delta N_r + S_n \Delta \mathcal{E}_r \quad (11.11)$$

где a_r — удельные капиталовложения на 1 кВт дополнительной установленной мощности КЭС с учетом капиталовложений по подстанциям и линиям электропередачи, руб; u_r — соответствующие ежегодные издержки без издержек по топливу, руб; S_n — топливная составляющая затрат на 1 кВт·ч выработки энергии, руб/кВт·ч:

$$S_n = b\varphi, \quad (11.12)$$

где b — удельный расход топлива, кг/(кВт·ч); φ — цена топлива, руб/кг.

Из условий равенства правых частей (11.9) и (11.11) после деления всех членов на ΔN_r получим основную зависимость для экономического обоснования оптимальной мощности ГЭС:

$$p_0 a_r + u_r \approx \varphi (p_0 a_r + u_r) + \phi S_n t_r \quad (11.13)$$

где $t_r = \Delta \mathcal{E}_r / \Delta N_r$ — число часов использования 1 кВт дополнительной мощности ГЭС, обусловленное экономией топлива на ТЭС.

В расчетах должно приниматься изменение затрат по ГЭС и КЭС по наиболее выгодному варианту увеличения их установленной мощности. Для ГЭС в отдельных случаях может оказаться наиболее целесообразным увеличением числа агрегатов без изменения их мощности, а в других случаях — увеличение мощности агрегатов при неизменном их числе.

В конкретных условиях может встретиться один из трех расчетных случаев обоснования установленной мощности ГЭС по условиям выгодности установки на ней:

- 1) обеспеченной пиковой мощности;
- 2) сезонной дублирующей мощности;
- 3) ремонтного резерва системы.

Обоснование установленной мощности ГЭС по ее обеспеченной мощности. Если в энергосистеме не требуется ремонтный резерв, то при наличии годового и суточного регулирования выбор установленной мощности ГЭС производится по ее обеспеченной мощности с проверкой целесообразности установки дополнитель-

ной сезонной дублирующей мощности. Обеспеченная мощность ГЭС может заменять в энергетической системе мощность КЭС в период прохождения годового максимума нагрузки системы и в любой другой энергетический напряженный период расчетного маловодного года.

Увеличение установленной мощности ГЭС в пределах до вытесняющей мощности $N_{в.о.}$ позволяет уменьшить установленную мощность конденсационной электростанции с коэффициентом замены

$$\phi = \Delta N_r / \Delta N_r \approx 1,1 \div 1,15 \quad (11.14)$$

и выработку электроэнергии с коэффициентами замены

$$\phi = \Delta \mathcal{E}_r / \Delta \mathcal{E}_r \approx 1,03 \div 1,05. \quad (11.15)$$

Удельные капиталовложения на 1 кВт дополнительной мощности ГЭС a_r значительно меньше, чем для КЭС, т.е. $a_r < a_r$. Удельные ежегодные издержки ГЭС в несколько раз меньше, чем для КЭС. Поэтому в тех случаях, когда капиталовложения по дополнительной мощности ГЭС и КЭС производятся в одно и то же время, левая часть формулы (11.13) оказывается меньше ее правой части. Отсюда следует, что установленную мощность ГЭС выгодно увеличить до предельного значения вытесняющей мощности $N_r = N_{в.о.}$. Но обеспеченная пиковая мощность, а следовательно, и вытесняющая мощность ГЭС зависят от размера электропотребления. Поэтому появляется задача определения перспективного календарного года, по графику нагрузки которого необходимо определить вытесняющую и установленную мощности ГЭС. Этот перспективный год может на 15 — 20 лет отстоять от года пуска в эксплуатацию первых агрегатов ГЭС. На это время будут омертвлены те капиталовложения, которые необходимо сделать для того, чтобы через 15 — 20 лет установить на ГЭС ее последние агрегаты. В таких случаях в зависимости (11.13) для ГЭС надо подставить приведенные с учетом фактора времени удельные капиталовложения a_r и приведенные удельные ежегодные издержки u_r .

В предварительных расчетах для перспективного графика нагрузки (обычно зимнего дня) определяют обеспеченное по воде участие ГЭС в покрытии максимума нагрузки энергосистемы $N_{м.о.}$, выделяют часть резерва мощности системы $N_{ргЭС}$, которую целесообразно иметь на гидроэлектростанции, и получают установленную мощность ГЭС, равную вытесняющей, т.е.

$$N_r = N_{м.о.} + N_{ргЭС}$$

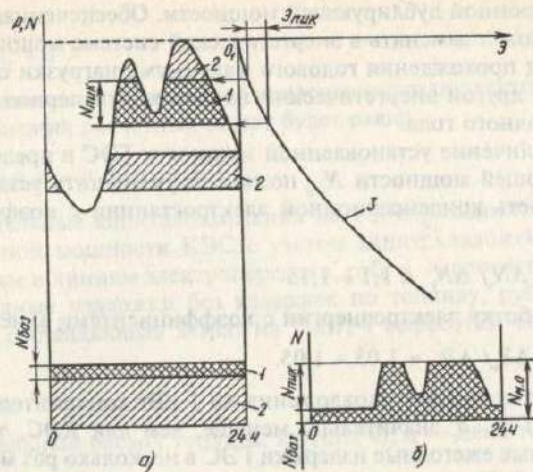


Рис.11.8. К выбору установленной мощности ГЭС по ее обеспеченной мощности:
 а — суточный график системы; б — суточный график проектируемой ГЭС; 1 — проектируемая ГЭС; 2 — эксплуатируемые ГЭС; 3 — анализирующая кривая

Если нет никаких ограничений суточного регулирования, то в пике графика нагрузки системы можно разместить всю обеспеченную выработку энергии $\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_0 = 24N_0$ и, пользуясь анализирующей кривой, получить обеспеченное участие ГЭС $N_{\text{м.о}}$ в максимуме нагрузки энергосистемы.

Если для неэнергетических водопотребителей и водопользователей необходимо подавать в нижний бьеф непрерывно базисный расход $Q_{\text{баз}}$, то, пропуская этот расход через турбины, получим базисную мощность ГЭС $N_{\text{баз}}$. В этом случае в пике можно разместить выработку энергии $\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_0 - N_{\text{баз}} \cdot 24 = (N_0 - N_{\text{баз}}) \cdot 24$ (рис. 11.8). При этом получим пиковую, т.е. регулируемую мощность ГЭС $N_{\text{пик}} = N_{\text{рег}}$ и узнаем обеспеченное участие ГЭС в покрытии максимума нагрузки энергосистемы $N_{\text{м.о}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{баз}}$. Добавив резерв мощности на ГЭС $N_{\text{ргЭС}}$, получим установленную мощность гидроэлектростанции $N_r = N_{\text{м.о}} + N_{\text{ргЭС}}$. При этом необходимо учитывать, что часть пика может быть занята гидроэлектростанциями, как это показано в гл.6.

При более детальном проектировании графика нагрузки энергосистемы для выбора установленной мощности ГЭС обосновывается расчетом.

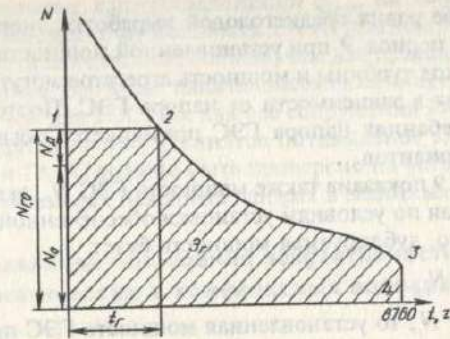


Рис.11.9. К выбору установленной мощности ГЭС по экономии топлива в системе

Обоснование установки на ГЭС сезонной дублирующей мощности. Установленную мощность ГЭС, выбранную по ее обеспеченной мощности, в отдельных случаях бывает целесообразно повысить за счет установки на ГЭС сезонной дублирующей мощности, которая даст только экономию топлива в системе. Для ГЭС, не имеющих годичного и суточного регулирования стока, вопрос о выборе установленной мощности ГЭС по ее сезонной мощности может иметь самостоятельное значение.

Если дополнительная мощность ГЭС не позволяет уменьшить установленную мощность других электростанций системы, то $\varphi = \Delta N_r / \Delta N_r = 0$. Установка на ГЭС такой дополнительной мощности может быть обоснована экономией топлива в энергосистеме. Из зависимости (11.13) при $\varphi = 0$ получим

$$t_r \approx \frac{p_0 a_r + u_r}{S_{\text{н}}} = \frac{p_3 a_r}{S_{\text{н}}} \quad (11.16)$$

Так как разница в выработке энергии по сравнимым электростанциям невелика, то без большой погрешности можно принимать $\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}$, что и было сделано при выводе формулы (11.16).

Если ГЭС работает с практически постоянным напором, то, отложив полученное значение t_r на графике продолжительности мощности водотока, построенного по данным за многолетний период, можно определить экономически обоснованную мощность ГЭС (рис.11.9). Площадь графика 012340 в соответствующую

шем масштабе равна среднегодовой выработке энергии ГЭС за многолетний период \mathcal{E}_r при установленной мощности N_r . Максимальный расход турбины и мощность агрегатов могут существенно изменяться в зависимости от напора ГЭС. Поэтому при небольших колебаниях напора ГЭС применяется обычный метод сравнения вариантов.

На рис. 11.9 показана также мощность ГЭС $N_{r,0}$ экономически целесообразная по условиям установки обеспеченной мощности. Следовательно, дублируемая мощность будет

$$N_d = N_r - N_{r,0} \quad (11.17)$$

Если $N_{r,0} > N_r$, то установленная мощность ГЭС принимается равной $N_{r,0}$.

Обоснование установки на ГЭС ремонтного резерва мощности. В энергосистемах с небольшим сезонным снижением нагрузки обычно необходим ремонтный резерв мощности. В качестве ремонтного резерва может быть использована сезонная базисная или пиковая мощность ГЭС. В таких случаях коэффициент вытеснения мощности получается равным

$$\varphi' = \varphi \frac{t_m}{12} \approx \frac{t_m}{10}, \quad (11.18)$$

где t_m — число месяцев работы сезонной мощности ГЭС в расчетном маловодном году.

Во всем остальном сохраняется методика, изложенная выше.

Выбор установленной мощности ГАЭС. При выборе установленной мощности ГАЭС на основе анализа суточных графиков нагрузки энергосистемы необходимо определить соотношение между мощностью ГАЭС в насосном и турбинном режимах.

В предварительных расчетах можно производить сравнение с заменяемой газотурбинной электростанцией и учитывать изменение режима базисных КЭС в часы ночного спада нагрузки, когда насосами перекачивается вода из нижнего в верхний водоем. Удельные капиталовложения a_r и ежегодные издержки u_r принимаются по ГЭС.

Дополнительно должна учитываться экономия от улучшения структуры и повышения надежности работы энергосистемы, которая до 1988 г. ориентировочно оценивалась в масштабе расчетных затрат в размере 6 руб/год на 1 кВт насосной мощности.

Удельная выработка или число часов использования t_r мощности ГАЭС получается 1000 — 2000 ч в год. Необходимо учиты-

вать, что удельные капиталовложения $a_{r,ГАЭС}$ на дополнительный киловатт установленной мощности ГАЭС при одинаковых напорах получаются значительно больше, чем для приплотинной ГЭС. Однако средние удельные капиталовложения обычно получаются меньше, чем для ГЭС, так как все сооружения ГАЭС, как правило, возводятся насухо. Принятое оптимальное значение мощности ГЭС и ГАЭС должно быть проверено на устойчивость при изменении основных исходных данных в заданных пределах.

11.6. Направление повышения эффективности гидроэнергетических и комплексных водохозяйственных объектов.

При определении эффективности ГЭС кроме экономических надо учитывать целый ряд других факторов. Существенное значение имеет создание социальной инфраструктуры для коренного населения (постройка школ, больниц, детских садов, клубов, спортивных сооружений и т.д.), улучшение бытовых условий (электрификация и теплофикация на базе электроэнергии и т.д.).

Строительство крупных ГЭС в неосвоенных районах Сибири, Дальнего Востока и Средней Азии создает условия для хозяйственного развития этих районов. К негативным факторам относятся: затопление, подтопление и переработка берегов водохранилища, влияние глубоких водохранилищ на сейсмичность.

При сравнении ГЭС с КЭС весьма важным является, что гидроэлектростанция использует возобновляемый источник энергии (энергию поверхностного стока рек), а конденсационная станция сжигает органическое топливо и тем самым истощает запасы невозобновляемых энергоресурсов.

В экологическом отношении ГЭС имеет значительное предпочтение перед КЭС; КЭС загрязняет воздух и почву, способствует выпадению кислотных дождей и является одним из основных факторов глобального экологического кризиса.

Социальные условия труда эксплуатационного персонала на ГЭС несравненно лучше, чем на КЭС. Производительность эксплуатационного персонала ГЭС в 5 — 6 раз выше, чем на КЭС, включая угледобычу. Хотя число трудящихся на строительстве ГЭС больше, чем на сооружении КЭС, но на эксплуатации — в несколько раз меньше. В целом строительство и эксплуатация ГЭС дает значительную экономию трудовых ресурсов.

Эффективность строительства гидроэлектростанции очередями.

1. Ввод агрегатов в две очереди. При полностью построенных гидротехнических сооружениях, включая здание русловой ГЭС, в первую очередь устанавливается несколько агрегатов, а агрегаты второй очереди устанавливаются в готовые блоки через несколько лет, когда это потребуется для энергосистемы. Если агрегаты ГЭС будут стандартизированы, то их изготовление в две очереди не представляет больших трудностей.

Достоинство ввода агрегатов ГЭС в две очереди заключается, в частности, в том, что при строительстве ГЭС реализуется подготовка к расширению гидроэлектростанции, т.е. к установке агрегатов второй очереди без необходимости взрывных работ.

2. Пусковой комплекс как способ ускорения пуска первых агрегатов при частично возведенной плотине требует дополнительных капиталовложений $K_{\text{доп}} = K_{\text{п.к}}$. Например, на приплотинной ГЭС сравнительно высокого напора требуется соорудить временные водозаборы, иногда приходится изготавливать и устанавливать временные агрегаты. Если на ГЭС устанавливаются диагональные турбины, то они могут работать с пониженными напорами при недостроенной плотине, как это было на Зейской ГЭС. В этих случаях не требуется изготавливать и после постройки плотины и наполнения водохранилища демонтировать временные агрегаты и заменять их штатными агрегатами.

Экономическая эффективность пускового комплекса определяется путем сопоставления эффекта от досрочной выработки энергии с капиталовложениями пускового комплекса $K_{\text{п.к}}$. Обозначим через $\Sigma \dot{E}_{\text{доср}}$ досрочную выработку энергии, получаемую в результате сооружения объектов пускового комплекса. При использовании тарифов надо определять по годам не только увеличение выработки энергии, но и мощности участия ГЭС в покрытии максимума нагрузки энергосистемы. Обозначим эффект, руб. через $K_{\text{эф}}$. Экономическая эффективность пускового комплекса определяется из условия $K_{\text{эф}} > K_{\text{п.к}}$. К тому же надо учитывать, что скорейшее получение электроэнергии представляет собой большое социальное благо.

3. Строительство гидроузла в две очереди. В ряде случаев ставится вопрос о строительстве в первую очередь плотины на неполный напор и одной гидроэлектростанции. Во вторую очередь достраивается плотина и строится вторая ГЭС. При этом электроэнергия получается в более ранние годы. Если при этом суммарные капиталовложения несколько увеличиваются, то их увеличение перекрывается эффектом от более раннего получения энергии.

Проверка экономической эффективности строительства гидроузла в две очереди проводится как и при пусковом комплексе. Преимущество пуска ГЭС на несколько лет раньше не вызывает сомнения. При этом кардинально облегчается подготовка водохранилища.

4. Разбивка гидроузла на две ступени использования водотока обычно целесообразна по условиям уменьшения затоплений, более раннего получения гидроэнергии. Эффективность уменьшения затоплений особенно наглядна для равнинных ГЭС. Упомянутая проблема весьма актуальна для крупных сибирских ГЭС.

Контрольные вопросы

1. Основные энергоэкономические показатели ГЭС и методы их определения.
2. В каких случаях установленная мощность ГЭС выбирается по ее обеспеченной мощности, по экономии топлива в системе или по условиям создания ремонтного резерва системы?
3. Как обеспечивается ускорение пуска ГЭС в эксплуатацию?
4. В чем заключается различие между вытесняющей и дублирующей мощностями ГЭС?
5. Как определяется эффективность установки временных агрегатов?

Темы рефератов

1. Влияние подпорной отметки гидроузла и полезного объема его водохранилища на параметры других ГЭС каскада.
2. Влияние экологических и социальных требований на выбор подпорной отметки гидроузла.
3. Рекреационные требования к выбору глубины сработки водохранилища.
4. Сравнительное влияние повышения природоохранных требований на экономические показатели ГЭС и КЭС.
5. Мероприятия по ускорению выдачи энергии строящейся ГЭС.

Раздел четвертый

Речные гидроузлы, деривация и станционный узел

Глава двенадцатая

Состав сооружений и компоновка энергетических и комплексных гидроузлов

12.1. Общие положения

Гидроузлом считают комплекс взаимосвязанных гидротехнических сооружений. В плотинной схеме использования водных ресурсов сооружают так называемые речные гидроузлы. В деривационной схеме имеются два гидроузла-головной (речной) и станционный и деривация. Различают энергетические и комплексные речные гидроузлы. В плотинной схеме использования водотока для энергетики основными сооружениями являются плотина, здание ГЭС и водосброс. В состав комплексного гидроузла, предназначенного для использования водотока для нужд нескольких водопользователей, входят плотина, водосброс и отраслевые сооружения — здание ГЭС, судоходный шлюз, водозабор для орошения, водоснабжения и др.

При экономической целесообразности в состав сооружений энергетического и комплексного гидроузла включаются сооружения для пропуска проходных рыб из нижнего в верхний бьеф-рыбоходы, рыбоподъемники.

Выбор створа, типов сооружений и компоновки гидроузла взаимосвязаны. Створ и компоновка гидроузла определяются местными природными условиями — топографическими, геологическими, гидрологическими, климатом.

Створ гидроузла целесообразно размещать ниже крупных притоков для получения большей выработки электроэнергии и выше крупных городов, чтобы избежать их затопления и подтопления. Важными факторами являются также экологические условия.

Если на основе всестороннего анализа створ намечается ниже крупного населенного пункта или важного объекта, то необходимо тщательно обосновать защиту их от затопления путем сооружения дамб и дренажных устройств на подтопляемой территории с отводом профильтровавшейся воды в нижний бьеф. Отказ от постройки защитных дамб и перенос из зоны затопления строе-

ний должны быть обоснованы по экологическим, экономическим, социальным и техническим условиям. Так, посредством технико-экономических расчетов выбирают район створа. Окончательно створ фиксирует на местности специально создаваемая компетентная комиссия.

Компоновка гидроузла неразрывно связана с выбором типа сооружений, решением принципиальных вопросов производства работ. Так, тип плотины — бетонная или грунтовая — радикально меняет состав и расположение сооружений. Строительство в одну очередь с временным отводом реки в искусственное русло или путем возведения плотины по частям, очередями, также меняет компоновку и тип сооружений.

Компоновку гидроузлов целесообразно рассмотреть применительно к каждому из основных трех типов гидроузлов — русловой, приплотинной и деривационной ГЭС [93,100].

12.2. Компоновка русловых ГЭС

Русловые ГЭС обычно строят на равнинных реках, имеющих небольшой уклон свободной поверхности воды. Многоводная равнинная река обычно судоходна. Поэтому в состав сооружений гидроузла включается судоходный шлюз. Решается вопрос о рыбном хозяйстве, и в случае экономической и экологической целесообразности в состав гидроузла включаются рыбопропускные сооружения.

Низконапорные гидроузлы на равнинных реках характерны большой шириной створа, т.е. длиной напорного фронта сооружений. Небольшой напор позволяет разместить здание ГЭС в одну линию с плотиной, где оно становится элементом напорного фронта (см. рис. 5.6). Места много и для здания ГЭС, и для водосбросных сооружений, остаются участки для глухой плотины, через которую не сбрасывают воду. В основании сооружений, как правило, залегают нескальные грунты (пески, глины). Для возведения глухих участков плотины принимаются преимущественно грунтовые материалы. При небольшой высоте плотины ее сопряжение с бетонными сооружениями (водосбросом, зданием ГЭС, шлюзом) с помощью устоев не представляет труда.

Определяется и порядок строительства — очередями (обычно в две очереди) без отвода реки по временному («строительному») каналу.

В пределах намеченного района строительства гидроузла выбирают створ, наиболее узкий в части русла и поймы. Предпоч-

тение отдают створу с более прочными и менее податливыми грунтами основания и местах расположения бетонных сооружений. По всему напорному фронту предпочтительны малопроницаемые и прочные в суффозионном отношении грунты основания.

Крутые повороты реки неблагоприятны для размещения гидроузла, предпочтительны прямые участки, хотя небольшая кривизна имеет свои преимущества (для расположения шлюза с приходными каналами на выпуклом берегу). Нормальный подход потока к створу гидроузла не так важен (скорости малы), важнее параллельное руслу сопряжение расходов водосброса и здания ГЭС с нижним бьефом. Этим определяется ориентировка створа относительно оси русла.

Большое значение для компоновки имеет решение комплекса вопросов: У какого берега расположить бетонные сооружения (здание ГЭС, водосброс, шлюз)? Все вместе или врозь (на разных берегах)? В русле или на пойме? Каждый вариант имеет свои преимущества и недостатки. Эти вопросы решаются на основании технико-экономических расчетов и удобства производства строительно-монтажных работ и эксплуатации сооружений после постройки ГЭС.

В зависимости от местных условий применяется русловая или пойменная компоновка сооружений. При русловой компоновке здание ГЭС и водосливная бетонная плотина располагаются в русле реки. При пойменной компоновке здания ГЭС и водосливная плотина размещаются на пойме.

Русловая компоновка основных сооружений. Бетонные сооружения ГЭС наиболее трудоемки в строительстве и сложны в эксплуатации. Их следует располагать у того берега, с которого проще начать строительство — вблизи дороги, есть населенные пункты, это дает выигрыш в сроках возведения гидроузла. Эксплуатационному персоналу тоже удобнее, если здание ГЭС и сопутствующие хозяйства не отделены рекой от поселка.

С этих точек зрения и шлюз удобно располагать на одном берегу со зданием ГЭС и водосбросом. Такую компоновку особенно поддерживают строители — имеется общее бетонное хозяйство; невелики транспортные расходы на доставку опалубки, бетонной смеси, армокаркасов. Однако близость сооружений разного назначения друг к другу имеет и отрицательную сторону. Открытие водосбросных отверстий плотины, включение в работу турбин меняют значение и направление скоростей в нижнем бьефе, что может помешать безопасному входу судов в близкорасположенный подходной к шлюзу канал. Поэтому свои преимуще-

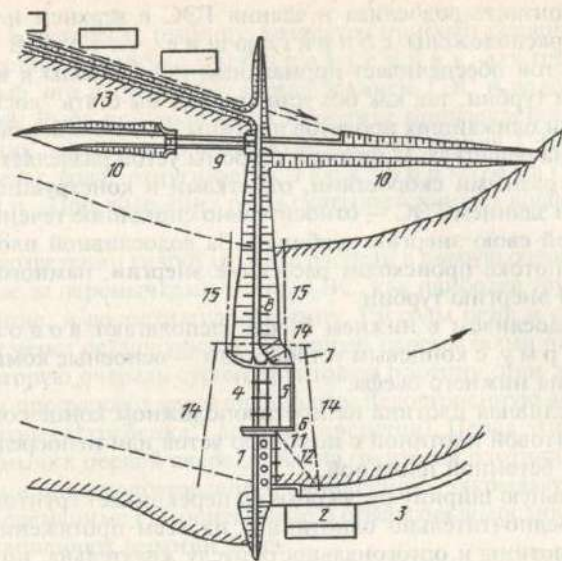


Рис. 12.1. Низконапорный русловой комплексный гидроузел:

1 — здание ГЭС с монтажной площадкой; 2 — открытое распределительное устройство; 3 — подъездной путь; 4 — водосливная плотина; 5 — водобой и рисберма с ковшом; 6 — направляющий пирс; 7 — сопрягающий устой; 8 — грунтовая плотина; 9 — судоходный шлюз; 10 — подходные каналы с причалами; 11 — рыбоподъемник; 12 — рыбозаградитель; 13 — защитная дамба с дренажем; 14, 15 — перемычки 1-й и 2-й очереди

ства имеет и расположение здания ГЭС и судоходного шлюза на разных берегах реки. На рис. 12.1 показано, что здание ГЭС расположено у правого, слегка вогнутого берега. Близость к берегу облегчает связь с расположенным на берегу распределительным устройством и другими хозяйствами, транспорт оборудования (турбины, генераторы, трансформаторы, мостовые краны) при монтаже и ремонте. К берегу здание ГЭС примыкает своей монтажной площадкой.

Водосброс типа бетонной водосливной плотины расположен ближе к глубокой части русла реки: так можно экономичнее решить вопросы сопряжения мощного сбросного потока с нижним бьефом, предотвратить размывы русла, подмывы сооружения. Обычно водослив располагают рядом со зданием ГЭС, разрыв между ними нецелесообразен, заполнять его глухой бетонной плотиной или грунтовой, требующей устоев с обеих сторон, не экономично.

На контакте водослива и здания ГЭС в верхнем и нижнем бьефах расположены сопрягающие устои. В верхнем бьефе устой обеспечивает нормальный подход воды к водоприемникам турбин, так как без устоя он мог бы стать "косым" при открытии ближайших пролетов плотины, увеличились бы потери напора на решетках. С низовой стороны устой разделяет участки бьефа с разными скоростями, отметками и конструкциями dna русла. За зданием ГЭС — относительно спокойное течение воды, отдающей свою энергию турбинам. За водосливной плотиной в бурном потоке происходит рассеяние энергии, намного превышающей энергию турбин.

За водосливом в нижнем бьефе располагают водобой и рибсбему с концевым устройством — основные компоненты крепления нижнего бьефа.

Водосливная плотина на противоположном конце сопрягается с грунтовой плотиной с помощью устоя или непосредственно с глухой бетонной плотиной.

Остальную ширину русла обычно перекрывает грунтовая плотина, предпочтительно однотипная на всем протяжении. Прямизна плотины и ортогональность руслу желательна, но не обязательна.

На левом, выпуклом берегу грунтовую плотину прорезает судородный шлюз с подходными каналами. Плотина примыкает либо к верхней голове шлюза, либо к нижней, каждый из вариантов имеет свою мотивировку. Если шлюз расположен в нижнем бьефе, то конструкция облегчается, но мост на верхней голове должен быть разводной для пропуска судов. Если шлюз в верхнем бьефе, его необходимо утяжелить, иначе он может всплыть при опорожнении. Мост на нижней голове в этом случае не мешает судам выходить в нижний бьеф.

Шлюз с подходными каналами представляет собой длинную прямую линию, поскольку камера шлюза и причалы подходных каналов рассчитаны на караваны судов. Ориентировка этой линии определяется только водно-транспортными соображениями — верховой канал начинается в верхнем бьефе на относительно высоких отметках порога верхней головы, низовой выходит в нижний бьеф, сопрягаясь с фарватером кривой большого радиуса. Линия эта обычно не перпендикулярна оси плотины.

При сравнительно большом напоре гидроузла шлюз делают из нескольких ступеней. При большом грузообороте делают несколько ниток шлюзов — одно- или многоступенчатых. По каждой из них суда идут в одном направлении, не ожидая пропуска встречных.

Если в интересах рыбного хозяйства принято решение строить в составе гидроузла рыбоподъемник для проходных видов рыб, его располагают между зданием ГЭС и водосливной плотиной. Рыба при ходе вверх на нерест привлекается в рыбоподъемник течением воды через него, а от здания ГЭС, откуда также течет вода, отпугивается электрорыбозаградителями. При ходе вниз рыба скатывается через водосливную плотину.

При возведении гидроузла в две очереди в первую очередь строят в русле за перемычками здание ГЭС, как наиболее трудоемкое сооружение, и водосливную плотину. Расходы реки и суда пропускают через оставшуюся, стесненную перемычками часть русла. Во вторую очередь строят грунтовую плотину, при этом расход реки пропускают через специально недостроенную водосливную плотину ("гребенка", донные отверстия). Перед этим убирают перемычки первой очереди. Когда грунтовая плотина готова и водохранилище подготовлено к наполнению, закрывают и бетоннируют временные ("строительные") отверстия водосливной плотины, наполняют верхний бьеф.

Строительство шлюза не определяет срока строительства гидроузла, его строят, когда удобно, когда есть строительные машины и персонал. Не прост вопрос судоходства на втором этапе строительства. Верхний бьеф не наполнен, и войти в верхний подходный канал шлюза нельзя. Пройти через гребенку тоже невозможно. В зависимости от интенсивности судоходства принимают одно из следующих решений: прекращают сквозное судоходство на время возведения грунтовой плотины (переваливают грузы через створ гидроузла); делают временный шлюз для прохода судов при низкой отметке подпора, создаваемого перемычкой второй очереди; приспособливают постоянный шлюз к работе при этой низкой отметке подпора. Последний вариант требует увеличения глубины верхнего подходного канала, устройства временного (низкого) порога в верхней голове, изменения положения шлюза, каналов и причалов в плане.

Остров в русле реки с благоприятными геологическими условиями облегчает строительство продольной перемычки, может даже ее заменить.

Если из-за недостаточной ширины русла необходимо сократить длину водосливной плотины, можно часть сбросного расхода направить в глубинные отверстия в подводном массиве здания ГЭС, т.е. применить так называемый созмешенный (с водосбросами) тип ГЭС. При этом следует делать водосбросные отверстия

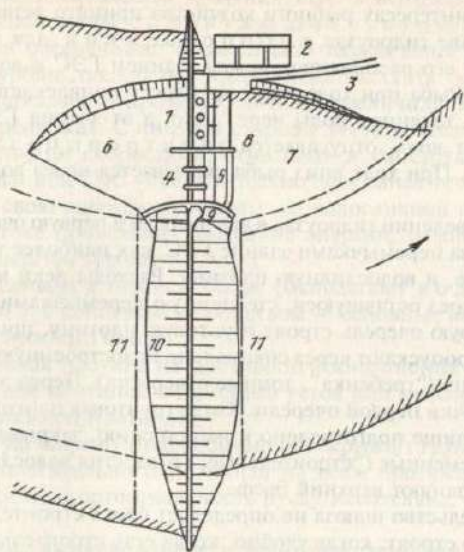


Рис. 12.2. Пойменная компоновка русловой ГЭС:

1 — здание ГЭС совмещенного типа; 2 — распределительство; 3 — подъездный путь; 4 — водосливная плотина; 5 — водобой и рисберма; 6 — подводящий канал; 7 — отводящий канал; 8 — пирс; 9 — устой; 10 — грунтовая плотина; 11 — перемычки 2-й очереди

не слишком большими, чтобы они не потребовали значительно-го увеличения длины здания ГЭС. Высотное положение водосбросов относительно спиральных камер может быть различным (см. гл. 21). Примерами русловой компоновки служат Чебоксарская ГЭС на р. Волге, Шульбинская ГЭС на р. Иртыш и др.

Пойменная компоновка гидроузла отличается от русловой расположением здания ГЭС и водосброса на пойме, а не в русле. Это требует строительства подводящего канала к водоприемникам турбин и временным донным отверстиям (гребенке) водосливной плотины и соответственно отводящего канала от ГЭС и постоянных и временных водосбросов (рис. 12.2).

Пойменная компоновка применена, например, на Волжской ГЭС. Увеличение объемов работы может быть обосновано малой шириной русла, не допускающей его стеснения перемычками при возведении сооружений первой очереди. Чрезмерное стеснение может вызвать размывы русла и подмыв перемычек, а также вос-

препятствовать судоходству на первом этапе строительства гидроузла. Есть еще одно объяснение пойменной компоновке — сокращение общего срока строительства гидроузла. Этот срок зависит, в частности, от начала и конца работ на объектах первой очереди — здании ГЭС и гребенке водосливной плотины. Чтобы строить перемычки в русле, осушать котлован перед началом бетонирования сооружений, нужны достаточно мощная техника и контингент рабочих, которых в начале строительства может не быть. Отрыть котлован на берегу без перемычек гораздо проще, бетонирование может начаться раньше, приблизится и ввод ГЭС в эксплуатацию. Увеличение объемов работ по выемке каналов может этим окупиться. Уменьшить выемки по каналам можно применив совмещенный тип здания ГЭС.

Грунтовая плотина при пойменном расположении бетонных сооружений перекрывает все русло реки.

Эти особенности исчерпывают отличия пойменной компоновки от русловой в буквальном понимании.

12.3. Компоновка приплотинных ГЭС

Приплотинные гидроузлы крупных ГЭС обычно характерны относительно неширокими створами и большим напором (40 м и более) при относительно большом уклоне свободной поверхности реки. Такая ситуация свойственна предгорным и горным районам, где берега сложены скальными породами, скала есть и в русле, но иногда перекрытая толстым слоем аллювия.

Компоновку гидроузла определяет тип плотины — бетонная или грунтовая.

При бетонной плотине независимо от ее типа (см. рис. 5.4) гравитационная, контрфорсная или арочная — компоновка проще, не так многовариантна. Если ширина русла достаточна, строительство плотины ведется в две очереди. Сначала строится на неполную высоту водосливная плотина с временными донными отверстиями для пропуска строительных расхождений, потом стационарная плотина с водоприемниками и турбинными водоводами и здание ГЭС (рис. 12.3).

Водоприемники ГЭС со всем их оборудованием располагают в верхней части стационарной плотины, под уровнем мертвого объема. Иногда делают глубинный водоприемник (см. гл. 20).

Турбинные трубопроводы располагают либо в теле стационарной плотины, либо на ее низовой грани. Второй вариант предпочтителен по условиям строительно-монтажных работ,

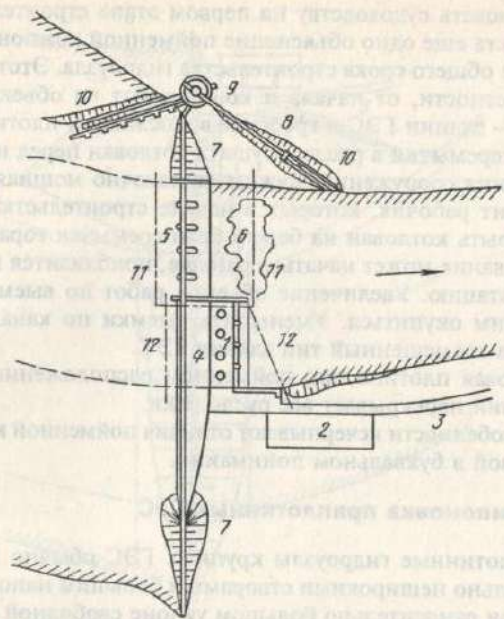


Рис.12.3. Транспортно-энергетический гидроузел при бетонной плотине.

1 — здание ГЭС; 2 — распределительное устройство; 3 — подъездной путь; 4 — бетонная гравитационная плотина; 5 — волослив с трамплином; 6 — размыты русла; 7 — грунтовый концевой участок плотины; 8 — наклонный судоподъемник; 9 — поворотный круг; 10 — подходы каналы; 11, 12 — перемычки 1-й и 2-й очереди

позволяет строить станционную плотину независимо от монтажа трубопроводов, ставить плотину под напор независимо от числа смонтированных трубопроводов, ранее пускать в эксплуатацию первые агрегаты, достраивать остальные трубопроводы по мере ввода последующих турбин в эксплуатацию.

Здание приплотинной ГЭС располагают возможно ближе к подножию бетонной плотины, причем в случае арочной плотины нет препятствий сделать здание криволинейным, concentрическим арочному телу плотины. В эксплуатации криволинейные здания немногим хуже прямолинейных. С целью экономии скальных работ при врезке сооружений в берега на Саяно-Шушенской ГЭС построена арочно-гравитационная плотина и криволинейное в плане здание ГЭС (рис. 12.4).

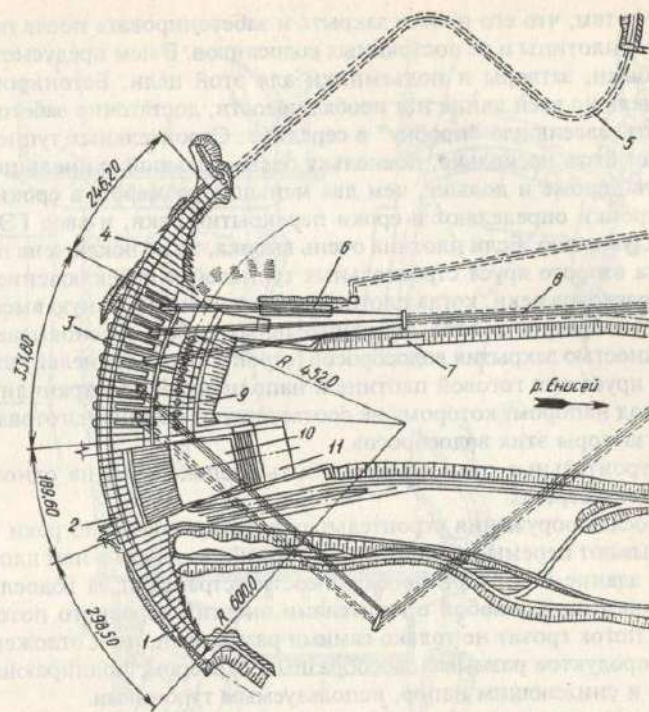


Рис.12.4. План Саяно-Шушенской ГЭС:

1 — правобережная глухая плотина; 2 — водосливная плотина; 3 — станционная плотина; 4 — левобережная глухая плотина; 5 — транспортный туннель на гребень плотины; 6 — служебно-технический корпус; 7 — причал для разгрузки рабочих колес турбины; 8 — подземные железнодорожные пути; 9 — здание ГЭС; 10 — водобойный колодец; 11 — водобойная плита

Если берега (или один берег) в створе плотины пологие, г л у х и е концевые части плотины получаются длинными. Поскольку самые экономичные типы глухой плотины — грунтовые, имеет смысл ими заменять концевые участки бетонной плотины. Участки эти не должны быть высокими, чтобы не потребовались массивные бетонные сопрягающие устои. Высокие глухие участки плотины целесообразно возводить бетонными.

Если русло недостаточно широкое, работы приходится начинать со строительства искусственного временного русла на берегу в виде канала, трубы или строительного туннеля в береговом скальном массиве. Искусственное русло отли-

чается тем, что его просто закрыть и забетонировать после постройки плотины и ее постоянных водосливов. В нем предусмотрены быки, затворы и подъемники для этой цели. Бетонировать туннель по всей длине нет необходимости, достаточно забетонировать массивную "пробку" в середине. Строительных туннелей может быть несколько, поскольку очень большой туннель построить дороже и дольше, чем два меньших размеров, а сроки их постройки определяют и сроки перекрытия реки, и ввод ГЭС в эксплуатацию. Если плотина очень высока, то не исключена проходка второго яруса строительных туннелей и переключение на них расходов реки, когда плотина возведена на неполную высоту. Целесообразность этих дополнительных работ обосновывается сложностью закрытия водосбросов (строительных туннелей) нижнего яруса при готовой плотине и наполненном водохранилище, т.е. под напором, которому не соответствуют обычно изготавливаемые затворы этих водосбросов.

Строительные туннели могут быть расположены на одном и на обоих берегах.

После сооружения строительных водосбросов русло реки перекрывают перемычками, роют котлован и возводят в нем плотину и здание ГЭС. При необходимости устраивают за водосливной плотиной водобой с гасителями энергии сбросного потока. Этот поток грозит не только самими размывами, но и отложениями продуктов размыва: своеобразным барьером, подпирающим бьеф и снижающим напор, используемым турбинами.

Если русло реки настолько узкое, что в нем нельзя разместить и здание ГЭС, и водосливную плотину, возможны следующие варианты: совмещение здания ГЭС с водосбросом, называемое водосливной ГЭС, где речной поток сбрасывается, как с трамплина, с массивного перекрытия здания; возведение водосброса на берегу с использованием в качестве отводящего участка соответствующей части строительного туннеля (за "пробкой"); двухрядное расположение агрегатов ГЭС, что сокращает длину здания (за счет увеличения его ширины); вынос здания на берег с оставлением всей русловой части плотины для водосброса (рис. 12.5).

В последнем варианте здание ГЭС располагается вдоль берега, врезано в него и связано с нижним бьефом коротким отводящим каналом. Водоприемник размещают в конце плотины, к нему примыкает подводный канал; трубопроводы подают воду к турбинам по береговому склону. Если это экономичнее и надежнее, турбинные водоводы могут быть сделаны в виде напорных шахт. Здание ГЭС может быть и подземным, связанным с нижним бье-

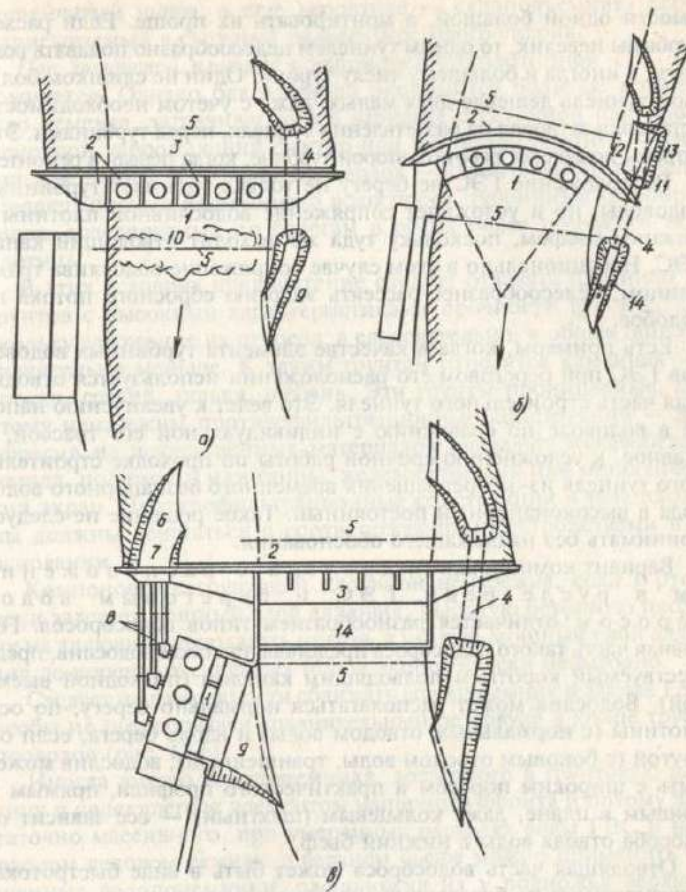


Рис. 12.5. Компонировка ГЭС при бетонной плотине в узком створе:

a — водосливная ГЭС; *б* — береговой водосброс; *в* — береговое расположение ГЭС; *1* — здание ГЭС; *2* — бетонная плотина; *3* — водослив; *4* — строительный туннель; *5* — перемычки; *6* — подводный канал; *7* — водоприсемник; *8* — турбинные трубопроводы; *9* — отводящий канал; *10* — размывы русла; *11* — траншейный туннельный водосброс; *12* — подходная выемка; *13* — траншея; *14* — водобой с гасителями

фом коротким отводящим туннелем.

Каждую турбину обычно питает один водовод, однако при большом расходе турбины подавать его могут и два водовода, если это трубопроводы. Стоимость двух малых труб немного выше сто-

имости одной большой, а монтировать их проще. Если расход турбины невелик, то одним туннелем целесообразно подавать воду двум, а иногда и большему числу турбин. Один не слишком большой туннель дешевле двух малых, даже с учетом необходимости установки затворов на разветвлении туннеля, перед турбинами. Эти затворы позволяют работать второй турбине, когда первая в ремонте.

Расположение ГЭС на берегу не только удлиняет турбинные водоводы, но и усложняет сопряжение водосливной плотины с нижним бьефом, поскольку туда же выходит отводящий канал ГЭС. Нерационально в этом случае сопряжение водослива трамплином, целесообразнее рассеять энергию сбросного потока на водобое.

Есть примеры, когда в качестве элемента турбинных водоводов ГЭС при береговом его расположении используется отводящая часть строительного туннеля. Это ведет к увеличению напора в водоводе по сравнению с индивидуальной его трассой, а главное, к усложнению срочной работы по проходке строительного туннеля из-за превращения временного безнапорного водовода в высоконапорный постоянный. Такое решение не следует принимать без надлежащего обоснования.

Вариант компоновки гидроузла с расположением в русле реки ГЭС и береговым водосбросом отличается разнообразием типов водосбросов. Головная часть такого водосброса представляет собой водослив, предшествуемый коротким подводным каналом (подходной выемкой). Водослив может располагаться нормально берегу, по оси плотины (с нормальным отводом воды) и вдоль берега, если он крутой (с боковым отводом воды, траншейный); водослив может быть с широким порогом и практического профиля, прямым и кривым в плане, даже кольцевым (шахтный) — все зависит от способа отвода воды в нижний бьеф.

Отводящая часть водосброса может быть в виде быстротока, трассируемого по береговому склону и заканчиваемого трамплином или гасителем другого типа; в виде наклонной шахты, переходящей в отводящий туннель (при этом в качестве отводящей части, как указывалось, может быть использован низовой участок строительного туннеля); в виде вертикальной шахты, переходящей в туннель. Этому варианту соответствует кольцевой водослив, подходная выемка к которому должна обеспечивать подвод воды по всему периметру.

В составе гидроузла могут быть и судопропускные сооружения. Ввиду большого перепада уровней это должен быть много-

ступенчатый шлюз, а еще вероятнее — судоподъемник, легче выписываемый в сложный рельеф берегового склона.

При *грунтовой плотине* компоновка приплотинной ГЭС усложняется. Однако благодаря ей экономится большое количество цемента, затрачиваемого в варианте с бетонной плотиной. Основным удорожающим фактором при грунтовой плотине — увеличение длины всех видов водоводов — строительного туннеля, отводящей части постоянного водосброса, турбинных трубопроводов, трассируемых по берегам в обход более широкого тела плотины.

В этих условиях предпочтение следует отдавать плотинам из грунтов с высокими характеристиками прочности t_g ϕ и c , поскольку заложение их откосов, а следовательно, и общая ширина значительно меньше. К таким грунтам относятся каменная наброска, гравий, галька, щебень. Эти грунты проницаемые, поэтому неизбежны противофильтрационные конструкции — диафрагма из искусственных материалов (асфальт, железобетон, металл, полимеры) или глины; железобетонный или металлический экран. Противофильтрационные конструкции в теле плотины должны сочетаться с соответствующими устройствами в ее основании.

Компоновка с грунтовой плотиной неизбежна, если в русле реки залегает мощный слой аллювия. Высокую бетонную плотину на аллювий располагать нельзя, а удалять мощный слой аллювия до коренных скальных пород экономически невыгодно.

Следует по возможности сближать водоприемник и здание ГЭС, чтобы не потребовался уравнильный резервуар в конце трубопроводов (рис. 12.6).

Иногда вместо водоприемника, врезаемого в грунтовую плотину и являющегося элементом напорного фронта и потому достаточно массивного, при умеренных расходах воды ГЭС и неопасном ледовом режиме в верхнем бьефе можно применить башенные водоприемники, расположив их у подножья верхнего откоса плотины. Вода из бьефа поступает в них со всех сторон через отверстия, расположенные немного ниже УМО, опускается по стволам башен и проходит под плотиной по трубопроводам к турбинам здания ГЭС. Трубопроводы для возможности осмотра прокладываются в проходной галерее, которая врезана в коренной грунт. В насыпном грунте плотины эту галерею укладывать нельзя, она может быть повреждена при осадке плотины. Береговая компоновка водосбросных сооружений при грунтовой плотине аналогична варианту с бетонной плотиной. Временные строи-

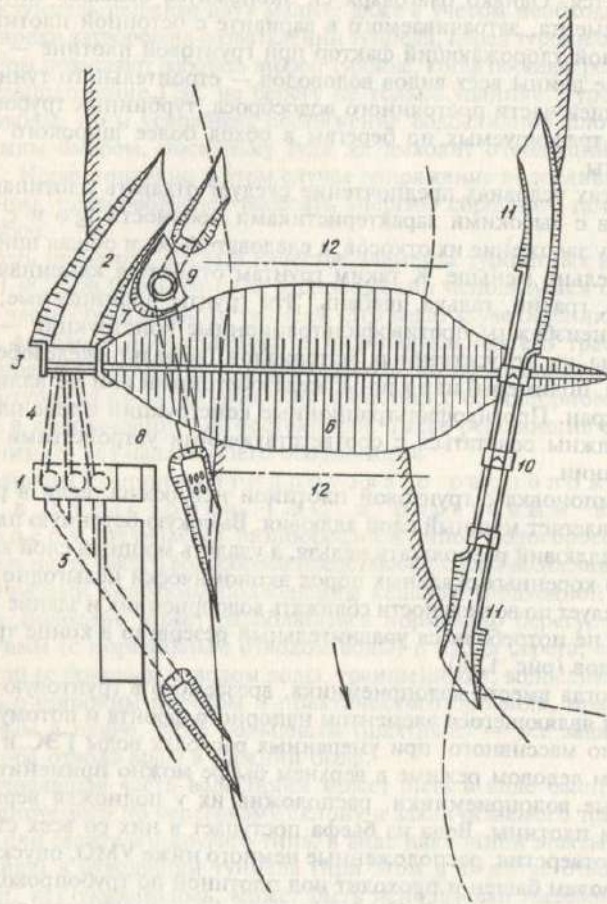


Рис. 12.6. Транспортно-энергетический гидроузел при грунтовой плотине:

1 — подземная ГЭС; 2 — подходная выемка; 3 — водоприемник; 4 — турбинные туннельные водоводы; 5 — отводящие туннели в канал; 6 — грунтовая плотина; 7 — шахтный водосброс; 8 — водобойный колодец; 9 — строительный туннель; 10 — двухступенный шлюз; 11 — подходные каналы; 12 — перемычки

тельные туннели здесь необходимы. Постоянный водосброс может быть любого из упомянутых ранее типов (рис. 12.7).

При малых паводковых расходах они могут пропускаться во время строительства по трубам, проложенным в основании плотины, впоследствии закрываемых бетонными «пробками». В качестве постоянного сооружения могут быть применены башенные водосбросы, состоящие из водосливов в развитом по периметру оголовке башни, отводящей трубы в основании плотины и гасителей в нижнем бьефе. Не исключается возможность использовать трубы строительного водосброса в этом постоянном сооружении.

При компоновке гидроузла с грунтовой плотиной нужно решить вопросы, на каком берегу расположить водосброс и здание ГЭС — порознь или вместе. Для здания ГЭС нужно предпочесть более доступный и освоенный берег. Водосброс, если местные условия заставляют расположить его на том же берегу, что и ГЭС, следует располагать ближе к руслу, здание ГЭС ближе к берегу.

Необходимость устройства многоступенчатого шлюза или судоподъемника того или иного типа осложняет компоновку приплотинного гидроузла с грунтовой плотиной в большей степени, чем гидроузла с бетонной плотиной.

Рыбоподъемник, если он необходим, комплектуется в приплотинном гидроузле, будь он с бетонной плотиной или с грунтовой, примерно по тем же принципам, что и в русловом гидроузле (см. §12.2).

С целью интенсификации рыборазведения в дополнение к рыбопропускным сооружениям строятся рыбоводные заводы и нерестово-выростные хозяйства. Их расположение не связано с компоновкой гидроузла, но в стоимость строительства они включаются полностью или частично.

Реки горных и предгорных районов в естественном состоянии несут много наносов, взвешенных и влекомых, особенно в период паводков. После постройки плотины и создания водохранилища наносы верхнего бьефа в нем оседают, через турбины и водосбросы проходит вода осветленная. В нижнем бьефе поток начинает размывать и углублять русло, пока его уклон и скорость течения не придут в соответствие с мутностью. С этим прогнозом снижения уровня необходимо считаться при высотной компоновке здания ГЭС и выборе отметки рабочего колеса турбины, безопасной в отношении кавитации.

Прогнозируемые уровни в размываемом русле необходимо учитывать также при проектировании сопряжения сбросного по-

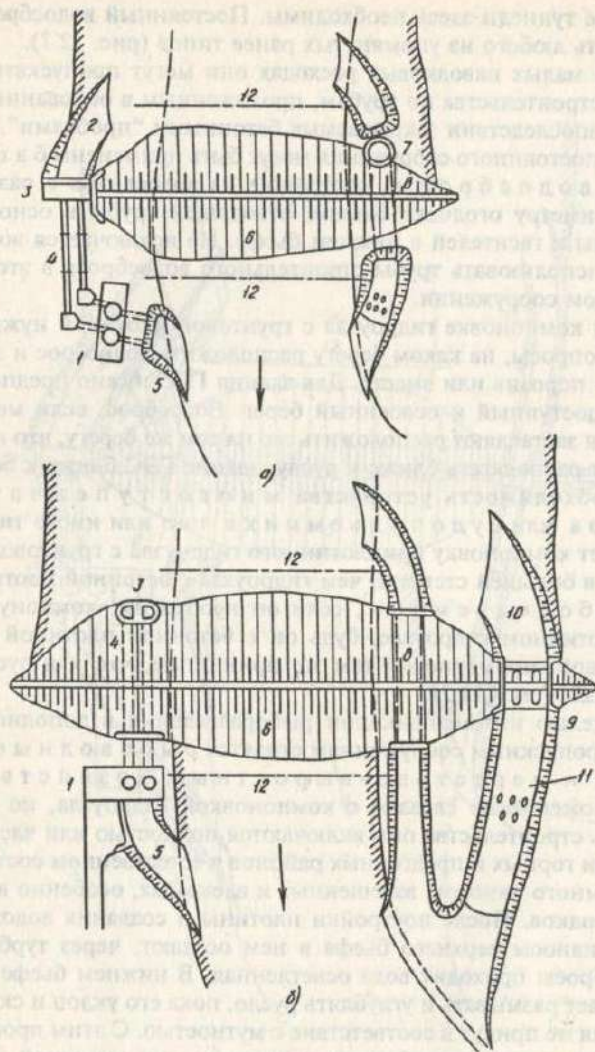


Рис. 12.7. Компонировка ГЭС при грунтовой плотине на малой реке:

a — полуподземная ГЭС и башенный водосброс; *б* — ГЭС с башенным водоприемником и поверхностный водосброс; 1 — здание ГЭС; 2 — подводящая выемка; 3 — водоприемник; 4 — турбинные трубопроводы; 5 — отводящий канал; 6 — грунтовая плотина; 7 — башенный водосброс; 8 — строительная труба; 9 — водосброс с нормальным отводом воды; 10 — подводящая выемка; 11 — быстроток; 12 — перемычки

тока нижней головы шлюза и дна нижнего подходного канала и при размещении входа в рыбоподъемник.

Прогноз заиления верхнего бьефа в процессе эксплуатации гидроузла также должен быть произведен и его результаты учтены при назначении отметки УМО и высотного положения отверстий водоприемника ГЭС и при решении вопроса о необходимости включения устройств для промыва отложившихся наносов в состав компоуемого гидроузла.

12.4. Компонировка деривационных ГЭС

Деривационные ГЭС строят обычно на горных реках с большим уклоном дна и очень часто с большим объемом взвешенных и влекомых по дну наносов.

Как было показано в гл. 5, деривация может быть безнапорная (канал, железобетонный лоток, безнапорный туннель) или напорная (туннель, трубопровод). В конце безнапорной деривации сооружается напорный бассейн, а в конце длинной напорной деривации — уравнительный резервуар.

Деривационные ГЭС отличаются большим числом и разнообразием сооружений. Можно выделить *компоновку деривационной ГЭС в целом и компоновку ее узлов — головного и станционного*, причем компоновать эти узлы надлежит совместно с выбором типа деривации.

Вначале должна быть составлена схема использования реки, намечен каскад ГЭС, выбрано местоположение гидроузлов (головного и станционного) и решен вопрос о высоте плотины в головном узле.

При наличии большого объема наносов в головном узле часто строится невысокая бетонная плотина с низким порогом и специальными устройствами для промыва, чтобы можно было при больших расходах воды пропускать наносы. В этом случае водозабор в деривацию строят поверхностного типа. Деривация безнапорная, преимущественно в виде канала. Для борьбы со взвешенными наносами в начале деривации сооружают отстойник, откуда осевшие наносы промывают в нижний бьеф. В межень участок реки ниже головного узла остается сухим (рис. 12.8), если на этом участке в реку не впадают притоки или ручьи.

Как правило, головной узел с низкой плотиной не создает крупного водохранилища. Его емкость в лучшем случае при небольшой длине деривации может быть использована для суточного регулирования. При длинном канале более экономичным

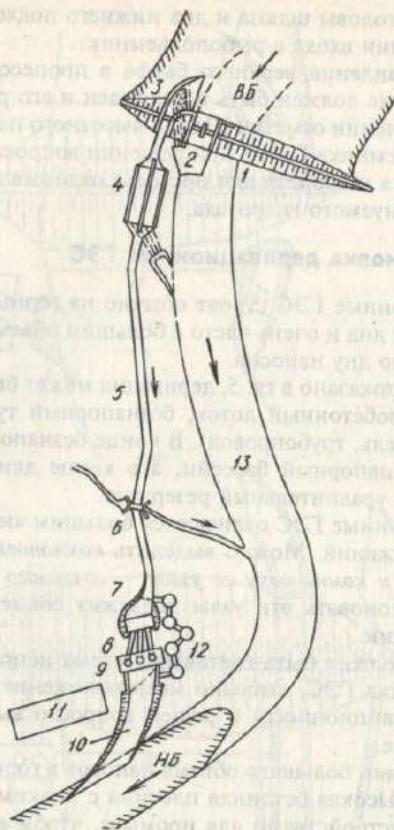


Рис. 12.8. Деривационная ГЭС с низкой плотиной:

1 — грунтовая плотина; 2 — водосброс; 3 — водоприемник с промывом донных наносов; 4 — отстойник; 5 — подводящий канал; 6 — лоток для переброски ручья; 7 — напорный бассейн; 8 — турбинные трубопроводы; 9 — здание ГЭС; 10 — отводящий канал; 11 — распределительное устройство; 12 — рыбоход; 13 — сухое русло реки

оказывается бассейн суточного регулирования в конце деривации, который входит в состав сооружений станционного угла. При благоприятных топографических условиях, если, например, имеется обширная впадина, она может быть использована для устройства бассейна суточного регулирования.

На небольших реках вместо канала может быть устроен лоток (деревянный или железобетонный, утепленный или открытый).

В горных условиях создание водохранилища не требует больших затоплений. Поэтому при благоприятных топографических и инженерно-геологических условиях на головном узле целесообразно построить высокую плотину и создать водохранилище годовичного или даже многолетнего регулирования стока. Выбор створа плотины производится на основе технико-экономических расчетов.

Очень важно при проектировании деривационной ГЭС исследовать экономически вопрос об оптимальном расположении плотины и здания ГЭС на протяжении рассматриваемого участка реки. Часть падения реки используется путем возведения плотины, часть за счет строительства деривации, подводящего и отводящего участков. Эти части необходимо обосновать расчетом.

В зависимости от соотношения частей напоров, создаваемых плотиной и деривацией, гидроэлектростанцию называют деривационной или плотинно-деривационной (см. рис. 5.10).

Компоновка низконапорного головного узла. На основе технико-экономического расчета и экологических условий должен быть решен вопрос, по какому берегу пойдет деривационный канал и где будут расположены сооружения станционного узла — напорный бассейн, турбинные водоводы, здание ГЭС. Если река маловодная, ущелье узкое, можно переходить с берега на берег для сокращения длины деривации или использования благоприятной геологии. Можно ввести деривацию в соседнюю долину; такая переброска стока реки часто дает экономический эффект — увеличивает напор ГЭС, мощность, выработку энергии и уменьшает длину деривации.

Головной узел деривационной ГЭС на горной реке, обильной наносами, при малой высоте плотины и небольшом водохранилище компонуют так, чтобы облегчить борьбу с влекомыми и взвешенными наносами. Если створ сравнительно широкий, то плотина обычно грунтовая. Водосброс располагают у берега, который выбран для трассы деривации, чтобы облегчить промыв наносов, могущих отложиться перед водоприемником. Для этой цели створ плотины помещают на закруглении русла, где выбранный берег вогнутый (см. рис. 12.8). На повороте реки в потоке возникает поперечная циркуляция, превращающая его в винтовой, причем поверхностные быстрые струи с малым содержанием наносов отклоняются по инерции к вогнутому берегу (к водоприемнику), а донные, влекущие наносы отходят к выпуклому берегу и там проносятся через открытые пролеты водосброса или образуют пляж.

Поскольку плотина невысокая, водосброс проектируют по типу водослива с широким порогом. Работает он во время паводков для сброса неиспользуемых излишков воды.

Верхний бьеф в таких условиях обречен на заиление, заполнение наносами. Попытка промыва бьефа дает эффект только вблизи водосброса и водоприемника, поэтому, чтобы сохранить объем бьефа хотя бы для суточного регулирования, эксплуатируют гидроузел при двух подпорных уровнях (ПУ). Летом во время паводка при низком ПУ и отсутствии призмы регулирования ГЭС все время работает полной мощностью. Зимой при малых расходах и отсутствии наносов ГЭС работает при более высоком ПУ, покрывает пики графика нагрузки, используя незаносимую призму регулирования между летним и зимним подпорными уровнями.

Борьба с наносами — дело сложное: существует много типов водоприемников с промывными устройствами (рис. 12.9). Так называемый двухъярусный водозабор (рис. 12.9, а) представляет собой сооружение, стоящее в русле у берега и имеющее два яруса отверстий — донные, через которые выносятся во время паводка прямо в русло влекомые наносы, и поверхностные, через которые, будучи повернута в сторону берега, поступает в деривацию вода, не содержащая таких наносов.

Водозабор с промывными галереями (рис. 12.9, б) строят по тому же принципу, но ориентируют его не по руслу, а нормально берегу. Вода идет прямо в деривацию, а наносы проходят через нижний ярус отверстий и по подземным галереям поворачивают в русло, в нижний бьеф. От мутности потока зависит, чему отдать предпочтение (прямой путь) — воде или наносам. "Кавказский водозабор" (рис. 12.9, в) устраивают на малых реках с крупными наносами, влекомыми во время паводка. В широком пороге водосливной плотины устраивают водозаборную прорезь, защищенную от крупных наносов решеткой. Прорезь ведет в галерею в теле водослива, а галерея — в деривацию. В паводок водосливы открыты, наносы с избытком воды проходят в нижний бьеф, нужный расход воды поступает в деривацию по галерее. При малой воде водосливы плотины закрыты, наносов нет, вода поступает в деривацию через "зимний" водоприемник обычного типа.

В водоприемнике избавиться от взвешенных наносов нельзя, для этого устраивают отстойники. В них нужно осажать наносы такой крупности, которую признают недопустимой из-за эрозии поверхности бетона, металлоконструкций, оборудования,

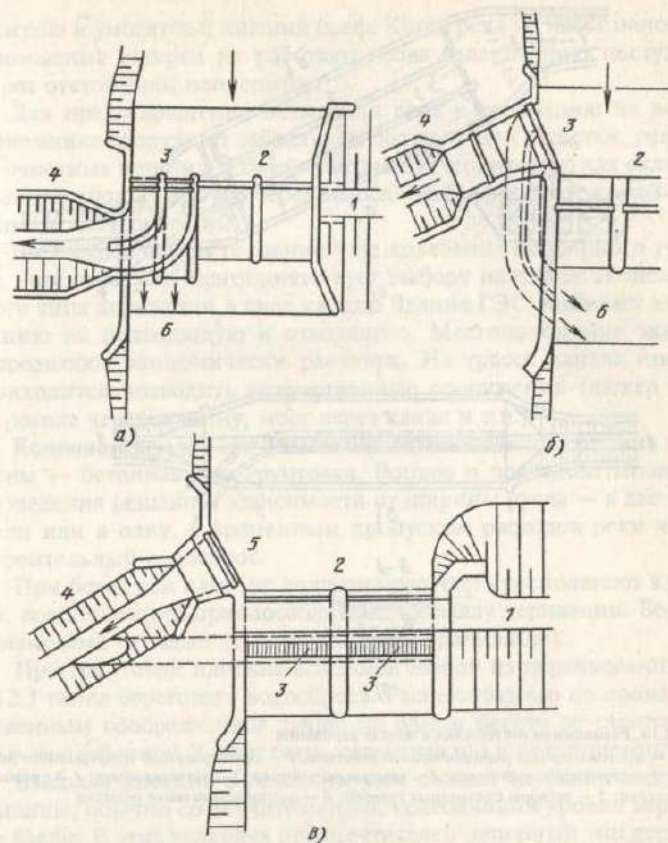


Рис. 12.9. Компонка водоприемника деривационного канала с промывом наносов:
а — двухъярусный водозабор; б — с промывными галереями; в — кавказский тип; 1 — грунтовая плотина; 2 — водосброс; 3 — водоприемник; 4 — начало деривационного канала; 5 — зимний водоприемник; 6 — промыв наносов

в первую очередь турбин. Осаждение наносов нужно также, чтобы не было заиления канала и напорного бассейна. Осевшие в отстойнике наносы промывают в нижний бьеф. Чтобы затратить на эту операцию меньше воды, нужно обеспечить ей соответствующую скорость, т.е. нужно иметь достаточный перепад уровней между верхним бьефом и рекой в месте выхода промывных галерей отстойника. Если перепад мал, нужно переместить от-

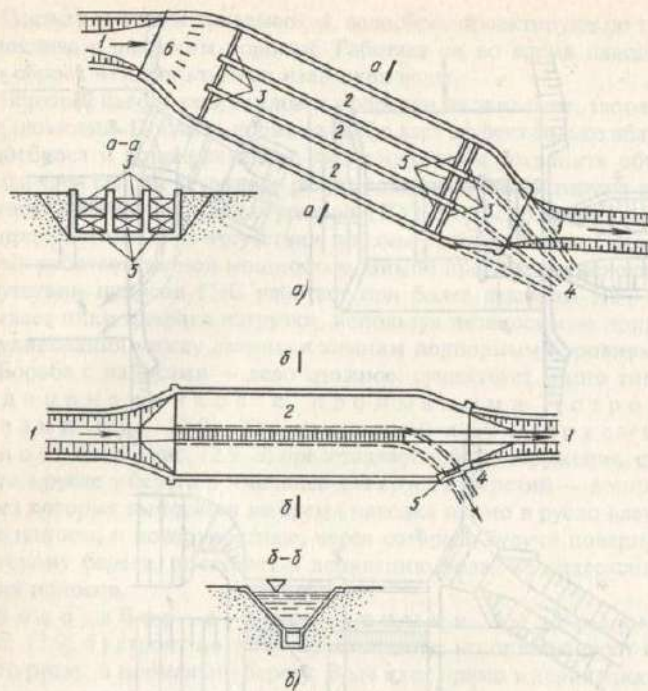


Рис. 12.10. Размещение отстойника в начале деривации.

а — многокамерный периодического действия; *б* — однокамерный непрерывного действия; 1 — деривационный канал; 2 — камеры отстойника; 3 — затворы камер; 4 — промывные галереи; 5 — затворы промывных галерей; 6 — распределительная решетка

стойник дальше по трассе деривации и течению реки. Типов отстойников достаточно много (рис. 12.10). Отстойник периодического действия представляет собой несколько камер большого поперечного сечения, в которых малая скорость и большая длина обеспечивают осаждение всех опасных частиц наносов. Несколько камер делают для того, чтобы во время промыва одной из них питать деривацию водой через остальные.

Есть отстойники непрерывного действия. Их камеры имеют наклонные стены и узкое дно, в котором заделана решетка, отделяющая камеру от промывной галереи. Оседающие в отстойнике наносы непрерывно поступают в промывную

галерею и уносятся в нижний бьеф. Когда река не несет наносов, промывные галереи не работают. Вода в деривацию поступает через отстойники непрерывно.

Для предотвращения попадания сора в деривацию на водоприемнике сооружают забральную балку, ставят решетки, решеткоочистные машины и предусматривают территорию для складирования сора. Сброс его через водослив в бьеф нижележащей ступени нецелесообразен.

В низконапорном головном узле колебание подпорного уровня невелико, что благоприятствует выбору наиболее экономичного типа деривации в виде канала. Здание ГЭС разбивает деривацию на подводящую и отводящую. Местоположение здания определяют экономически расчетом. На трассе канала иногда приходится возводить искусственные сооружения (дюкер при переходе через ложину, мост через канал и т.п.).

Компоновка узла ГЭС с высокой плотинной зависит от типа плотины — бетонная или грунтовая. Вопрос о последовательности возведения решают в зависимости от ширины русла — в две очереди или в одну, с временным пропуском расходов реки через строительный водосброс.

При бетонной плотине водосливную часть располагают в русле, водоприемник приспособляют к началу деривации. Борьба с наносами отпадает (они осели в водохранилище).

При грунтовой плотине возможен любой из перечисленных в §12.3 типов берегового водосброса. Располагать его по производственным соображениям лучше на одном берегу со строительным водосбросом (может быть, совмещая их) и водоприемником.

Высокая плотина в головном узле создает глубокое водохранилище, обычно со значительными колебаниями уровня верхнего бьефа. В этих условиях предпочтителен напорный тип деривации — туннель, трубопровод.

Примерами водоприемника для туннельной деривации являются порталный и шахтный типы (рис. 12.11). Шахтный водоприемник приспособлен для большой глубины сработки водохранилища, имеет расширенный для размещения решеток вход (портал) и шахту для управления затворами в начале трассы туннеля.

При сравнительно небольших расходах воды экономически выгодным оказывается деривационный напорный трубопровод. Отводящая деривация с этим выбором не связана, может оставаться безнапорной в виде канала (или лотка).

Трасса трубопровода от глубинного водоприемника до ур-

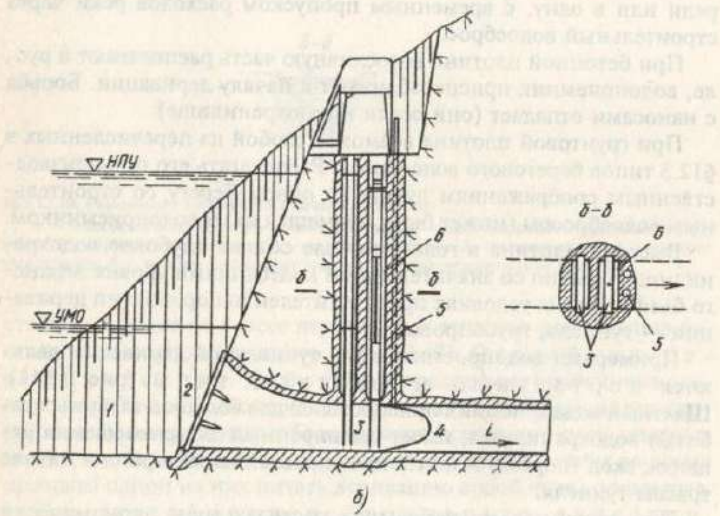
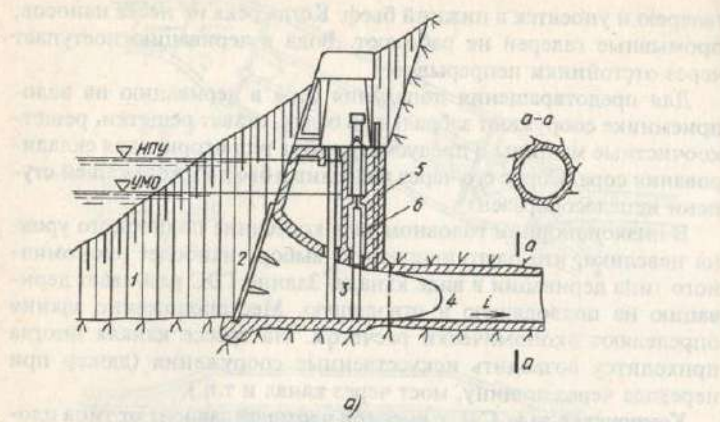


Рис. 12.11. Компоновка глубинного водоприемника деривационного туннеля:
a — порталный; *б* — шахтный; 1 — подходная выемка; 2 — сорозадерживающая решетка; 3 — затворы основной и ремонтный; 4 — начало деривационного туннеля; 5 — воздухоотвод; 6 — сухая шахта затвора

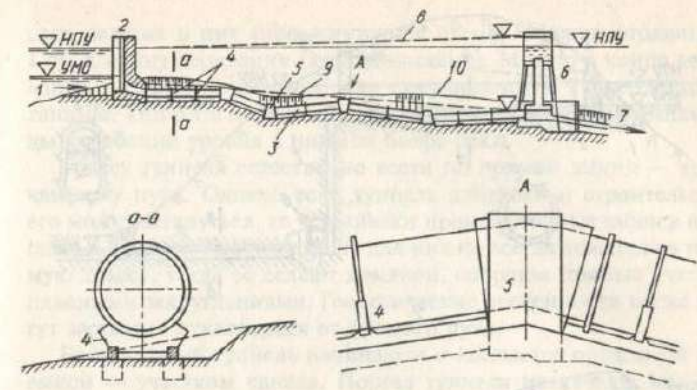


Рис. 12.12. Трассировка деривационного трубопровода:
 1 — подходная выемка; 2 — глубинный водоприемник; 3 — деривационный трубопровод; 4 — промежуточные опоры; 5 — анкерная опора; 6 — уравнительный резервуар (башия); 7 — начало турбинных трубопроводов; 8, 9 — высший и низший неустановившиеся пьезометрические уровни; 10 — профиль местности по трассе

нительного резервуара прокладывается так, чтобы при наиминимуме пьезометрическом уровне давление в трубе не было ниже атмосферного. Чтобы уменьшить внутреннее давление и облегчить конструкцию трубы, трассу ведут ближе к этой границе, однако если прямой переход через ложбину на местности связан с повышенным давлением в трубе, то это не позволяет существенно сократить объем работ. Это требование можно нарушить (рис. 12.12).

Длинный деривационный трубопровод может встретить препятствия на пути в виде речек, оврагов, дорог. Здесь, как и в случае канала, необходимы развязки в разных уровнях. Ими могут быть мост через речку, несущий трубу, или акведук через дорогу; дюкер, т.е. подземное расположение участка трубы под речкой или дорогой, и т.п.

При больших расходах воды и больших колебаниях уровня воды в водохранилище головного узла применяют напорный деривационный туннель, если рельеф местности и инженерно-геологические условия благоприятствуют такому решению.

Туннель предоставляет широкую возможность варьировать компоновку деривации, начиная от деления ее на подводящую и отводящую.

Гидроэлектростанция может быть наземной, подземной или полуподземной. Подземную гидроэлектростанцию можно распо-

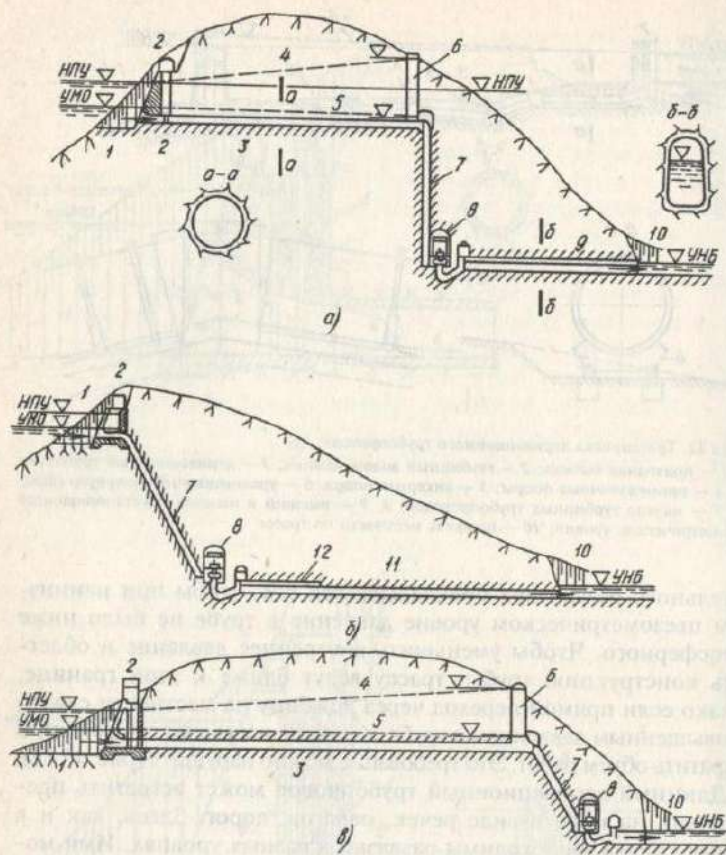


Рис. 12.13. Компонка туннельной деривации:

а — промежуточная схема; *б* — головная схема; *в* — конечная схема; 1 — подольная выемка; 2 — глубинный водоприемник; 3 — подводящий напорный туннель; 4, 5 — высший и низший неустановившиеся пьезометрические уровни; 6 — уравнильный резервуар (шахта); 7 — турбинные водоводы; 8 — подземная ГЭС; 9 — отводящий безнапорный туннель; 10 — канал; 11 — отводящий напорный туннель; 12 — уравнильный резервуар

ложить в самом начале деривации, ограничить ее подводящую часть турбинными трубопроводами (головная схема) (рис. 12.13). Можно расположить подземную ГЭС на трассе туннеля, разделив деривацию на части наиболее экономичным способом. Чем короче части деривации, тем легче последствия неустановивше-

гося режима в них (промежуточная схема). Можно отодвинуть ГЭС к концу деривации (концевая схема). Можно в конце деривации построить наземную или полуподземную гидроэлектростанцию. Тип отводящего туннеля зависит от амплитуды колебаний уровня в нижнем бьефе реки.

Трассу туннеля естественно вести по прямой линии — кратчайшему пути. Однако если туннель длинный и строительство его может затянуться, то устраивают промежуточные заборы в виде шахт и штолен. Удобные места для них не всегда ложатся на прямую трассу, тогда ее делают ломаной, сопрягая прямые участки плавными закруглениями. Геологические особенности также могут заставить отклоняться от прямого пути.

Безнапорный туннель начинается и кончается проходной выемкой — участком канала. Портал туннеля назначают там, где удорожание единицы длины канала из-за увеличения глубины уравнивает его стоимость с единичной стоимостью туннеля, дешевлеющего из-за улучшения геологических условий.

Компоновка станционного узла зависит от напора и выбранного положения ГЭС — наземное или подземное. Если деривация осуществлена в виде канала, то здание наземной низконапорной ГЭС, размещаемое в конце напорного бассейна, будет воспринимать напор, также как здание низконапорной русловой гидроэлектростанции. Располагать здания ГЭС нужно там, где по мере понижения отметок территории удорожание подводящего канала и напорного бассейна сравнивается с удешевлением отводящего канала и здания ГЭС.

Если в состав ГЭС любого напора входит бассейн суточного регулирования (БСР), то выбор места для станционного узла определяет удобство расположения именно этого сооружения. БСР должен иметь большую площадь, но малую глубину, чтобы его полезный объем был достаточен, выемка невелика, а замыкающие дамбы невысокие. БСР располагают вблизи напорного бассейна и соединяют с ним. От длинного подводящего канала их иногда отделяют регулятором, поддерживающим постоянный уровень и скорость в деривации, несмотря на колебания уровня в БСР (рис. 12.14).

Между БСР и напорным бассейном иногда ставят затвор, чтобы во время паводка, когда ГЭС работает полной мощностью и нет нужды в суточном регулировании, отключать БСР во избежание заиливания.

Бассейн должен иметь надежную гидроизоляцию, быть окружен дренажем во избежание подтопления прилегающей территории и расположенных на нем объектов.

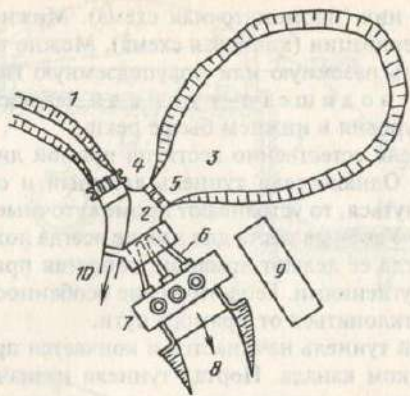


Рис. 12.14. Компонка станционного узла ГЭС с деривационным каналом и бассейном суточного регулирования:

1 — деривационный канал; 2 — напорный бассейн; 3 — бассейн суточного регулирования; 4 — регулятор режима канала; 5 — шлюз для отключения БСР; 6 — турбинные трубопроводы; 7 — здание ГЭС; 8 — отводящий канал; 9 — распределительное устройство; 10 — шуголедосброс

В случае деривации в виде каналов в составе гидротехнических сооружений станционного гидроузла любого напора должны быть устройства для борьбы со льдом и шугой. В головном узле их поступлению в деривацию препятствует забральная балка в водоприемнике. Сброс льда и шуги производится через неглубокое отверстие (или клапан на затворе глубокого отверстия) водосброса. Шугосброс может быть устроен и в канале, на прямом участке, где нет циркуляции и шуга плавают в верхнем слое потока. Отделив горизонтальной диафрагмой этот насыщенный шугой слой, его можно сбрасывать в удобном месте за пределы канала в сторону реки.

В составе сооружений станционного узла может быть шуголедосброс: ему во избежание зажоров и заторов надо обеспечить по возможности прямую трассу, жертвуя даже плавностью подхода воды к зданию ГЭС. При надлежащем обосновании можно пропускать шугу через турбины (поворотные-лопастные и радиально-осевые большого диаметра), вынимая или предохраняя от забивки шугой решетки здания напорного бассейна.

В процессе компоновки станционного узла надо учитывать удобство расположения: трансформаторов; распределительных устройств, связывающих их и отходящие к потребителю высоковольтные линии; масляного хозяйства; технического водоснаб-

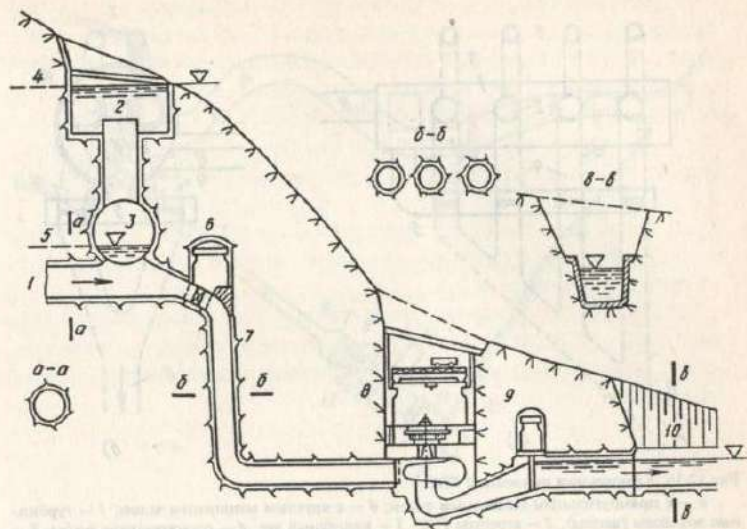


Рис. 12.15. Компонка станционного узла ГЭС с деривационным туннелем:

1 — деривационный напорный туннель; 2, 3 — верхняя камера (штольня) уравнивающего резервуара; 4, 5 — высший и низший неустановившиеся уровни; 6 — галерея затворов; 7 — турбинные водоводы (шахты); 8 — полуподземное здание ГЭС; 9 — галерея затворов отсасывающих труб; 10 — отводящий канал

жения, компрессорной и пр. Необходимо также учитывать удобство подъезда к зданию ГЭС, соответственно располагая монтажную площадку относительно машинного зала.

Компоновка станционного узла деривационной ГЭС среднего и высокого напора зависит от типа деривации. Если деривация в виде канала, то замыкает подводящий канал и воспринимает давление воды здание напорного бассейна, из которого берут начало турбинные трубопроводы. Здание ГЭС по возможности сдвигают в береговой склон, чтобы уменьшить длину трубопроводов и укоротить подводящую деривацию за счет удлинения отводящей.

Если подводящая деривация — напорный туннель, в компоновке станционного узла следует обеспечить удобство и экономичность расположения уравнивающего резервуара в конце туннеля. Предпочтительно, чтобы он был высечен в скале, а не возведен в виде башни (опасно в сейсмических районах), но окончательное решение принимают сообразуясь с приемлемостью дли-

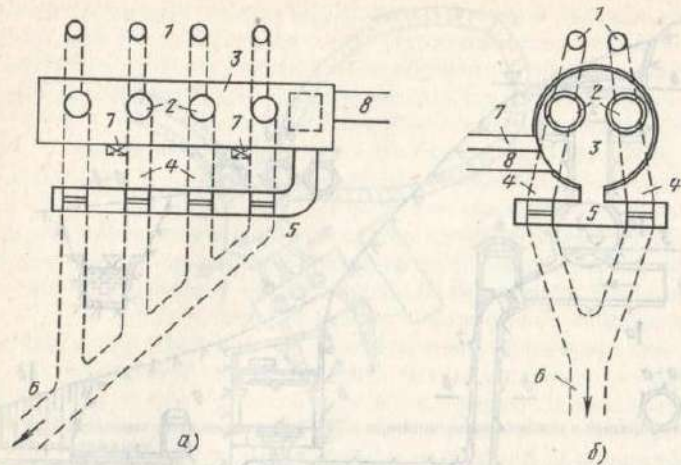


Рис. 12.16. Компоновка подземной ГЭС:

a — с прямоугольным машинным залом; *б* — с круглым машинным залом; 1 — турбинные водоводы (шахты); 2 — агрегаты ГЭС; 3 — машинный зал; 4 — отсасывающие трубы; 5 — галерея затворов отсасывающих труб; 6 — отводящий безнапорный туннель; 7 — галереи силовых кабелей; 8 — транспортная галерея

ны турбинных водоводов, которые в данном случае принимают вид наклонных шахт (рис. 12.15).

Врезка здания ГЭС в береговой склон может привести к тому, что глубина выемки отводящего канала в его начале станет неэкономичной; предпочтительно начать отводящую деривацию туннелем. Получается так называемая полуподземная ГЭС, которая располагается в глубокой траншее, скрываясь там вместе с кровлей, а за ней остается скальный целик, прорезаемый продолжениями отсасывающих труб, переходящими в туннельный участок отводящей деривации и далее в канал, когда он становится экономичнее.

Ориентировать здание ГЭС надо параллельной береговому склону, а место выбирать сообразуясь с падением и простираемением геологических образований. Направления подходов водоводов и продолжений отсасывающих труб должны этому принципу подчиняться.

Если деривация состоит из подводящего и отводящего туннелей при подземном расположении ГЭС, компоновка станционного узла усложняется (рис. 12.16).

В этом случае бывает экономично располагать на поверхности трансформаторы, распределительное устройство, пульт управле-

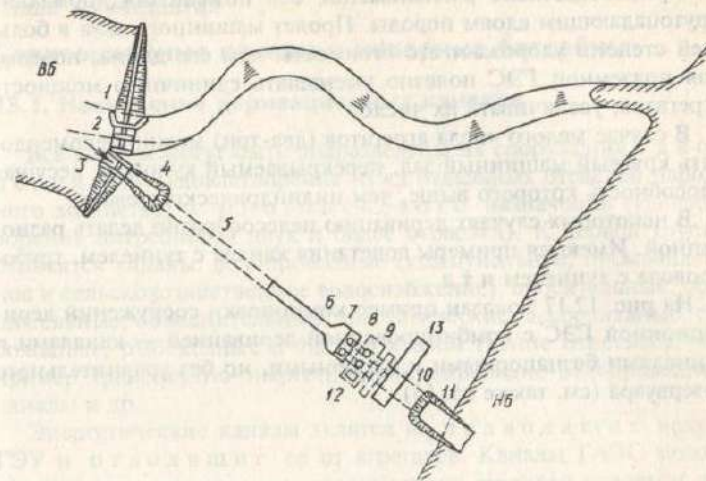


Рис. 12.17. ГЭС с комбинированной деривацией:

1 — грунтовая плотина; 2 — водосливная плотина со строительными отверстиями; 3 — водоприемник; 4 — подводящий канал; 5 — напорный туннель; 6 — канал; 7 — напорный бассейн; 8 — турбинные водоводы (шахты); 9 — подземная ГЭС; 10 — отводящий безнапорный туннель; 11 — канал; 12 — транспортная шахта; 13 — распределительное

ния и другие хозяйства. Однако они должны быть расположены близко и связаны с машинным залом просто и надежно. Это требование ограничивает варианты расположения ГЭС и распределения деривации на подводящую и отводящую. Связь с машинным залом можно осуществлять по наклонной штольне или через шахту и по обоим путям. Эти пути должны обеспечивать транспорт оборудования, проход персонала, вывод силовых кабелей, вентиляцию помещений и другие виды связи. Вход в штольню с берега реки должен быть близок к машинному залу, устье шахты не должно располагаться слишком высоко: обоим входам и расположенным возле них наземным объектам станционного узла нужны удобные подъезды.

Если обе части деривации — подводящая и отводящая — напорные, лучше сделать более коротким отводящий туннель, так как для него сложнее компоновать уравнивающий резервуар.

Ориентировку машинного зала в скальном массиве следует выбирать с учетом его геологического строения.

Предпочтительно расположение оси помещения нормально крутопадающим слоям породы. Пролет машинного зала в большей степени удорожает его стоимость, чем его длина, поэтому для подземной ГЭС полезно уменьшать единичную мощность агрегатов, увеличивать их число.

В случае малого числа агрегатов (два-три) можно рекомендовать круглый машинный зал, перекрываемый куполом, несущая способность которого выше, чем цилиндрического свода.

В некоторых случаях деривацию целесообразно делать разнотипной. Имеются примеры сочетания канала с туннелем, трубопровода с туннелем и т.д.

На рис. 12.17 показан пример компоновки сооружений деривационной ГЭС с комбинированной деривацией — каналами и туннелями безнапорными и напорными, но без уравнительного резервуара (см. также гл. 15).

Глава тринадцатая

Деривационные каналы и напорные бассейны

13.1. Назначение деривационных каналов

Все каналы могут быть подразделены на сооружения одностороннего (удовлетворение нужд отдельных отраслей народного хозяйства) и многоцелевого назначения (удовлетворение потребности двух и более отраслей). К первой группе относятся каналы: водопроводные (коммунальное, промышленное и сельскохозяйственное водоснабжение), оросительные, осушительные, обводнительные, энергетические, лесосплавные, суходоходные, рыбоходные и т.д. Ко второй группе относятся, например, транспортно-энергетические, рыбоводно-водопроводные каналы и др.

Энергетические каналы делятся на подводящие воду к ГЭС и отводящие ее от агрегатов. Каналы ГАЭС можно подразделить на верховые, соединяющие верховой водоем и напорный бассейн, и низовые, соединяющие нижний бьеф ГАЭС с низовым водоемом.

Класс деривационного или многоцелевого канала следует назначать в соответствии со СНиП 2.06.01-85.

Кроме того, каналы могут характеризоваться другими признаками: облицованные и необлицованные, самотечные и машинные с подъемом воды насосами и т.д. По пропускной способности каналы можно подразделить на мелкие (расход $Q < 5 \text{ м}^3/\text{с}$), малые ($5 < Q < 35 \text{ м}^3/\text{с}$), средние ($35 < Q < 350 \text{ м}^3/\text{с}$), большие ($350 < Q < 800 \text{ м}^3/\text{с}$) и очень большие ($Q > 800 \text{ м}^3/\text{с}$).

13.2. Поперечные сечения каналов

На рис. 13.1 представлены типы поперечных сечений каналов. Наиболее распространена трапециевидная форма живого сечения каналов различного назначения (рис. 13.1, а и в), устраиваемых в мягких грунтах. В глубокой выемке и при большой глубине наполнения в грунтах с малым углом естественного откоса каналы имеют полигональное (рис. 13.1, г), круглое (рис. 13.1, д) или параболическое (рис. 13.1, е) сечения. В скальных ненарушенных породах делаются откосы с большой крутизной, вплоть до вертикальных (рис. 13.1, б). Последнее характерно и для каналов с подпорными стенками.

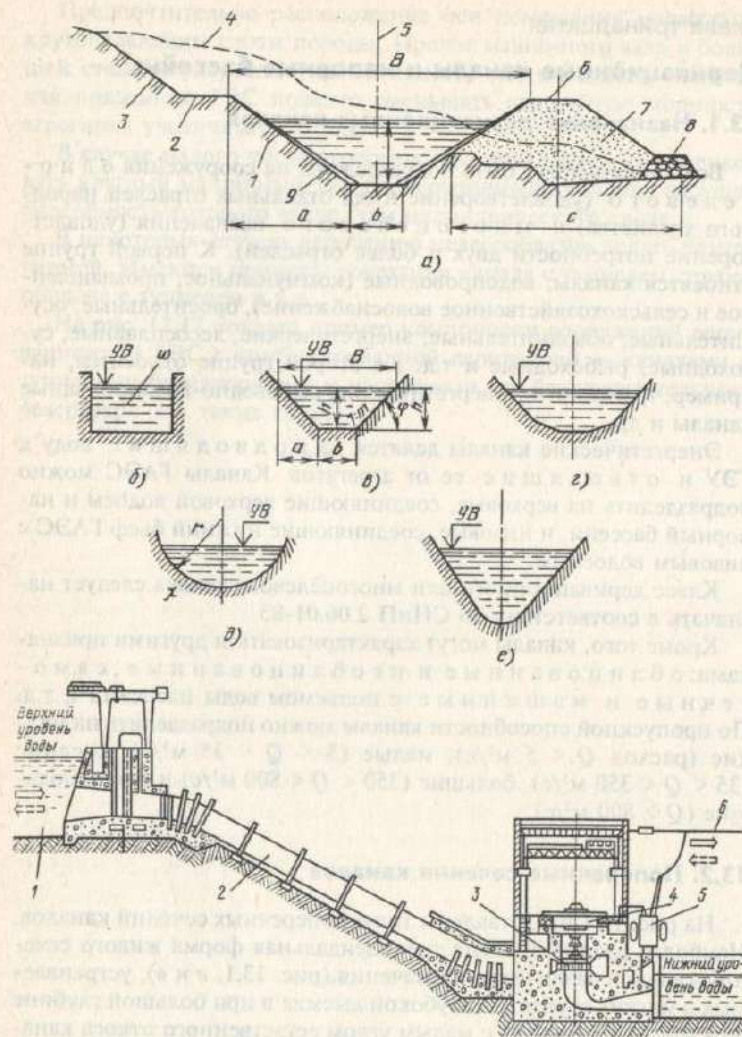


Рис. 13.1. Поперечное сечение каналов:

a — схема; *б* — *е* — различные профили; 1 — подводный откос; 2 — берма; 3 — надводный откос; 4 — естественная поверхность местности; 5 — ось канала; 6 — гребень дамбы; 7 — дамба; 8 — дренаж; 9 — облицовка; *h* — глубина наполнения; *B* — ширина канала по верху; *b* — ширина канала по дну; *c* — ширина дамбы по низу; *a* — заложение подводного откоса; *m* — коэффициент откоса

248

Создание каналов происходит по одной из схем: в выемке, в насыпи, полувыемке-полунасыпи, на косогоре (рис. 13.1, *a*). Для каналов трапециевидального сечения:

$$\text{площадь живого сечения } \omega = h(b + mh);$$

$$\text{смоченный периметр } \chi = b + 2h\sqrt{1 + m^2};$$

$$\text{гидравлический радиус } R = \omega/\chi.$$

При $\omega = \text{const}$ минимальные потери напора в канале соответствуют наименьшему значению χ_{\min} .

При $b/h = 2\sqrt{1 + m^2} - m$, $\chi = \chi_{\min}$, что соответствует наибольшему значению гидравлического радиуса, равному $R = 0,5h$. Указанное отношение b/h называется гидравлически наивыгоднейшим. Однако для энергетических каналов гидравлически наивыгоднейшее b/h часто является неприемлемым по экономическим и техническим соображениям. Если канал проходит в глубокой выемке, то целесообразно уменьшить отношение b/h , тогда объем выемки, лежащей выше уровня воды, сократится. Если деривация намечается в насыпи, то выгодно увеличить b/h , так как при $\omega = \text{const}$ можно уменьшить высоту и объем дамб, увеличив расстояние между ними. На практике обычно принимают отношение b/h большим, чем это требуется для гидравлически наивыгоднейшего сечения.

Для каналов, которые трассируются в полувыемке-полунасыпи, гидравлически наивыгоднейшее сечение может быть и экономически наивыгоднейшим. Часто размеры поперечного сечения каналов определяются условиями производства работ и средствами механизации. Иногда ширину каналов по дну увеличивают для обеспечения судоходства; в этом случае значения b и h определяют габаритами судов.

В районах с суровым климатом каналы делают глубокими, но узкими, что позволяет уменьшить охлаждаемую поверхность воды и сохранить возможно большую площадь живого сечения канала при ледяном покрове.

Зарастание русел мелких каналов наблюдается чаще, чем глубоких, а с увеличением глубины наполнения каналов возрастает опасность их заиления.

Заложение откосов каналов зависит от механических свойств грунта. Если откосы канала не укреплены, то их крутизна назначается меньше естественного откоса грунта, находящегося в водонасыщенном состоянии. На начальной стадии проектирования коэффициент откоса канала $m = \text{ctg } \varphi$ (см. рис. 13.1, *a*) может быть принят следующим:

249

Грунты, слагающие русло канала	Коэффициент откосов m :	
	подводных	надводных
Пески:		
пылеватые	3 — 3,5	2,5
мелкие, средние, крупные	2 — 2,5	2
рыхлые и средней плотности	1,5 — 2	1,5
то же, плотные	1,5 — 2	1,5
Супеси:		
легкие и средние суглинки	1,25 — 1,5	1 — 0,5
и лессы		
тяжелые суглинки и	1 — 1,25	1 — 0,5
плотные глины		
Скалы:		
выветренные	0,25 — 0,5	0,25
несыветренные	0,1 — 0,25	0

Устойчивость откосов высотой более 10 м должна проверяться расчетом. Для облицовки из каменной наброски $m = 1,5$. В случае бетонной облицовки, наносимой без опалубки, коэффициент откоса должен быть не меньше 1,25; многие бетонированные каналы имеют $m = 1,5$.

Надводный откос выемки отделяется от подводного основной бермой шириной не менее 1,5 м; ширина бермы определяется классом дороги, если последняя предусматривается для строительства и ремонта канала. При большой глубине выемки через 6 — 8 м по высоте надводных откосов устраиваются дополнительные бермы шириной 1 м. Бермам придается поперечный уклон, а со стороны надводного откоса вдоль бермы делается мощный кювет для стока дождевой воды, которая отводится в канал лотками или трубами, прокладываемыми через каждые 100 — 200 м. Дамбы каналов должны быть полного профиля и при необходимости с противофильтрационными устройствами. При наличии фильтрации через тело дамбы внешние откосы их дренируются с помощью трубчатого дренажа (асбестоцементные или бетонные трубы с песчано-гравийной обсыпкой). Ширина дамб поверху должна быть не менее 2 — 3,5 м (в зависимости от класса канала); если по дамбе или основной берме проектируется дорога, то ширина определяется габаритами проезжей части.

Территории и земельные участки, отчуждаемые вдоль трассы канала под дамбы, кавальеры, дренажи и дороги должны быть благоустроены. Поверхность земли планируют, покрывают слоем растительной почвы и закрепляют от эрозии подсевом трав и другой растительности. Вдоль трассы каналов для защиты от за-

носов песком и снегом высаживают деревья, для предотвращения загрязнения воды организуют зону санитарной охраны (ЗСО).

Облицовка дна и откосов каналов имеет несколько назначений: предотвращение размывов; защита откосов от повреждений плавающими телами и льдом; уменьшение шероховатости русла; сокращение фильтрационных потерь воды; улучшение условий эксплуатации и снижение эксплуатационных издержек. В зависимости от этих условий к облицовкам предъявляются требования прочности, надежности, долговечности, водонепроницаемости, морозостойкости и др.

Назначение облицовки имеет решающее значение на выбор ее типа. В гидротехнической практике применяют различные облицовки: глинистые, грунтовые, каменные, полимерные, асфальтобетонные, битумные, бетонные и железобетонные. Тип облицовки в конкретных условиях подбирают на основе технико-экономического сравнения вариантов.

13.3. Условия эксплуатации энергетических каналов

Допустимые скорости движения воды в каналах. Гидравлический расчет деривационных каналов подробно изложен в [8]. Допустимые максимальные и минимальные скорости воды в каналах определяются их назначением, конструкцией и режимами эксплуатации.

По условиям неразмываемости для несвязных грунтов V_{max} определяется в зависимости от среднего диаметра d_{cp} фракций, слагающих русло канала, а для связных грунтов в соответствии с их характеристикой:

	V_{max} , м/с
Супесь:	
слабая	0,7 — 0,8
уплотненная	1
Суглинки:	
легкие (в том числе лессовидные)	0,7 — 0,8
средние	1
плотные	1,1 — 1,2
Глины:	
мягкие	0,7
нормальные	1,2 — 1,4
плотные	1,5 — 1,8
илистые	0,5

* Значения V_{max} даны для $R = 1 \div 2$ м, при $R > 2$ м скорости могут быть увеличены на $(R/2)^{0,375}$.

Скальные и бетонированные поверхности хорошо противостоят размыву даже при больших скоростях течения воды. Однако экономически наиболее выгодные скорости в бетонированных каналах находятся в пределах 1,5 — 2,5 м/с. В скальной выемке со значительной шероховатостью более выгодны еще меньшие скорости.

Нормативные допускаемые неразмывающие скорости для однородных и неоднородных несвязных грунтов, связных, торфяных и засоленных грунтов, а также каналов с различными облицовками приведены в СНиП 2.06.03-85.

Наименьшая допустимая скорость v_{min} по условиям незарастания русла каналов при глубинах более 1,5 — 2 м составляет 0,6 м/с.

Ограничение скоростей течения по условиям зимней эксплуатации каналов зависит от требований, предъявляемых к деривации. Для образования ледяного покрова необходимо при наступлении морозов уменьшить скорость воды в канале. Принято, что в северных районах формирование поверхностного льда происходит при скоростях $v \leq 0,60$ м/с, а в южных — при $v \leq 0,45$ м/с.

После покрытия льдом скорость в канале может быть увеличена, но не более 1,25 м/с, иначе лед начнет размываться. Если канал проектируется для работы без ледяного покрова, скорость следует назначать не меньше 1,5 м/с. В судоводных каналах скорость течения воды принимается не более 1,5 м/с.

Учет влияния эксплуатационных условий при проектировании каналов. При проектировании каналов необходимо учитывать конкретные условия его эксплуатации. Существенное значение имеют зимние условия. Обильное количество шуги может забить решетки ГЭС и полностью закупорить сечение канала. Рациональным средством предотвращения шугообразования в каналах является создание ледяного покрова толщиной в 10 — 15 см, который устраняет переохлаждение воды. Более толстый ледяной покров может причинить повреждение облицовке откосов каналов.

Если возможно поступление в канал шуги из головного узла или образование ее в самом канале, то должно быть предусмотрено устройство шугосбросов на напорном бассейне или на канале и обеспечено беспрепятственное движение шуги по каналу к шугосбросному сооружению без резких изменений сечения последнего со скоростью воды не менее 1 м/с и с радиусом закругления не меньше 10 м.

Снег, попадающий в незамерзший канал при метелях и бурях, превращается в снежуру, которая также создает затруднения, аналогичные шуге. Для предотвращения поступления снега в канал на его берегах устанавливают снегозадерживающие щиты

или производят лесонасаждения. Однако на каналах, окруженных лесом или кустарником, осенью могут возникать осложнения, связанные с обильным листопадом.

На реках с большим количеством наносов необходимы мероприятия по предотвращению заиливания каналов. При больших расходах вода особенно насыщена взвешенными наносами. Поэтому если возможна работа ГЭС в паводок с пониженной нагрузкой, то каналы рекомендуется проектировать с водосливами в их конце, что позволяет пропускать по ним большие расходы воды при малых нагрузках ГЭС и устранять опасность быстрого заиливания. В период межени, когда количество наносов резко сокращается, на ГЭС можно проводить суточное регулирование, не опасаясь заиливания каналов.

Фильтрационные потери воды из каналов и меры по снижению их. Основными потерями воды в каналах являются потери, вызванные фильтрацией в грунт. В необлицованных каналах с расходом воды от 30 до 100 м³/с, устраиваемых в грунтах средней проницаемости ($0,1 \text{ м/сут} < k_f < 1 \text{ м/сут}$), фильтрационные потери на 1 м длины могут составлять 0,2 — 0,5% расчетного расхода. В отдельных необлицованных каналах, например Каракумском, теряется до 60% транспортируемой воды. В этих случаях в качестве меры снижения фильтрационных потерь должна применяться соответствующая облицовка.

Саморегулирующийся и несаморегулирующийся каналы. Саморегулирующийся канал представляет собой сравнительно короткий деривационный подводящий канал ГЭС при малых уклонах, возводимый с горизонтальными бермами. Затворы в головной части канала для регулирования расходов обычно не применяются. Уровни воды в канале зависят от отметки в ВВ и расхода, забираемого в конце деривации, что и определило название канала (рис. 13.2). Глубина наполнения в канале, соответ-

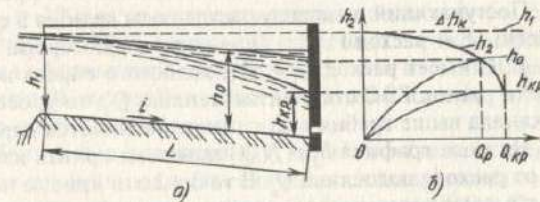


Рис. 13.2. Саморегулирующийся канал:
а — схема форм свободной поверхности воды; б — график зависимости глубины в конце канала h , от расхода воды

ствующая равномерному движению воды, называется нормальной глубиной h_n для данного расхода. При постоянном уклоне дна каждому расходу воды соответствует своя нормальная глубина. На рис. 13.2, б показан график $h_2 = f(Q)$. Глубина наполнения в голове канала h_1 принята неизменной, а уклон дна i назначен таким, чтобы расчетный расход Q_p пропускался при равномерном движении, т.е. $h_1 = h_n$.

Когда потребляемый расход $Q = Q_p$, в канале имеет место равномерное движение и $h_2 = h_1 = h_n$. Если расход в канале меньше Q_p , то уровень воды в конце канала повышается ($h_2 > h_n$) и образуется кривая подпора. Когда ГЭС не работает ($Q = 0$), устанавливается гидростатический уровень. При этом глубина в конце канала достигает наибольшего значения $h_2 = h_1 + iL$, где L — длина канала, iL — понижение дна канала на длине L .

Если расход ГЭС $Q > Q_p$, то глубина h_2 меньше h_1 и образуется кривая спада. Наименьшей глубиной h_2 в конце канала может быть критическая глубина $h_{кр}$, которой соответствует расход $Q_{кр}$. Канал, имеющий в голове глубину наполнения h_1 , не пропустит расход больше $Q_{кр}$.

Разность $Q_{кр} - Q_p$ характеризует перегрузочную способность канала, которая уменьшается с увеличением L и уменьшением h_1 . При большой длине канала не следует рассчитывать на возможность работы в режиме спада, так как предельная пропускная способность лежит близко к Q_p . Для длинных каналов возможное увеличение расхода меньше возможной ошибки определения коэффициента шероховатости.

Несаморегулирующийся канал. В случае каскада деривационных ГЭС необходимо обеспечить подачу воды в обход остановленных ГЭС. Для этого в конце подводящих каналов устраиваются холостые водосливы, направляющие расходы в обход ГЭС. Канал с водосливом на конце называется саморегулирующимся (рис. 13.3). Бермы такого канала делаются с продольным уклоном. Поступающий по каналу расход воды делится в его конце на две части: Q_p — расход ГЭС и Q_n — расход водосброса.

Когда ГЭС имеет расход $Q_p > Q'_n$, холостого сброса воды нет, $Q_n = 0$; если расход ГЭС становится меньше Q'_n , то уровень воды в конце канала выше гребня водослива и начинается перелив через него. На поле графика $h_2 = f(Q)$ нанесена кривая изменения глубины от расхода водослива Q_n . В точке 3 эти кривые пересекаются и указывают минимальный расход канала Q_{min} . Расход Q_{min} — наибольший расход водосброса при $Q_p = 0$, которому отвечает максимальный уровень воды в конце канала.

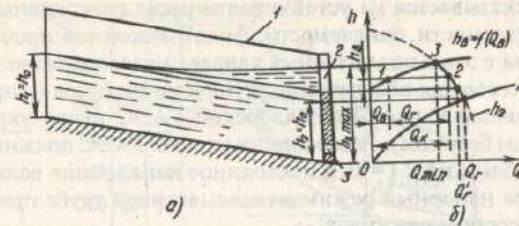


Рис. 13.3. Несаморегулирующийся канал:

а — схема формы свободной поверхности воды; б — график зависимости глубины в конце канала h_2 от расхода воды в канале и зависимости расхода воды Q_n через водослив от напора h_n на водосливе; 1 — бермы канала; 2 — водослив; 3 — водозабор для турбины ГЭС

По графику на рис. 13.3 можно определить глубину в конце канала h_2 , холостой сброс Q_n и напор на водосливе h_n при любом расходе Q . Расход ГЭС измеряется отрезком 1 — 2 между кривыми $h_2 = f(Q)$ и $h_n = f(Q_n)$.

При значительной длине деривации ее разбивают на различные в гидравлическом отношении участки. Например, водосброс может быть установлен посередине трассы канала. Тогда верхний участок является саморегулирующимся каналом, а нижний саморегулирующимся.

Особенности реверсивных каналов ГАЭС. В ряде компоновок ГАЭС в состав основных сооружений включаются открытые каналы, работающие в режиме отвода-подвода воды от здания ГАЭС и к зданию ГАЭС, т.е. реверсивные каналы. Чаще всего это имеет место при сопряжении ГАЭС с низовым водоемом, в качестве которого могут использоваться существующие водохранилища. Примером такого водовода является реверсивный канал, соединяющий здание Кайшядорской ГАЭС с Каунасским водохранилищем. Длина канала 650 м (60 м искусственный канал, 590 м — канализованный устьевой участок р. Стревы), максимальный расход $Q_{max} = 1808 \text{ м}^3/\text{с}$, скорость течения воды $v = 1 \text{ м/с}$, ширина канала по дну 170 м, заложение откосов 1:3. Откосы реверсивного канала оформлены в выемке, частично в насыпи с применением защитной железобетонной шпунтовой стенки и крепления песчано-гравийной смесью.

Особенностью реверсивных каналов являются переменные скорости течения воды (по значению и направлению). Расчеты неустановившегося движения воды в каналах ГЭС и ГАЭС, в том числе характерного для каналов, соединяющих ГАЭС с верховым резервуаром, представлены в гл. 27. Динамика скоростей и уров-

ней воды сказывается на устойчивости русел реверсивных каналов (размываемости, заиляемости, фильтрационной прочности и др.). В связи с этим на указанных каналах целесообразно крепление дна откосов для обеспечения устойчивости русел (к примеру, на реверсивном канале Кайшыялорской ГАЭС русло укреплено монолитным бетоном). Реверсивные каналы ГАЭС должны иметь уклон дна, близкий к $i = 0$, и постоянное наполнение воды, обеспечивающее напорный режим во всасывающей трубе при работе ГАЭС в насосном режиме.

В низовом водоеме ГАЭС при сработке-наполнении во время работы ГАЭС возможны подмывы берегов и обрушения деревьев. Плавающая древесина, кустарник и другой мусор может поступать в реверсивный канал при работе ГАЭС в насосном режиме. В связи с этим необходимо рассматривать целесообразность создания сороудерживающих сооружений в месте сопряжения реверсивного канала и водохранилища НБ.

В упомянутом примере Каунасское водохранилище при работе Кайшыялорской ГАЭС срабатывается на 60 см и засоряется незначительно. Поэтому в реверсивном канале специальных сороудерживающих сооружений не предусматривается, а на сопрягающем с водохранилищем участке устраивается заграждение-запань.

13.4. Энергоэкономический расчет деривационного канала

Потеря энергии в канале \mathcal{E}_n , кВт·ч/год, определяется как средняя годовая за многолетний период:

$$\mathcal{E}_n = 9,81\eta \int_0^T Q \Delta h dt, \quad (13.1)$$

где $T = 8760$ ч; η — средний КПД ГЭС; Q — потребляемый расход; Δh — потеря напора в канале.

Для определения \mathcal{E}_n применяются различные способы в зависимости от типа канала и характера работы ГЭС.

Саморегулирующийся канал. ГЭС работает с переменным расходом; график продолжительности потребляемого расхода Q показан на рис. 13.4, а, зависимость глубины в конце канала от расхода $h_2 = f(Q)$ — на рис. 13.4, б. Пользуясь графиком продолжительности расходов, строят кривые продолжительности потери напора Δh , а затем — потери мощности N_n . Построение выполняется следующим образом: для данной продолжительности t

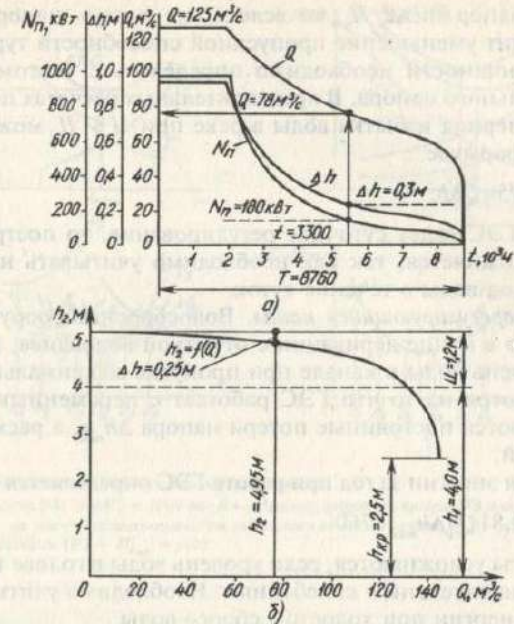


Рис. 13.4. Зависимости продолжительности расхода воды, потерь напора и мощности (а) и глубины в конце канала от расхода воды (б)

определяется по графику расход Q и для него по кривой $\Delta h = f(Q)$ находят потери напора Δh_k в канале по длине. К потерям напора в канале по длине следует добавить местные потери Δh_m , тогда полные потери напора $\Delta h = \Delta h_k + \Delta h_m$. Потери мощности составят $N_n = 9,81\eta Q \Delta h$.

По нескольким точкам, полученным указанным способом, строят кривые продолжительности потерь напора Δh . Площадь, ограниченная кривой N_n , в соответствующем масштабе дает годовую потерю выработки энергии \mathcal{E}_n .

Если в период избытка воды в реке напор ГЭС оказывается больше расчетного напора турбин и есть холостые сбросы воды, то для коротких каналов, имеющих большой запас пропускной способности по сравнению с расходом равномерного режима, потери напора в канале могут быть компенсированы увеличением расхода воды, пропускаемой через турбины ГЭС. Поэтому потери энергии в указанный период не учитываются. Если в этот

период напор ниже H_p , то вследствие потерь напора в канале происходит уменьшение пропускной способности турбин. Тогда потери мощности необходимо определять с учетом снижения максимального напора. В предварительных расчетах потери мощности в период избытка воды в реке при $H < H_p$ можно определять по формуле

$$N_n = 15\eta Q\Delta h. \quad (13.2)$$

Если ГЭС ведет суточное регулирование, то построение графика усложняется, так как необходимо учитывать неравномерный расход воды в течение суток.

Несаморегулирующийся канал. Водосбросное сооружение расположено в конце деривации с отметкой водослива, превышающей уровень воды в канале при пропуске максимального расхода. Несмотря на то что ГЭС работает с переменным расходом, принимаются постоянные потери напора Δh_{max} , а расход — среднегодовой.

Потеря энергии за год при работе ГЭС определяется по формуле

$$\mathcal{E}_n = 9,81 Q_{cp} \Delta h_{max} \cdot 8760. \quad (13.3)$$

Расчеты усложняются, если уровень воды в голове канала подвержен значительным колебаниям. Необходимо учитывать также потерю энергии при холостом сбросе воды.

Выбор наивыгоднейших параметров канала. Наивыгоднейшие параметры деривационного канала (размеры поперечного сечения, расчетный расход и уклон дна) определяются по минимуму суммарных затрат $PZ_{сум}$, руб/год (см. гл. 10),

$$PZ_{сум} = PZ_d + PZ_c + PZ_z, \quad (13.4)$$

где PZ_d — расчетные затраты по деривационному каналу включая сооружения на нем; PZ_c — расчетные затраты по сопредельным сооружениям (водоприемник, напорный бассейн и т.п.); PZ_z — расчетные затраты по замене выработки энергии и обеспеченной мощности, теряемой в деривации вследствие потерь напора и расхода.

Зависимость (13.4) часто для удобства расчетов записывается в следующем виде:

$$PZ_{сум} = PZ + P, \quad (13.5)$$

где $PZ = PZ_d + PZ_c$ — затраты по каналу с сооружениями на нем и с сопредельными сооружениями; P — расчетная стоимость потерянной энергии.

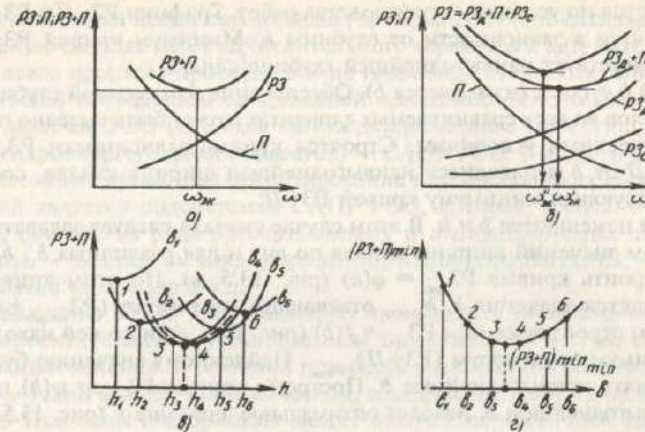


Рис. 13.5. Определение оптимальных параметров канала:

a — зависимости PZ , P и $PZ + P$ от b ; *b* — влияние затрат по каналу PZ и сопряженным сооружениям PZ_c на значение экономически выгодного сечения канала ω ; *в* — графики $PZ + P = f(h)$; *г* — график $(PZ + P)_{min} = f(b)$

Ежегодные издержки по каналу I_d и сопредельным сооружениям I_c удобно выражать в долях от капиталовложений, принямая $p_0 \approx 0,05$. При этом получается

$$PZ_d = (p_0 + p_1)K_d \quad \text{и} \quad PZ_c = (p_0 + p_1)K_c, \quad (13.6)$$

где p_0 — банковский процент на капиталовложения.

В общем случае определяются расчетные затраты по замене выработки и мощности ГЭС, теряемых при определенных значениях параметров канала.

С увеличением размеров живого сечения канала расчетные затраты по деривации возрастают. Зависимости $PZ_d = f_1(\omega)$, $PZ_c = f_2(\omega)$ и $P = f_3(\omega)$ показаны на рис. 13.5. При увеличении живого сечения канала ω скорость воды, потеря напора, а следовательно, и потери энергии (мощности) будут уменьшаться. На рис. 13.5, б показаны два экономически наивыгоднейших сечения $\omega_{ж}^*$ и $\omega_{жс}^*$, т.е. без учета и с учетом сопредельных сооружений.

В конкретных условиях проектирования каналов встречается один из следующих случаев:

1) $b = \text{const}$ (изменяется только h): ширина канала по дну b

задается по условиям производства работ. Графики $PЗ$, $П$ и $PЗ+П$ строятся в зависимости от глубины h . Минимум кривой $PЗ+П$ соответствует наивыгоднейшей глубине канала;

2) $h = \text{const}$ (изменяется b). Обеспечение неизменной глубины каналов во всех сравниваемых вариантах может быть вызвано геологическими условиями. Строятся кривые зависимости $PЗ$, $П$ $PЗ+П$ от b и находится наивыгоднейшая ширина канала, соответствующая минимуму кривой $PЗ+П$;

3) изменяются b и h . В этом случае сначала следует задаваться рядом значений ширины канала по дну и для различных $b_1, b_2 \dots$ построить кривые $PЗ_{\text{сум}} = \varphi(h)$ (рис. 13.5, в). По этим кривым находят значения $h_1, h_2 \dots$, отвечающие минимуму ($PЗ_{\text{сум}} + П$). Затем строится кривая $PЗ_{\text{сум}} = f(b)$ (рис. 13.5, г), и по ней находят минимум миниморум ($PЗ+П$)_{min}. Найденному значению будет отвечать наивыгоднейшее b . Построив кривую $PЗ_{\text{сум}} = \psi(h)$ при наивыгоднейшем b , находят оптимальное значение h (рис. 13.5, в, штриховая линия).

В результате экономического расчета выбираются наивыгоднейшие размеры канала, соответствующие минимуму $PЗ_{\text{сум}}$. Однако кривая $PЗ_{\text{сум}}$ вблизи минимума может быть пологой. Поэтому некоторое уменьшение размеров канала (смещение влево) обеспечивает экономию капиталовложений, практически не меняя $PЗ_{\text{сум}}$. Следует учитывать, что при уменьшении размеров канала снижаются габариты и стоимость смежных сооружений — водоприемника, напорного бассейна и т.д. После этого необходимо проверить скорости воды в канале. Если они получаются размывающими, то сечение канала должно быть увеличено или необходимо применять облицовку. При опасности заиливания канала или для предотвращения образования в нем ледяного покрова может потребоваться уменьшение его сечения.

Для облицованных энергетических каналов экономически наивыгоднейшая скорость течения воды составляет 1,5 — 2,5 м/с.

Одновременно с обоснованием размеров канала указанная методика расчетов позволяет обосновать наивыгоднейший гидравлический режим в деривации при пропуске максимального расхода ГЭС. Если для сравнительно коротких каналов технико-экономическим расчетом обоснован режим спада при пропуске полного расхода ГЭС Q_r , то нужно проверить глубину в конце канала. Требуется соблюсти условие, чтобы предельная пропускная способность канала $Q_{кр}$ была больше максимального расхода станции Q_r . Коэффициент $k = Q_{кр}/Q_r$ назначается в зависимости от длины канала, надежности, коэффициента шероховатости и т.д.

В настоящее время осуществляется переход от автоматизации решения частных задач вычислительного характера к автоматизации всего процесса проектирования гидроэнергетических объектов (ГЭО) посредством специальной организационно-технической системы ГЭО (системы автоматизированного проектирования гидроэнергетических объектов) — САПР ГЭО. В данном случае автоматизированное проектирование водопроводящих сооружений является подсистемой САПР ГЭО, которая, в свою очередь, состоит из ряда рассчитываемых и оптимизируемых элементов — водоприемника, деривации, напорного бассейна, сооружений на канале и т.д.

Внедрение САПР ГЭО позволяет производить многовариантное проектирование с установлением экономически и технически наивыгоднейшего решения при учете разнородной информации — технической, экономической, социальной, экологической и т.д. При этом информация может отличаться частичной неопределенностью и неполнотой. В связи с этим при автоматизированном проектировании появляется зона равноэкономических решений, в данном случае равноэкономических сечений канала. Принятие окончательного решения в зоне “неопределенности” производится на основе всестороннего анализа комплекса информационно-факторов. Принимаемое решение проверяется на “устойчивость”.

13.5. Назначение и компоновка напорных бассейнов

Напорный бассейн предназначается для сопряжения безнапорной деривации (канал, туннель, лоток) с турбинными трубопроводами ГЭС.

В составе напорного бассейна следует выделять следующие основные элементы (рис. 13.6): аванкамеру — расширенный и заглубленный концевой участок деривации, осуществляющий плавный подвод воды к приемным устройствам; водозаборные сооружения (с рядом водоприемных камер); в пределах которых поток распределяется между турбинными трубопроводами ГЭС; в некоторых случаях в состав напорного бассейна включаются водосбросные сооружения (водосливы, сифоны и т.д.), ледосбросные и шугосбросные устройства, промывные устройства для удаления наносов, донные водоспуски для опорожнения напорного бассейна и деривационного водовода (последние могут быть совмещены с промывными устройствами) (см. гл. 12).

Водозаборные сооружения напорных бассейнов состоят из

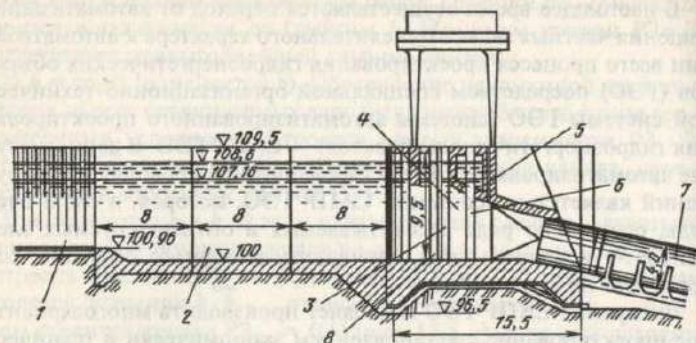


Рис. 13.6. Элементы напорного бассейна:

1 — деривационный канал; 2 — аванкамера; 3 — паз ремонтного загораждения; 4 — водоприемная камера; 5 — воздухопроводящая труба; 6 — паз аварийного затвора; 7 — турбинный трубопровод; 8 — паз сороудерживающей решетки

одной или нескольких водоприемных камер (по числу турбинных трубопроводов). Водоприемная камера образуется фундаментной плитой, береговыми устоями и бычками. С низовой стороны устраивается стенка, в которой заделываются оголовки турбинных трубопроводов. Вход в водоприемные камеры защищается от плавающих на поверхности предметов забральной балкой, заглубляемой на 0,5 — 1,5 м ниже минимального уровня воды в аванкамере. В бычках камер имеются пазы для ремонтных загораждений, сороудерживающих решеток и быстродействующих затворов. Указанная последовательность расположения основного оборудования вдоль потока наиболее целесообразна при отсутствии в воде топляков, так как после установки ремонтных загораждений и осушения камеры легко устранить неисправности затворов, решеток и их пазов. Недостатком такого расположения оборудования являются затруднения в применении специальных машин для очистки решеток. При опасности забивки пазов топляками и другими плавающими предметами решетки устанавливают перед ремонтными загораждениями. В этом случае скорости течения воды и потери напора на решетках оказываются небольшими и по компоновочным условиям удобно применять сороочистительную машину. В ряде стран сороудерживающую решетку выдвигают в аванкамеру (Италия, Франция и др.).

Перед турбинными трубопроводами обязательна установка быстродействующих затворов. Они выполняются, как правило, плоскими и снабжаются индивидуальными гидравлическими или

электрическими подъемниками с дистанционным и местным автоматическим управлением. В начале трубопровода устанавливаются специальные датчики, дающие импульс на закрытие затвора при недопустимом увеличении скорости в турбинном трубопроводе.

В водоприемных камерах предусматриваются устройства для впуска воздуха в турбинные водоводы при их аварийном или эксплуатационном опорожнении и выпуска воздуха из водоводов при их наполнении водой.

В качестве ремонтного загораждения используются шандоры и плоские многосекционные шиты. Практика эксплуатации ГЭС показала, что одного комплекта ремонтных загораждений достаточно на три-четыре турбинных трубопровода. Стандартные размеры прямоугольных отверстий водопропускных сооружений, перекрываемых затворами, даны в СНиП 2.06.01-86 [66].

Монтаж и демонтаж быстродействующих затворов, их подъемников, маневрирование шандорами и решетками производятся мостовыми или козловыми кранами. В суровых климатических условиях надводная часть водоприемных камер делается закрытой и тогда подъемные механизмы размещаются в здании. В мягких климатических условиях верхнее строение обычно не устраивается.

Ширина и глубина аванкамеры в начальном сечении определяются размерами поперечного сечения безнапорной деривации, а в конечном сечении — размерами водоприемных устройств. Когда площадь поперечного сечения аванкамеры больше площади сечения деривации в 1,5 — 2 раза, фронт напорного бассейна считается узким. Средняя скорость в аванкамере с узким фронтом составляет обычно 0,6 — 0,8 м/с. При соотношении указанных выше площадей поперечных сечений от 2 до 8 водоприемный фронт считается широким. Дно и откосы аванкамеры плавно сопрягаются с деривацией. Для устранения фильтрации их покрывают облицовкой.

Аванкамеры выполняются в выемке, обваловывающих дамбах или полувыемке-полунасыпи. Примыкание напорной стенки к откосу аванкамеры осуществляется сопрягающими стенками аналогично береговым устоям плотины. В мягких грунтах устои и быки водоприемных камер возводятся на общей фундаментной плите. При расположении напорного бассейна на косогорах, в полувыемке-полунасыпи или полностью в насыпи требуются специальные меры, обеспечивающие устойчивость поднапорных сооружений и предотвращающих фильтрацию воды. Аварии с указанными сооружениями опасны тем, что поток воды, устремляю-

щийся по склону, может разрушить трубопроводы и здание ГЭС.

Расчет устойчивости водозаборной части в виде напорной стенки на нескальных и скальных основаниях следует осуществлять в соответствии со СНиП 2.02.02-85. При этом наиболее неблагоприятное сочетание основных сил имеет место при опорожненных турбинных водоводах и максимальном уровне воды в аванкамере. В этом случае горизонтальное гидростатическое давление со стороны ВВ стремится сдвинуть напорную стенку по поверхности основания или вместе с частью грунта. Устойчивость сооружения обеспечивается его массой, определяемой на основании расчета.

Помимо главной функции напорные бассейны могут использоваться для другой цели: из напорного бассейна может осуществляться водозабор для промышленного, сельскохозяйственного или коммунального водоснабжения.

При наличии в деривации взвешенных наносов, мусора, а также шуги и льда аванкамера используется в качестве дополнительного отстойника наносов и для удаления шуги, льда и плавающего сора в НБ.

Плановые компоновочные решения аванкамеры в зависимости от подвода воды к трубопроводам ГЭС можно разделить на три вида: фронтальный, боковой и косой. При фронтальном подводе воды ось деривации совпадает с осью аванкамеры (рис. 13.7, а). В гидравлическом отношении это наиболее благоприятные условия подвода воды, при которых средние скорости воды в канале и аванкамере имеют одно и то же направление.

При боковом подводе воды к водоприемным камерам ось деривации перпендикулярна оси турбинных трубопроводов

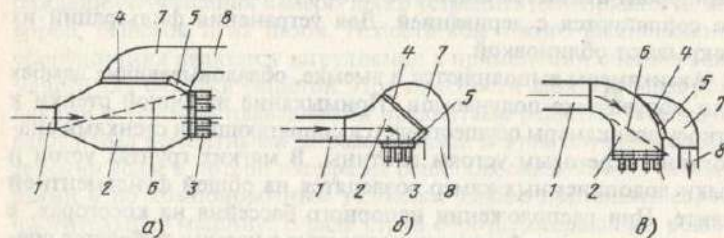


Рис.13.7. Схема подвода воды к водоприемным камерам:

а — фронтальный; б — боковой; в — косой; 1 — деривационный канал; 2 — аванкамера; 3 — турбинный трубопровод; 4 — водослив; 5 — ледоброс (шугоброс); 6 — запань (направляющая стенка); 7 — приемный лоток быстротока; 8 — быстроток

(рис. 13.7, б). Поток воды резко поворачивается, поэтому образуются заметные вторичные течения и поперечный уклон свободной поверхности воды. Потери напора можно уменьшить за счет увеличения размеров аванкамеры, но это приводит к дополнительным капиталовложениям.

При косом подводе воды к водоприемным камерам осуществляется более плавный поворот потока, чем при боковом (рис. 13.7, в). Однако в последних двух случаях отмечаются существенные недостатки при эксплуатации ГЭС (отложения наносов, неравномерное засорение решеток).

При проектировании напорных бассейнов следует соблюдать основные положения СНиП 2.06.01-86, а также [2].

Контрольные вопросы

1. Назовите все ограничения по скоростям воды в каналах.
2. Основные различия саморегулирующегося и несаморегулирующегося каналов.
3. Методы гидравлического расчета деривационных каналов.
4. Сформулируйте алгоритм технико-экономического расчета поперечного сечения деривационного канала.
5. Особенности работы реверсивных деривационных каналов.
6. Какие компоновки напорных бассейнов встречаются на практике?
7. Назовите особенности конструкции водоприемника напорного бассейна.

Темы рефератов

1. Методы гидравлических расчетов деривационных каналов ГЭС.
2. Техничко-экономическое обоснование поперечного сечения и уклона деривационного канала.
3. Условия эксплуатации деривационных каналов ГЭС.
4. Компоновки и конструкции напорных бассейнов.

Туннели ГЭС и ГАЭС

14.1. Классификация и типы гидротехнических туннелей

По назначению туннели для пропуска воды подразделяют на гидротехнические, ирригационные, водопроводные, комбинированные. В свою очередь гидротехнические туннели ГЭУ можно разделить на два вида: деривационные и водосбросные. Деривационные туннели обеспечивают подвод и отвод воды к ГЭУ, создание необходимого напора. Водосбросные туннели предназначаются для пропуска избытка воды: строительные туннели — для отведения воды в период возведения ГЭС, водосбросные эксплуатационные — для сброса излишней воды при наполненном водохранилище. В ряде случаев водосбросные туннели в концевой части делают совмещенного типа, т.е. выполняющие функции строительного и эксплуатационного туннелей. В качестве примера такого решения на рис. 14.1 показан водосброс Чарвакской ГЭС на р. Чирчик, пропускающий расход $1200 \text{ м}^3/\text{с}$ при напоре 150 м.

Суммарная длина гидротехнических туннелей в бывшем СССР составляет около 650 км. В последнее время сохраняется тенденция создания сложных подземных комплексов. На рис. 14.2 представлена схема комплекса подземных сооружений Ингурской ГЭС.

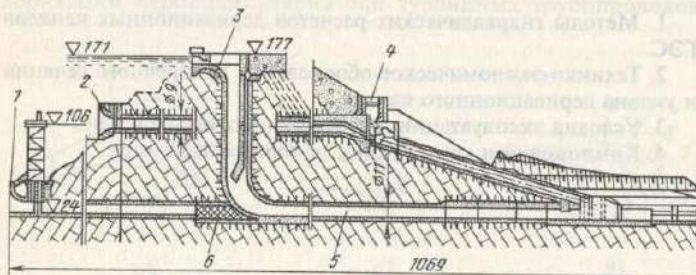


Рис. 14.1. Продольный разрез по водосбросным сооружениям Чарвакской ГЭС:
1 — оголовок водозабора первого яруса; 2 — то же второго яруса; 3 — шахтный водозабор; 4 — помещение затворов; 5 — отводящий туннель водосброса; 6 — бетонная пробка

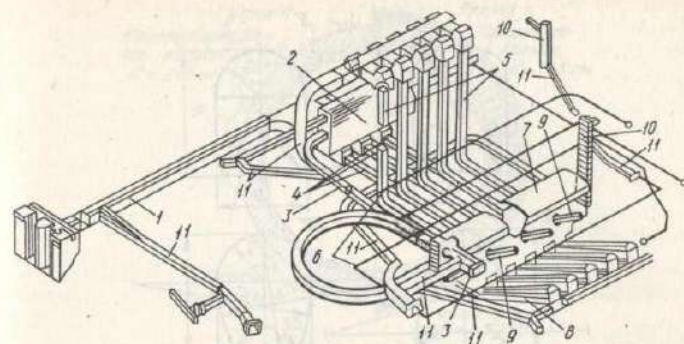


Рис. 14.2. Схема подземных сооружений Ингурской ГЭС.

1 — временный подводящий туннель; 2 — шaftовое помещение; 3 — транспортные туннели; 4 — временные напорные водоводы; 5 — напорные водоводы; 6 — дренажные штольни; 7 — машинный зал; 8 — отсеивающие трубы; 9 — шинные галереи; 10 — шахты; 11 — подходные выработки

Гидротехнические туннели подразделяются на напорные, безнапорные и с переменным режимом работы. В напорных туннелях имеется избыточное внутреннее давление воды, а в безнапорных нижняя часть поперечного сечения заполнена водой, верхняя часть — воздухом.

Для ГЭС, планируемой с целью покрытия пиков графика нагрузки, в качестве подводящей деривации наиболее эффективно использование напорного туннеля, который быстро реагирует на изменения потребляемого расхода воды. Напорные туннели целесообразно применять при большой глубине сработки водохранилищ. Водоприемные отверстия напорного туннеля должны быть заглублены на 1,5 — 2 м под наимизший уровень воды ВБ.

Безнапорные туннели применяются при постоянном или малоизменяющемся уровне воды в ВБ и слабых породах. Если уровень воды в ВБ постоянен, то стоимость безнапорного туннеля меньше, чем напорного, рассчитанного на те же расходы воды. В конце длинного безнапорного туннеля создается бассейн суточного регулирования.

Тип и конструкция туннеля выбираются с учетом инженерно-геологических, строительных, эксплуатационных, гидрологических и других условий на основании технико-экономического сопоставления вариантов.

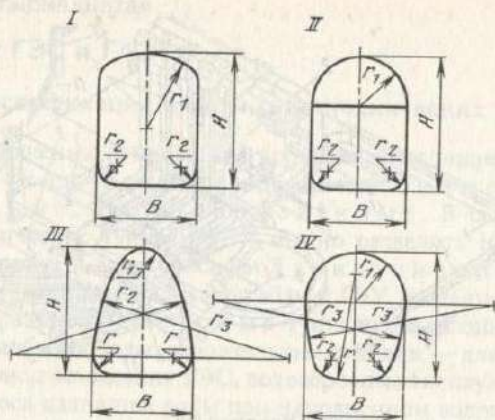


Рис.14.3. Поперечные сечения безнапорных туннелей в свету:
 I — прямоугольное сечение с пологим сводом; II — прямоугольное сечение со сводом в виде полуокружности; III — яйцеобразное сечение; IV — подковообразное сечение

Формы поперечного сечения безнапорных туннелей, показанные на рис. 14.3, принимаются в зависимости от инженерно-геологических условий, выражаемых коэффициентом крепости породы:

$$f_{кр} = R_c / 10,$$

где R_c — предел прочности породы на осевое сжатие, МПа.

В [69] рекомендуются следующие соотношения: $f_{кр} \geq 8$ при отсутствии горного давления — форма I; $8 \geq f_{кр} > 4$ при наличии только вертикального горного давления — форма II; $4 \geq f_{кр} \geq 2$ при наличии вертикального и горизонтального горного давления — форма III; $f_{кр} < 2$ при наличии значительного вертикального, горизонтального горного давления и давления снизу — форма IV.

При этом отмечается, что формы III и IV поперечных сечений в настоящее время практически не применяются. Параметры поперечных сечений безнапорных туннелей форм I и II следующие: $H/B = 1 \div 1,5$; $r_1/B = 0,71$ для сечений формы I и $0,5$ для сечений формы II; $r_2/B = 0,1 \div 0,15$.

Круглая форма сечения принимается для безнапорных туннелей при щитовом способе проходки. Напорные туннели применяются при крепких породах и больших колебаниях уровня воды. В конце длинного напорного туннеля сооружается уравниль-

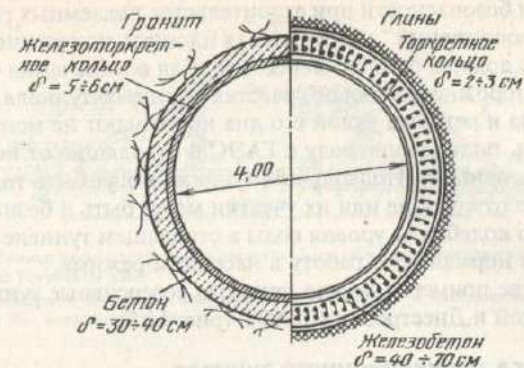


Рис.14.4. Поперечное сечение гидротехнических туннелей (напорный туннель №2 Храмовской ГЭС)

ный резервуар. Сечение напорных туннелей выполняется круглой формы, так как отделка в виде кольца наилучшим образом воспринимает внутреннее давление воды (рис. 14.4).

Размеры поперечного сечения гидротехнических туннелей унифицированы. Для подводящих и отводящих туннелей принят так называемый параметрический ряд сечений, по которому рекомендуется назначать диаметры (пролеты) туннелей в интервалах 2 — 6 м через 0,5, а в интервалах 6 — 15 м через 1 м. Использование параметрического ряда позволяет унифицировать не только конструкции туннелей, но и методы производства работ и средства механизации.

Минимальные размеры поперечного сечения туннелей определяются условиями производства работ. Для круглых сечений без обделки минимальный диаметр 2,5 м, с обделкой — 2 м; для сечений других форм минимальная ширина 2 м и высота 2 м. По

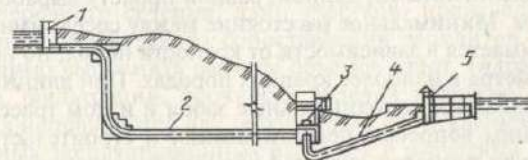


Рис.14.5. Здание Днистровской ГАЭС шахтного типа с подземным расположением водоводов:
 1 — водоприемник; 2 — подводящие туннели; 3 — здание ГАЭС; 4 — отводящие туннели; 5 — водовыпуск

“Правилам безопасности при строительстве подземных гидротехнических сооружений” минимальная площадь поперечного сечения в свету должна быть не менее 4 м^2 . Для обеспечения своевременного опорожнения любого участка длинного туннеля, а также для осмотра и ремонта его дна принимают не менее $0,001$.

Туннели, подводящие воду к ГАЭС и отводящие от нее, являются реверсивными. Подводящие туннели могут быть только напорными, а отводящие или их участки могут быть и безнапорными. Однако колебания уровня воды в отводящем туннеле должны обеспечить нормальную работу в насосном режиме.

В качестве примеров можно привести реверсивные туннели Тербляриксской и Днестровской ГАЭС (рис. 14.5).

14.2. Трасса деривационного туннеля

Трасса туннеля от водоприемника до стационарного узла сооружений должна приниматься по возможности прямолинейной и минимальной длины. Положение туннеля в вертикальной плоскости и его уклон определяются энергоэкономическими и гидравлическими расчетами. Уклон туннеля может меняться по длине.

Широкое распространение получил комбайновый способ проходки туннелей. Он применяется в крепких породах и не требует буровзрывных работ. Скорость проходки туннелей большого сечения (до 100 м^2) достигает 400 м/мес , для выработок малого сечения (до 10 м^2) наивысшая скорость проходки 2 км/мес . Для этого используются щитовые проходческие комплексы (ТШБ-3, ТШБ-7 и др.).

Углы поворота криволинейной трассы деривационных туннелей при скорости воды до 10 м/с должны приниматься не более 60° , а радиусы закругления не менее 5 диаметров; при $v > 10 \text{ м/с}$ — на основании лабораторных исследований. Начальный и конечный участки криволинейной трассы туннеля должны проектироваться прямолинейными, длиной, равной пролету выработки, но не менее 6 м . Минимальное расстояние между соседними туннелями принимается в зависимости от крепости пород, но не менее одного диаметра в наиболее крепких породах. При длинных туннелях устраиваются дополнительные забои и излом трассы.

Важнейшим вопросом проектирования и строительства гидротехнических туннелей является полнота и достоверность данных инженерно-геологических изысканий, которые проводятся в соответствии с “Руководством по инженерно-геологическим изыс-

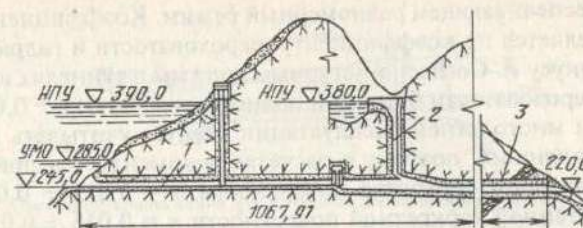


Рис. 14.6. Пример схемы совмещения строительных туннелей с эксплуатационными водосбросами на Рогунском узле:

1 — водосброс с глубинным водозабором; 2 — водосброс с поверхностным водозабором (шахтный); 3 — отводящий тракт

каниям для строительства подземных гидротехнических сооружений”. Результаты изысканий должны давать законченное представление о качестве пород горного массива и характере их залегающих включая продольные и поперечные геологические разрезы по вариантам трасс туннеля. Характерная схема совмещения строительных туннелей с эксплуатационными водосбросами и отводящими туннелями приведена на рис. 14.6. При совмещении функций необходимо предусматривать устройство бетонных пробок в местах сопряжений, а также усиление обделки низового (водосбросного) участка туннеля кавитационно-стойкими материалами или прочным бетоном для восприятия нагрузок в эксплуатационный период работы водосброса или отводящего туннеля. Вопросы применения обделок туннеля, их конструкций, нагрузок и воздействий на них, а также определения толщины обделок подробно изложены в СНиП 2.06.09-84; П-56-77; П-23-81.

14.3. Выбор параметров деривационных туннелей. Гидравлический и экономический расчеты

Обоснование параметров деривационных туннелей (элементов поперечного сечения, длин участков) производится путем технико-экономического сопоставления вариантов. Для этого необходимо выполнить расчеты объемов работ, гидравлического режима, фильтрации, прочности обделки и другие, результаты которых используются для определения капитальных вложений, ежегодных эксплуатационных издержек и расчетных затрат.

Безнапорный туннель. Гидравлический и экономический расчеты безнапорного туннеля аналогичны расчету деривационного канала. Уклон дна определяется при максимальном расходе тун-

неля, обеспечивающем равномерный режим. Коэффициент Шези S определяется по коэффициенту шероховатости и гидравлическому радиусу R . Согласно натурным данным в туннелях коэффициент шероховатости бетонной облицовки $n = 0,011 \div 0,012$. Однако при многолетней эксплуатации следует учитывать некоторое увеличение n , поэтому в расчетах рекомендуется принимать при тщательной обработке поверхности $n = 0,013 \div 0,014$, для необработанной торкретной поверхности $n = 0,016 \div 0,02$, а для необлицованного туннеля n может быть еще выше.

Экономически наиболее выгодное сечение туннелей определяется по минимуму суммарных затрат, состоящих из затрат по туннелю $\overline{PЗ}$, смежным сооружениям $\overline{PЗ}$ и расчетной стоимости $\overline{П}$ потерь энергии и мощности.

Капитальные вложения K_1 для каждого варианта туннеля подсчитываются по объемам работ и единичным расценкам. Определяются ежегодные издержки I_1 по содержанию туннеля и расчетные затраты. Если с изменением сечения туннеля меняются размеры водоприемника, напорного бассейна и т.д., то следует учитывать изменения $K_c, I_c, PЗ_c$ по этим смежным сооружениям. Потери выработки мощности и энергии ГЭС подсчитывают как для несаморегулирующегося канала (с водосливом), пользуясь формулами (13.2) и (13.3).

Экономически наиболее выгодное сечение туннеля $\omega_{ж}$ определяется, как для канала (§13.5). Так как вблизи минимума кривая $PЗ + П = f(\omega)$ пологая, то рекомендуется от значения $\omega_{ж}$ смещаться влево (в сторону меньших сечений), что позволяет снизить капиталовложения без существенного снижения экономичности канала. В связи с тем что исходные данные могут быть заданы в некотором диапазоне, появляется зона равноэкономических значений $\omega_{ж}$, внутри которой выбирают окончательное значение $\omega_{ж}$ из параметрического ряда, пользуясь рекомендациями СНиП 2.06.09-84 и [70].

Так как туннельные работы значительно дороже открытой выемки каналов, то экономически наиболее выгодная скорость в безнапорных туннелях составляет обычно 2,5 — 3,5 м/с, тогда как в каналах она равна 1,5 — 2,5 м/с.

Глубина наполнения в голове безнапорного туннеля обычно изменяется мало, а в конце деривации при изменении расхода ГЭС она может колебаться в значительных пределах. В туннеле большой длины во избежание "захлебывания" в конце туннеля устраивают водосброс, включающийся в работу при снижении

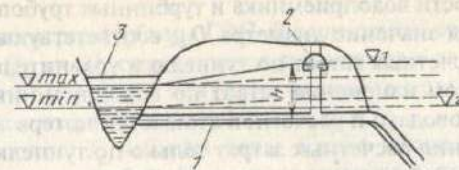


Рис.14.7. Пьезометрические линии для напорного деривационного туннеля:

1 — туннель; 2 — уравнительный резервуар; 3 — гребень плотины; V_1 — максимальный подъем уровня; V_2 — минимальное понижение уровня

мощности ГЭС. Холостой водосброс и туннель рассчитываются таким образом, чтобы при наивысшем уровне в конце туннеля при остановке ГЭС под сводом туннеля оставалось воздушное пространство. Можно избежать холостых сбросов, если в конце туннеля создать бассейн суточного регулирования (БСР), колебания уровня воды в котором не должны вызывать "захлебывания" туннеля.

Напорный туннель гидравлически аналогичен трубопроводу. Для туннеля пьезометрический уклон при установившемся движении воды определяется по следующей формуле и возрастает с увеличением скорости воды:

$$J = \frac{v^2}{C^2 R} = \frac{Q^2}{\omega^2 C^2 R} \quad (14.1)$$

Продольный уклон туннеля может быть одинаковым по всей длине или переменным (например, когда туннель проходит под руслом реки или оврагом) и может отличаться от пьезометрического уклона.

Наивысшее положение пьезометрической линии V_1 (рис. 14.7) находят в результате расчетов неустановившегося движения при сбросе всей нагрузки в условиях максимального уровня воды в водохранилище. Оно определяет напор для расчета прочности обделки в любом сечении туннеля. Наинизшее положение V_2 пьезометрическая линия имеет при включении нагрузки и минимальном уровне воды в водохранилище. Отметки входного и выходного порталов туннеля следует назначать так, чтобы не было засасывания воздуха в туннель и в нем не образовывалось вакуума (на 2 м ниже минимального уровня воды).

Экономически наиболее выгодный диаметр напорного туннеля определяют одновременно с установлением оптимальных параметров уравнительного резервуара и учитывают при этом изме-

нение стоимости водоприемника и турбинных трубопроводов. Устанавливается значение диаметра $D_{\text{ж}}$, соответствующее минимуму суммы расчетных затрат по туннелю и уравнительному резервуару (с учетом изменения затрат по водоприемнику и турбинным трубопроводам) и расчетной стоимости потерь энергии. При учете изменения расчетных затрат только по туннелю (предварительные расчеты) диаметр последнего будет несколько занижен.

Напорный туннель работает полным сечением, поэтому среднегодовые потери энергии \mathcal{E}_n , кВт·ч/год, пропорциональны среднекубическому расходу воды:

$$\mathcal{E}_n = 9,81\eta \int_0^T Q \Delta h dt. \quad (14.2)$$

Принимая потери напора пропорциональными квадрату скорости:

$$\Delta h = av^2 = bQ^2 = \frac{LQ^2}{\omega^2 C^2 R}, \quad (14.3)$$

получаем

$$\mathcal{E}_n = \frac{9,81\eta L}{\omega^2 C^2 R} T Q_{\text{срк}}^3 = m Q_{\text{срк}}^3 T, \quad (14.4)$$

где $Q_{\text{срк}}$ — среднекубический расход воды, м³/с; T — среднегодовое число часов работы туннеля. Коэффициент $m = 9,81\eta L / \omega^2 C^2 R$ для данного сечения ω считается постоянным при допущении $\eta = \text{const}$.

При наличии графика продолжительности расходов туннеля, возводя все ординаты расходов в куб, получим, что среднее значение кубов расходов будет равно $Q_{\text{срк}}^3$, следовательно,

$$Q_{\text{срк}} = \sqrt[3]{\frac{1}{T} \int_0^T Q_3 dt} = \sqrt[3]{A}, \quad (14.5)$$

где A — ордината прямоугольника $0aef4$ равновеликого по площади фигуры 01234 (см. [68]), м⁹/с³.

Среднекубический расход $Q_{\text{срк}}$ больше среднеарифметического расхода $Q_{\text{ср}}$.

Если в период T_6 избытка воды в реке напор ГЭС оказывается больше расчетного напора турбин H_p , то потери напора в этот период могут быть компенсированы путем увеличения расходов,

пропускаемых через турбины ГЭС. В этом случае среднекубический расход $Q_{\text{срк}} = Q_p$ определяется по расходам за период $T_p = T - T_6$ и в формулу (14.4) вместо действительных T и $Q_{\text{срк}}$ подставляются их расчетные значения T_p и Q_p .

Если в период T_6 избытка воды в реке напор ГЭС меньше расчетного напора турбин H_p , то надо учитывать потери энергии из-за потерь напора и, кроме того, потери энергии из-за снижения пропускной способности турбин. В таких случаях в (14.4) подставляют действительные значения T и $Q_{\text{срк}}$ и вводят коэффициент, учитывающий потери энергии из-за снижения среднего расхода воды в период паводка:

$$\mathcal{E}_n = m T^3 \beta. \quad (14.6)$$

В предварительных расчетах принимается $\beta = 1,1 \div 1,15$. Если по экономическим расчетам сечение окажется меньше минимально допустимого по условиям производства работ, то приходится увеличивать сечение и уменьшать скорости воды в туннеле или заменять его деривационным трубопроводом экономически наивыгоднейшего сечения. Расчетный напор в длинном туннеле может оказаться настолько большим, что возникнут конструктивные затруднения для осуществления облицовки. Это вынуждает иногда увеличивать сечение туннеля. Так как исходная техническая и экономическая информация задается в некотором диапазоне, то получается зона практически равноэкономичных значений. Выбор значения $\omega_{\text{срк}}$ внутри этой зоны производится в соответствии с рекомендациями §13.5.

Найденное сечение туннеля проверяется по максимальной скорости воды при Q_{max} . Обычно v_{max} принимается в пределах 4 — 5 м/с, если это допустимо по условиям устойчивости работы ГЭС.

Условие устойчивости работы агрегатов определяет, чтобы при максимальном расходе воды потери напора в туннеле и турбинном трубопроводе $h_t + h_{\text{тр}}$ были бы меньше 1/3 статического напора H_0 :

$$h_t + h_{\text{тр}} \leq 1/3 H_0. \quad (14.7)$$

После определения энергоэкономическим расчетом наивыгоднейшего сечения туннеля соответствующий ему диаметр $D_{\text{ж}}$ следует принять равным ближайшему значению из параметрического ряда.

Контрольные вопросы

1. Назовите случаи применения туннелей разного сечения.
2. Каковы минимальные параметры сечений туннелей?
3. Назовите основные схемы совмещения строительных и эксплуатационных туннелей.
4. Что влияет на выбор трассы деривационных туннелей ГЭС?
5. Как определить диаметр деривационного напора энергетического туннеля?

Темы рефератов

1. Методы гидравлического расчета деривационного туннеля.
2. Обоснование трассы и поперечного сечения туннелей.

Глава пятнадцатая

Уравнительные резервуары

15.1. Назначение и условия применения уравнительных резервуаров

Уравнительные резервуары предохраняют подводящие и отводящие напорные деривационные водоводы от воздействия гидравлического удара, уменьшают максимальное давление в турбинных трубопроводах и улучшают условия регулирования гидромашин при быстрых изменениях нагрузки ГЭС.

При отсутствии уравнительного резервуара гидравлический удар распространяется по всей трассе напорной деривации, давление в которой может повыситься во много раз. При установке в конце напорной деривации (туннеля) уравнительного резервуара в нем происходит отражение волн гидравлического удара, в результате чего при соответствующем сопряжении резервуаров с туннелем исключается проникновение туда волн гидравлического удара и ограничивается повышение давления в турбинном трубопроводе.

Необходимость установки уравнительного резервуара выясняется на основе анализа переходных процессов (см. гл.29) и технико-экономического сопоставления вариантов напорной системы с уравнительным резервуаром и без него, учитывая режимы регулирования гидротурбин (СНиП 2.06.01-86).

В предварительных расчетах необходимость сооружения уравнительного резервуара определяется инертностью водной массы в напорных водоподводящих сооружениях ГЭС, характеризуемой их постоянной инерцией, с,

$$T_n = \frac{1}{gH} [\sum l_n v_n + \sum l_{ск} v_{ск} + \sum l_{от} v_{от}], \quad (15.1)$$

где H — расчетный напор ГЭС; $l_n, l_{ск}, l_{от}$ — соответственно длины отдельных участков напорного водовода, спиральной камеры и отсасывающей трубы; v_n и $v_{ск}$ — соответственно максимальные скорости течения воды на отдельных участках.

По физическому смыслу T_n — время разгона воды, при котором расход возрастает от нуля до Q_{max} под действием напора H (без учета гидравлических потерь). На предварительных этапах проектирования можно считать, что уравнительный резервуар на

подводящей деривации мощной ГЭС необходим, если $T_n > 3 \div 5$ с или $\Sigma l v > 30 \div 50$ Н. Для ГЭС средней мощности, находящейся в тех же условиях, уравнительный резервуар устанавливается при $T_n > 5 \div 6$ с или $\Sigma l v > 50 \div 60$ Н. Для ГЭС с длинным напорным водоводом и $T_n > 10 \div 12$ с или $\Sigma l v > 100 \div 120$ Н сооружение уравнительного резервуара необходимо. К примеру, постоянная инерция T_n в подводящей деривации с уравнительным резервуаром Ингурской ГЭС равна 31, Миатлинской – 21, Ирганайской – 16,3, Мингечаурской – 4,2 с.

При работе ГЭС в крупной энергосистеме можно значительно увеличить время закрытия направляющего аппарата ($T_z > 30$ с), снизить гидравлический удар и отказаться от установки уравнительного резервуара даже при больших значениях T_n . Согласно нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций уравнительный резервуар на длинном турбинном водоводе следует размещать вблизи перехода уклона трубопровода к более крутому.

На напорной отводящей деривации уравнительный резервуар предназначен для уменьшения вакуума под рабочим колесом при сбросе нагрузки. Даже при относительно небольшой длине водовода ($l > 70 \div 100$ м) может потребоваться сооружение низового уравнительного резервуара, который размещается в начале отводящей напорной деривации непосредственно за отсасывающими трубами турбин.

Условия установки низового резервуара подробнее изложены в [71].

В некоторых случаях уравнительные резервуары располагаются в конце длинных турбинных водоводов плотинных гидроузлов с обособленными зданиями ГЭС.

15.2. Типы уравнительных резервуаров

Уравнительные резервуары на подводящей напорной деривации могут быть следующих типов:

Тип 1. Уравнительный резервуар (рис.15.1, *тип 1*) с цилиндрической вертикальной или наклонной шахтой или башней постоянного сечения. Эта конструкция отличается простотой и является наиболее надежной для работы регуляторов турбин. Применяется этот тип резервуара при малых напорах.

Тип 2. Расширяющийся кверху уравнительный резервуар (рис.15.1, *тип 2*) может применяться в тех случаях, когда имеется необходимость уменьшить подъем уровня в нем при сбросе нагрузки на ГЭС малых и средних напоров.

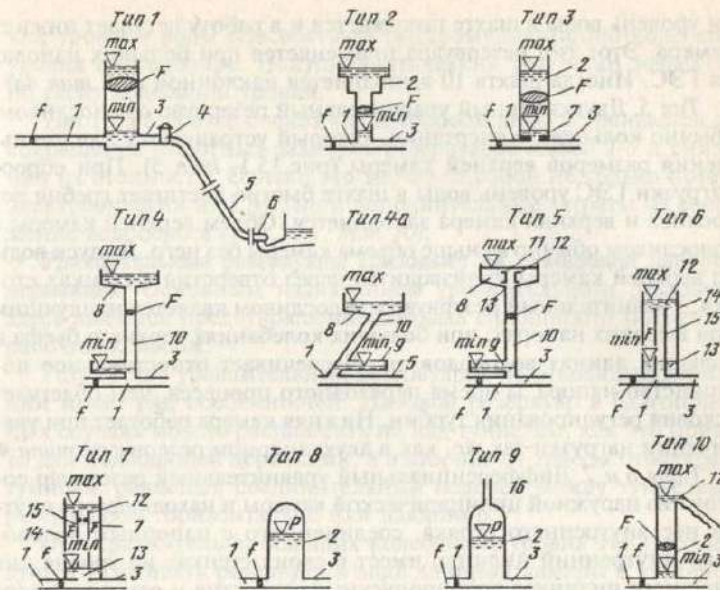


Рис.15.1. Типы уравнительных резервуаров на подводящей деривации:

1 – напорная подводящая деривация; 2 – верховый уравнительный резервуар; 3 – деривация после резервуара; 4 – помещение для затворов; 5 – турбинный трубопровод; 6 – турбина; 7 – сопротивление; 8 – верхняя камера; 9 – нижняя камера; 10 – соединительная шахта; 11 – стояк в верхней камере; 12 – волослив; 13 – сливные отверстия; 14 – наружный цилиндр; 15 – внутренний цилиндр – стояк; 16 – отверстие для впуска и выпуска воздуха

Тип 3. Уравнительный резервуар с дополнительным сопротивлением (демпфирующий резервуар) (рис.15.1, *тип 3*) уменьшает подъем уровня при сбросе нагрузки и понижение уровня при увеличении нагрузки. Однако наличие дополнительного сопротивления приводит к повышению давления в деривации – к появлению так называемого “проскока” гидравлического удара в нее. Для уравнительных резервуаров этого типа требуются меньшие габариты, чем для *типа 1*. Применяется он в основном в установках среднего напора.

Тип 4. Двухкамерный уравнительный резервуар (рис.15.1, *тип 4*) состоит из верхней и нижней камер, соединенных между собой вертикальной или наклонной шахтой сравнительно небольшого сечения. В этом резервуаре при сбросе нагрузки ГЭС происходит быстрый подъем уровня воды в шахте; при заполнении верхней камеры повышение уровня замедляется. При увеличении нагрузки

ки уровень воды в шахте понижается и в работу вступает нижняя камера. Этот тип резервуара применяется при больших напорах на ГЭС. Иногда шахта 10 выполняется наклонной (см. *тип 4а*).

Тип 5. Двухкамерный уравнильный резервуар с водосливом, обычно кольцевого очертания, который устраивается для уменьшения размеров верхней камеры (рис.15.1, *тип 5*). При сбросе нагрузки ГЭС уровень воды в шахте быстро достигает гребня водослива и верхняя камера заполняется. Объем верхней камеры с водосливом обычно меньше объема камеры без него. Выпуск воды из верхней камеры производится через отверстия в стенках стояка. Уравнильный резервуар с водосливом является наилучшим при высоких напорах; при больших колебаниях верхнего бьефа и больших длинах водоводов он обеспечивает относительное постоянство напора за время переходного процесса, чем облегчает условия регулирования турбин. Нижняя камера работает при увеличении нагрузки так же, как в двухкамерном резервуаре *типа 4*.

Типы 6 и 7. Дифференциальный уравнильный резервуар состоит из наружной цилиндрической камеры и находящегося внутри нее внутреннего стояка, соединенного с напорным водоводом. Внутренний цилиндр имеет в своих стенках на уровне дна внешнего цилиндра водопропускные отверстия и открытый верхний конец в виде водослива, через который вода переливается в наружную камеру при подъеме уровня во внутреннем цилиндре (рис.15.1, *тип 6*). При сбросе нагрузки резервуар этого типа работает как резервуар с водосливом, а при возрастании нагрузки — с дополнительным сопротивлением. Иногда в верхней части стояка (рис.15.1, *тип 7*) располагают диафрагму, создающую сопротивление. Дифференциальный резервуар обычно сооружают на поверхности земли в виде отдельно стоящей башенной конструкции.

Тип 8. Пневматический уравнильный резервуар (рис.15.1, *тип 8*) состоит из закрытой воздухонепроницаемой камеры, внутри которой над поверхностью воды воздух имеет избыточное (сверх атмосферного) давление p . При сбросе нагрузки происходит сжатие воздуха в этом резервуаре, что ограничивает высоту подъема в нем уровня воды. Воздух может увлекаться движущейся водой, поэтому необходимо периодически подкачивать его в резервуар.

Тип 9. Полу пневматический уравнильный резервуар (рис.15.1, *тип 9*) представляет собой закрытую камеру, сообщающуюся с атмосферой через аэрационную шахту небольшого сечения, которая создает сопротивление для потока воздуха, вытесняемого из резервуара или засасываемого в него. Сжатие объема воздуха

над уровнем воды способствует быстрому затуханию колебаний уровня в резервуаре. Полу пневматический резервуар эффективно гасит колебания уровня.

Тип 10. Резервуар с частичным сбросом воды устраивается для сокращения высотных размеров резервуаров *типов 1-7* и снижения их стоимости. Однако это влечет за собой не только потерю электроэнергии на ГЭС, но и дополнительные затраты на сооружение водосброса (рис.15.1, *тип 10*).

Уравнильные резервуары (низовые) на отводящей напорной деривации. Основным назначением уравнильного резервуара здесь является предотвращение разрыва сплошности потока под рабочим колесом.

Устройство уравнильных резервуаров на отводящей деривации имеет ряд особенностей. Низовой резервуар в благоприятных случаях можно располагать не над туннелем, как это принято для подводящей деривации, а в стороне от трассы отводящего туннеля, размещая соединительный водовод между туннелем и резервуаром горизонтально или наклонно.

При сравнительно больших колебаниях уровня НБ рекомендуется устраивать резервуар в виде длинной камеры с увеличенным по высоте сечением отводящего туннеля (рис.15.2, *тип 11*). Для уменьшения амплитуд колебания уровня воды при неустановившихся режимах в такие резервуары могут встраиваться горизонтальные диафрагмы с отверстиями на начальном и конечном участках в зависимости от длины камеры (рис.15.2, *тип 12*). Пло-

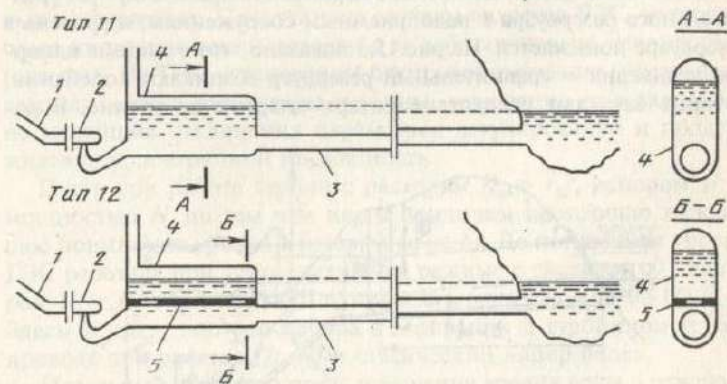


Рис.15.2. Уравнильные резервуары на отводящей деривации:

1 — турбинный водовод; 2 — турбина; 3 — напорная отводящая деривация; 4 — уравнильный резервуар; 5 — диафрагма

шадь отверстий в диафрагме уравнильного резервуара определяется исходя из получения допустимого вакуума под рабочим колесом при расчетном сбросе нагрузки. При сравнительно большой длине уравнильной камеры для уменьшения объемов работ по ней рекомендуется вместо диафрагмы подъем отметки дна камеры над дном отводящего туннеля.

Из представленных на рис.15.1 резервуаров на отводящей напорной деривации в зависимости от топографии и геологии могут найти применение разные типы уравнильных резервуаров, особенно *типы 8-10*.

15.3. Устойчивость колебаний при изменяющихся режимах работы ГЭС

Изменение нагрузки ГЭС вызывает колебания водных масс в напорной деривации и уравнильном резервуаре. При сбросе всей нагрузки ГЭС движение воды в турбинном трубопроводе прекращается, а в напорной деривации некоторое время продолжается движение по инерции. Вода, поступающая в уравнильный резервуар, вызывает повышение в нем уровня, поэтому скорость течения воды в деривации замедляется. Когда уровень воды в резервуаре сравнивается с уровнем в водоеме, движение в деривации по инерции продолжается еще некоторое время. Наполнение резервуара происходит до некоторого наивысшего уровня, при котором движение в напорной деривации прекращается. После этого вода начинает двигаться в обратном направлении — от уравнильного резервуара к водоприемным сооружениям, и уровень в резервуаре понижается. На рис.15.3 показано, что в системе напорная деривация — уравнильный резервуар возникают колебания, которые затухают вследствие потери энергии на трение. В ре-

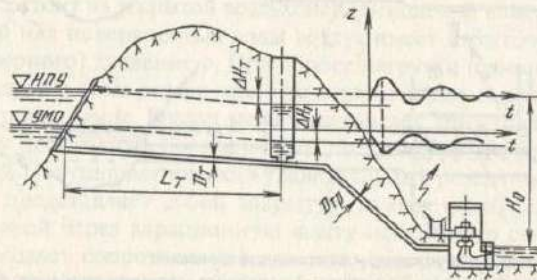


Рис.15.3. Схема колебаний уровня в уравнильном резервуаре

зультате в резервуаре устанавливается гидростатический уровень.

При увеличении нагрузки расход, потребляемый турбинами, увеличивается, уровень воды в резервуаре понижается, скорость воды в напорной деривации возрастает и в итоге в резервуаре возникают колебания $Z = f(t)$, представленные на рис.15.3.

Таким образом, изменение расхода ГЭС создает колебания в системе деривации — уравнильный резервуар.

Для нормальной эксплуатации ГЭС необходимо, чтобы неустановившиеся процессы в любом звене системы затухали и стремились перейти в установившиеся. Определение условий, обеспечивающих затухание неустановившегося процесса при эксплуатации ГЭС, представляет собой задачу об устойчивости работы электростанций. Общая теория устойчивости режимов ГЭС с уравнильными резервуарами рассматривает устойчивость в “малом” и устойчивость в “большом”, называемые в электротехнике статической и динамической устойчивостью.

Под устойчивостью в “малом” следует понимать ее по отношению к малым (бесконечно малым теоретически) начальным возмущениям, действующим на систему. Исследование устойчивости в “большом” представляет собой изучение соответствующих условий при любых возможных конечных возмущениях установившегося (стационарного) режима, после которых система в результате затухания колебаний перейдет к новому или возвратится к первоначальному установившемуся режиму. Основные уравнения колебания уровня воды в резервуаре даны в § 29.1.

Устойчивость работы изолированной ГЭС при малых начальных возмущениях. Простейшим случаем является ГЭС, имеющая один цилиндрический резервуар и работающая на изолированную сеть. На ГЭС установлены быстродействующие (идеальные) автоматические регуляторы турбины, мгновенно отзывающиеся на малейшие отклонения параметров регулирования и поддерживающие постоянную их мощность.

Пусть при работе турбин с расходом $Q_0 = v_0 f$, напором H_0 и мощностью N_0 по тем или иным причинам произошло небольшое понижение уровня в резервуаре на Δz . До понижения уровня ГЭС работала при установившемся режиме с расходом Q_0 , напором $H_0 = H_6 - h_0 - h_{т0}$, КПД η_0 и имела мощность $N_0 = 9,81 Q_0 H_0 \eta_0$. Здесь h_0 и $h_{т0}$ — потери напора в деривации и турбинном трубопроводе при расходе Q_0 ; H_6 — статический напор блока.

Идеальный регулятор после изменения уровня воды в резервуаре при изменившемся напоре H и расходе Q должен поддерживать мощность ГЭС постоянной, т.е. $N = 9,81 Q H \eta = 9,81 Q_0 H_0 \eta_0$ (в пер-

вом приближении будем считать КПД агрегата постоянным). Для этого следует увеличить расход на небольшое значение ΔQ , при которой скорость течения воды в напорной деривации тоже получит малые приращения ΔV , что повлечет за собой изменение уровня в резервуаре и потерь напора на трение. Анализ вышеприведенного равенства показывает, что устойчивость работы изолированной ГЭС при малых начальных возмущениях обеспечивается при выполнении следующих двух условий.

Первое условие устойчивости

$$F > F_{кр} = \frac{LQ_0^2}{2gfh_0(H_6 - h_0 - 3h_{r0})}. \quad (15.2)$$

Таким образом, первое условие устойчивости требует, чтобы площадь поперечного сечения резервуара была бы больше критического значения $F_{кр}$. В этих зависимостях L — длина, а f — площадь поперечного сечения туннеля.

Второе условие требует, чтобы

$$h_0 + h_{r0} < \frac{H_6}{3}, \quad (15.3)$$

т.е. потери напора в напорной деривации и в турбинном трубопроводе должны быть меньше 1/3 статического напора. Обычно на ГЭС второе условие всегда выполняется.

Зависимости (15.2) и (15.3) называются условиями устойчивости Тома-Бахметева.

Если учесть изменение КПД турбин, волновые явления в водохранилищах головного узла отводящего канала, то площадь резервуара F следует увеличить примерно на 5%. Установлено также, что для обеспечения устойчивости больших колебаний при изменении нагрузки ГЭС необходима площадь уравнительного резервуара $1,05 F_{кр}$. Если учесть, что в реальных условиях возможны некоторые отклонения от проектных данных, то следует принимать

$$F = (1,1 \div 1,15)F_{кр}. \quad (15.4)$$

Г.И. Кравченко показал, что для низовых уравнительных резервуаров при соответствующем подборе параметров настройки системы автоматического регулирования мощности ГЭС возможно обеспечить устойчивость ее работы и при меньшей площади сечения уравнительного резервуара, чем требуется по критерию Тома.

При наличии двух резервуаров (верхнего и нижнего) условие устойчивости работы ГЭС становится более тяжелым. При этом критическая площадь получается больше, чем определяемая по формулам (15.2) и (15.4). Расчетные зависимости приведены в [71].

Устойчивость работы ГЭС в мощной энергосистеме. Устойчивость режимов ГЭС, работающих в энергосистеме, зависит от ряда факторов, в том числе от того, работает ли ГЭС с вторичным регулированием или без него. Совместная работа ГЭС без вторичного регулирования с другими электростанциями существенно облегчает условия устойчивости по сравнению с изолированной работающей ГЭС. Если пренебречь волновыми процессами в подводящем и отводящем каналах и потерями напора в трубопроводе, то условие устойчивости примет вид

$$F > \left(\frac{1,5N_r}{N_{ЭЭС}} - 0,5 \right) F_{кр}. \quad (15.5)$$

Из (15.5) следует, что если мощность ГЭС N_r не превышает 1/3 мощности системы $N_{ЭЭС}$, то при бесконечно малых начальных возмущениях, отсутствии быстродействующего вторичного регулирования, отсутствии волновых процессов в каналах и потерь напора в трубопроводе на уравнильный резервуар не накладывается никаких ограничений.

Н.А. Картвелишвили и Д.А. Догондзе показали, что при соответствующей наладке регуляторов паровых и гидравлических турбин на площадь резервуара не накладывается никаких ограничений. Этот вывод справедлив при определенных условиях ($N_r = \text{const}$). Наличие на современных крупных ГЭС центрального регулятора, поддерживающего постоянство мощности станции, сводят условия устойчивости к уже рассмотренным выше даже при работе станции в мощной энергосистеме.

15.4. Уравнительные резервуары на отводящей деривации

При наличии напорной отводящей деривации уравнильный резервуар размещается непосредственно над отсасывающими трубами и ставится в тех случаях, когда в какой-либо фазе гидравлического удара в отсасывающей трубе будет вакуум $H_{\text{вак}} > B - 1,0$ м, где B — барометрическое давление в метрах водяного столба на отметке расположения турбины. Последнее условие можно запи-

сать $H_{\text{вак}} < 6 \div 7$ м. В случае сооружения одного резервуара только за отсасывающими трубами полученные в п.15.3 условия устойчивости (15.2) и (15.3) сохраняют свою силу. В этих уравнениях надо считать L и f соответственно длиной и площадью поперечного сечения напорной отводящей деривации, h_0 — потерями напора в отводящей деривации в условиях установившегося режима при максимальном расходе воды.

15.5. Расчетные условия и определение параметров уравнильного резервуара

Выбор типа конструкции уравнильных резервуаров. На выбор типа уравнильного резервуара влияют условия устойчивости работы ГЭС. Для обеспечения устойчивости в "малом" площадь горизонтального сечения резервуара F должна быть больше критического значения $F_{\text{кр}}$, определяемого в предварительных расчетах по (15.2) и (15.4).

При небольших напорах (до 30-50 м) по условиям устойчивости (15.2) и (15.3) требуется настолько большое сечение резервуара, что при этом отпадает надобность в верхней камере и можно применять резервуар лишь цилиндрического типа (с соединительным патрубком) или резервуар с достаточным сопротивлением.

Как видно из (15.2), при прочих равных условиях чем больше напор ГЭС, тем меньше будет критическая площадь сечения $F_{\text{кр}}$ резервуара. Поэтому резервуары типов 4 и 5 (см. рис.15.1) применяются при высоких напорах. Верхняя камера устраивается выше наивысшего статического уровня. Для резервуара типа 5 целесообразно, чтобы наивысшая отметка уровня воды над водосливом совпадала с максимальной отметкой уровня воды в камере после ее заполнения. Соединительную шахту между верхней и нижней камерами, т.е. в зоне, где возможны малые колебания, можно делать с сечением, допустимым по условиям устойчивости. Диаметры соединительных шахт, соответствующие приблизительно диаметру напорной деривации, обеспечивают условия для отражения гидравлического удара.

Для сообщения воздуха, находящегося в резервуаре, с атмосферой используют трубы или отверстия. Площадь сечения этих отверстий должна быть не менее 10% площади сечения деривации. Воздух будет протекать через них со скоростью примерно в 10 раз большей, чем скорость течения воды в деривации. Дно верхней камеры должно иметь уклон по направлению к стояку не менее 0,03 для стока воды при опорожнении камеры. У осно-

вания внутреннего водослива в верхней камере делаются сливные отверстия, которые, если площадь их значительна, желательно снабжать клапанами, открывающимися в сторону стока. Если у сливных отверстий не будет клапанов, то при сбросе нагрузки ГЭС часть объема верхней камеры заполняется через сливные отверстия, это несколько ухудшает использование объема верхней камеры. Сливные отверстия перекрываются решетками для предотвращения попадания в соединительную шахту камней и мусора. Потолок турбинного трубопровода должен быть ниже наивысшего уровня воды в уравнильном резервуаре не менее чем на 2-3 м. Дно нижней камеры выполняется с уклоном не менее 0,03 по направлению к соединительной шахте, а потолок с уклоном не менее 0,06-0,1 в обратном направлении. Во избежание постоянных потерь напора на расширение потока нижнюю камеру целесообразно строить отдельно от деривации, в стороне от соединительной шахты и выше начального участка трубопровода.

Резервуары, высеченные в скале, могут иметь естественные или искусственные перекрытия верхних камер для предотвращения засорения и завала камнями. На соответствующих отметках устраивается смотровая галерея, которая используется для подачи воздуха. Вертикальная шахта резервуара обычно бетонизируется. В стволе устраивается лестница, а на выходе из резервуара в туннель устанавливается решетка.

Определение параметров уравнильных резервуаров. При расчете верхового резервуара необходимо определить: 1) критическую площадь горизонтального сечения резервуара, обеспечивающую затухание колебаний; 2) наивысший уровень воды в резервуаре при сбросе нагрузки ГЭС; 3) наинизший уровень воды в резервуаре при расчетном увеличении нагрузки ГЭС. Площадь соединительной шахты резервуаров типов 4 и 5 выбирают по условиям обеспечения устойчивости колебаний (15.2) — (15.4). Высота соединительной шахты определяется крайними уровнями, в зоне которых малые колебания могут влиять на устойчивость работы ГЭС. Такими отметками являются отметка максимального статического уровня и минимального уровня установившегося режима работы ГЭС с максимальным расходом при минимальном уровне воды в водохранилище. Верхняя отметка соединительной шахты назначается немного выше максимального статического уровня, а нижняя — ниже минимального уровня воды в резервуаре при установившемся режиме работы ГЭС. В уравнильном резервуаре камерного типа высота соединительной шахты на практике определяется отметками расположения

верхней камеры и деривации. Верхняя часть шахты образует кольцевой водослив, располагаемый обычно на 5-10 м выше НПУ (определяется экономическим сопоставлением вариантов). Внизу шахта сопрягается с деривационным водоводом.

Условие $F > F_{кр}$ должно соблюдаться для резервуаров всех типов. Для резервуаров дифференциального типа 6 и 7 (см. рис. 15.1) условия (15.2) и (15.4) относятся к площади внешнего цилиндра, потому что при малых расходах через сопротивления последние перестают играть свою роль и малые колебания уровня воды происходят одновременно во внешнем и внутреннем цилиндрах. Площадь резервуаров дифференциального типа 6 и 7 и цилиндрических резервуаров типов 1 и 3 задается по условию (15.2) и окончательно определяется экономическим расчетом по условиям наибольшего повышения уровня воды при сбросе нагрузки и наибольшего понижения уровня при увеличении нагрузки.

Согласно СНиП 2.06.01-86 гидравлический расчет переходных режимов в уравнительном резервуаре должен быть произведен на выключение (сброс) и включение (наброс) нагрузки. Наибольшее повышение уровня воды в уравнительном резервуаре необходимо определять при полном сбросе нагрузки всех агрегатов ГЭС. При этом уровень воды в верхнем бьефе следует принимать наивысшим, а потери напора — наименьшими из возможных. Выплескивание воды из резервуара обычно не допускается. Поэтому отметку верха стен резервуара назначают выше наивысшего уровня воды в нем.

Наибольшее понижение уровня воды в уравнительном резервуаре необходимо определять при наибольшем по условиям эксплуатации увеличении нагрузки. При этом уровень воды в верхнем бьефе необходимо принимать наинизшим, а потери напора наибольшими из возможных. В качестве расчетного набора нагрузки принимается увеличение нагрузки агрегатов в регулирующем диапазоне турбин либо последовательный набор в несколько очередей [71].

При подсчете крайних уровней z_{max} и z_{min} вносится поправка на возможные отклонения коэффициента шероховатости. Так, при расчете уравнительного резервуара на сброс нагрузки коэффициент шероховатости для напорной деривации принимают пониженным примерно на 0,001 (например, вместо расчетного значения 0,013 принимают 0,012). Наоборот, определение наинизшего уровня z_{min} и объема нижней камеры при увеличении нагрузки производится при повышенном на 0,001 коэффициенте шероховатости.

Расчет обычно проводится в следующей последовательности. В первую очередь определяют критическую площадь $F_{кр}$ сечения резервуара типов 1, 3, 4 и 7. Для резервуаров типов 4 и 5 принимают сечение соединительной шахты по (15.2) и задают несколько значений для площади сечения камер. Для каждого варианта площадей определяют наивысший и наинизший уровни воды. Оптимальные параметры резервуара определяются на основе технико-экономических расчетов с учетом влияния размеров резервуара на габариты и стоимость деривации и турбинного трубопровода. При длинной деривации и больших колебаниях уровня в водохранилище головного узла высота уравнительного резервуара может получиться весьма большой. На Ингурской ГЭС, например, высота высеченного в скале уравнительного резервуара составляет 140 м (рис. 15.4), на Храм ГЭС-II—85 м, а на Ткибули ГЭС—71 м.

15.6. Примеры построенных резервуаров

Резервуары цилиндрического типа постоянного сечения по высоте осуществлены на многих ГЭС при незначительных колеба-

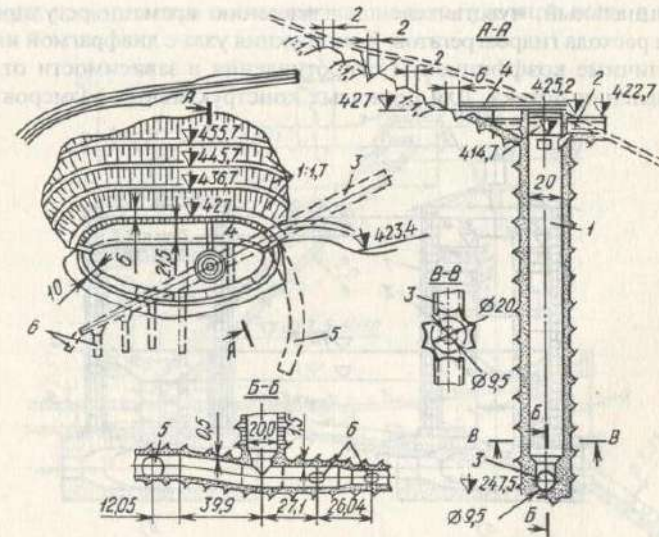


Рис. 15.4. Уравнительный резервуар Ингурской ГЭС.

1 — шахта резервуара; 2 — верхняя камера; 3 — подводящий туннель; 4 — мостик; 5 — строительный штрек; 6 — турбинные водоводы

ниях уровня воды в водохранилище. Если в конце напорного деривационного водовода форма поверхности земли не позволяет установить резервуар внутри горного массива, то может быть рекомендована конструкция башенного типа, как на ГЭС Вивероне в Италии или на Мингечаурской ГЭС. На последней подвод воды к агрегатам ГЭС осуществляется от глубинного водоприемника шестью индивидуальными стальными трубопроводами диаметром 5,3 м, длиной 400 м с расчетным расходом 150 м³/с. На большей части длины они проходят под земляной плотиной, а у низовой ее грани сопрягаются с шестью уравнительными резервуарами.

Уравнительный резервуар дифференциального типа и с дополнительным сопротивлением. Представляют интерес конструкции уравнительного резервуара дифференциального типа Сенгилеевской ГЭС до реконструкции последней (рис. 15.5, а) и резервуара той же ГЭС после реконструкции (рис. 15.5, б), имеющего дополнительное сопротивление в виде диафрагмы. Диаметр отверстия диафрагмы получен на основании результатов расчета переходного процесса сброса максимальной мощности всех агрегатов. Резервуар с дополнительным сопротивлением более, чем дифференциальный, чувствителен к изменению времени регулирования расхода гидроагрегатов. Конструкция узла с диафрагмой имеет различные коэффициенты сопротивления в зависимости от направления потока. Для принятых конструктивных размеров ди-

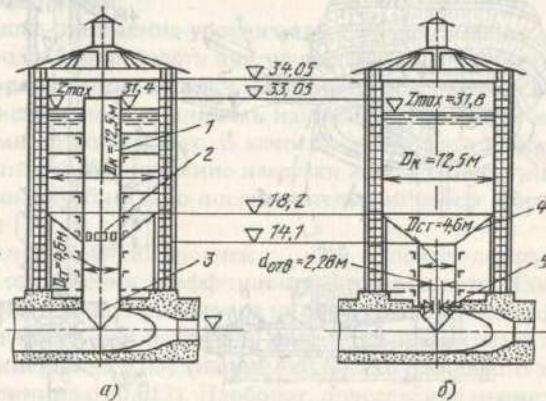


Рис. 15.5. Уравнительный резервуар Сенгилеевской ГЭС до (а) и после (б) реконструкции: 1 — вертикальный стояк диаметром 4,6 м; 2 — отверстия 0,53 × 0,53 м (8шт.); 3 — вход в вертикальный стояк; 4 — расширение вертикального стояка; 5 — кольцевая диафрагма

афрагмы коэффициент сопротивления на вход потока составляет 28, а на выход потока из резервуара 43.

Модернизация уравнительного резервуара Сенгилеевской ГЭС подтвердила принципиальную возможность перехода от конструкции дифференциального типа с внутренним стояком к более простой конструкции с дополнительным сопротивлением в виде кольцевой диафрагмы, что позволило в несколько раз сократить стоимость и сроки восстановительных работ [71].

Уравнительные резервуары камерного типа. На рис. 15.6 показан высеченный в скале уравнительный резервуар камерного типа без водослива (ГЭС Ленч, Швейцария). Максимальный гидростатический уровень 850 м, минимальный 827,5 м. Средний напор на ГЭС составляет 341 м и максимальный расход воды 10 м³/с. Облицованный туннель длиной 4130 м имеет продольный уклон 0,0217. Сечение туннеля 4,77 м². Верхняя камера выполнена в виде продольной необлицованной галереи длиной 50 м с полезным объемом 473 м³. Начальное сечение камеры 3,5 × 4,5 м, уклон дна в стороны шахты 0,01. Нижняя камера выполнена в виде односторонне заполняемой галереи длиной 60 м и объемом 475 м³. Общая разность отметок между наивысшим уровнем воды в вер-

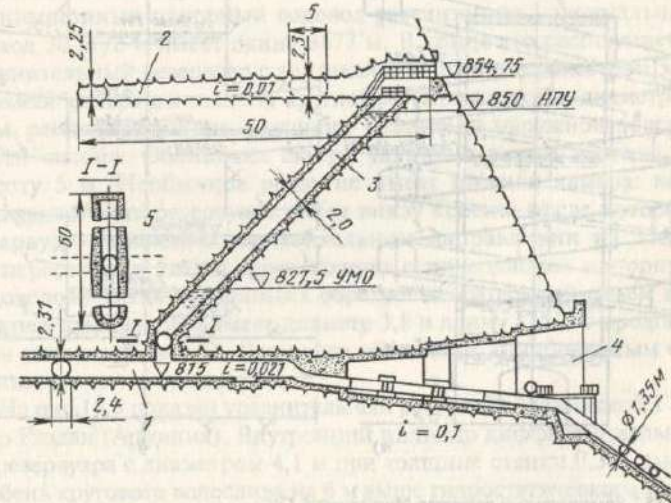


Рис. 15.6. Двухкамерный уравнительный резервуар с наклонной соединительной шахтой ГЭС Ленч:

1 — подводящая деривация; 2 — верхняя камера; 3 — наклонная соединительная шахта; 4 — помещение для затворов и развилки трубопроводов; 5 — нижняя камера

хней камере и потолком подводящего воду туннеля в месте при-
мыкания его к резервуару составляет 37,4 м. После резервуара
напорный водовод разветвляется на три турбинных металличе-
ских трубопровода каждый диаметром 1,35 м, расстояние между
осями водоводов 1,95 м.

Одним из оригинальных вариантов уравнильного резервуа-
ра для Миатлинской ГЭС Сулакского каскада рассматривался
спиральный туннель вокруг шахты, от отметки устья шахты до
отметки сопряжения шахты со сводом деривационного туннеля
(рис. 15.7. а). Спиральный туннель при этом имеет соединитель-
ные сбойки с шахтой через каждые 6-8 м по высоте шахты. Объем
спирального туннеля равен объему компенсационных (успокои-
тельных) камер в альтернативном варианте резервуара. Такое рас-
положение компенсационного объема позволяет успешно решить

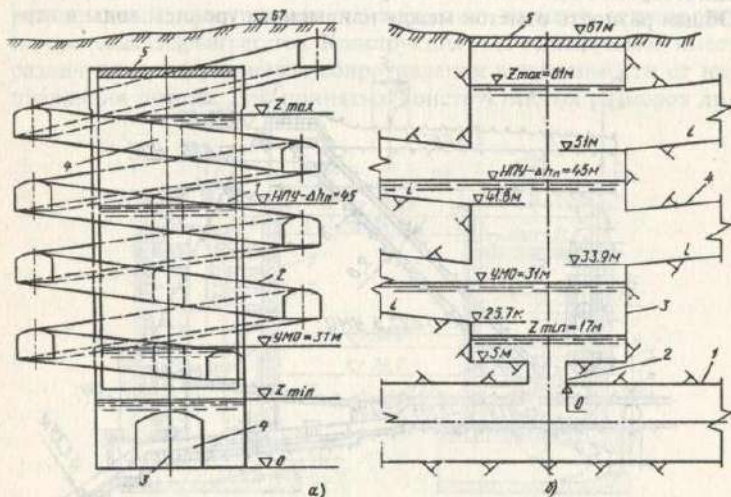


Рис. 15.7 Уравнильный резервуар Миатлинской ГЭС:

а — конструкция с компенсационной емкостью в виде спирального туннеля: 1 — шахта; 2 — спиральный туннель; 3 — деривационный туннель; 4 — сбойки; 5 — крышка; б — окон-
чательный вариант с четырьмя камерами в виде туннелей: 1 — напорный туннель; 2 —
соединительный патрубков; 3 — шахта резервуара; 4 — камеры в виде туннелей; 5 — крышка

вопрос сооружения шахты большого диаметра высокопроизводи-
тельным оборудованием индустриальным и экономичным спо-
собом, когда выработка породы и возведение бетонной обделки
ведутся аналогично методу сооружения нижнего уступа камер-
ных выработок и туннелей большого сечения.

Окончательный и осуществленный строительством вариант
уравнильного резервуара Миатлинской ГЭС (рис. 15.7, б) вклю-
чает вертикальную шахту и четыре камеры в виде туннелей. Вза-
имное высотное расположение камер таково, что площадь зерка-
ла воды в уравнильном резервуаре превышает значение крити-
ческой площади. В трех нижних камерах наблюдаются напорный
и безнапорный режимы течения воды, в верхней камере — только
безнапорный режим течения. Объем воды нижней камеры пред-
назначен для обеспечения ограничений на минимальные уровни
воды в уравнильном резервуаре при пуске агрегатов ГЭС. Рас-
четы и исследования этого варианта уравнильного резервуара
были выполнены в Санкт-Петербургском государственном тех-
ническом университете.

Оригинальная конструкция уравнильного резервуара с верх-
ней и нижней камерами (рис. 15.8) выполнена на ГЭС Ремпен
(Швейцария), где разница между максимальным 900 м и мини-
мальным 853 м гидростатическими уровнями воды достигает 47 м.
деривационный напорный водовод рассчитан на максимальный
расход 30 м³/с и имеет длину 3677 м. В конце его располагается
уравнильный резервуар с вертикальной шахтой диаметром 5 м.
Верхняя камера выполнена круглой металлической с диаметром
22 м, располагается вне земляного массива на наружной поверх-
ности склона. Облицовка шахты удлинена внутрь камеры на
высоту 5 м. Необычное решение имеет нижняя камера: вер-
тикальная часть резервуара имеет внизу колено, после которого
резервуар продлен в горизонтальном направлении на 125 м
до пересечения также через колено с подводящим напорным
водоводом. Такая компоновка образует необходимый объем для
нижней камеры. Она имеет диаметр 3,8 и длину 125 м с продоль-
ным уклоном дна 0,01. Резервуар облицован армированным бето-
ном.

На рис. 15.9 показан уравнильный резервуар Арзнинской ГЭС
на р. Раздан (Армения). Внутренний цилиндр дифференциально-
го резервуара с диаметром 4,1 м при толщине стенки 0,3 м имеет
гребень кругового водослива на 6 м выше гидростатического уров-
ня воды в водохранилище. Наружный резервуар диаметром 13,9 м
выполнен с переменной толщиной стенки (вверху 0,25 м, внизу

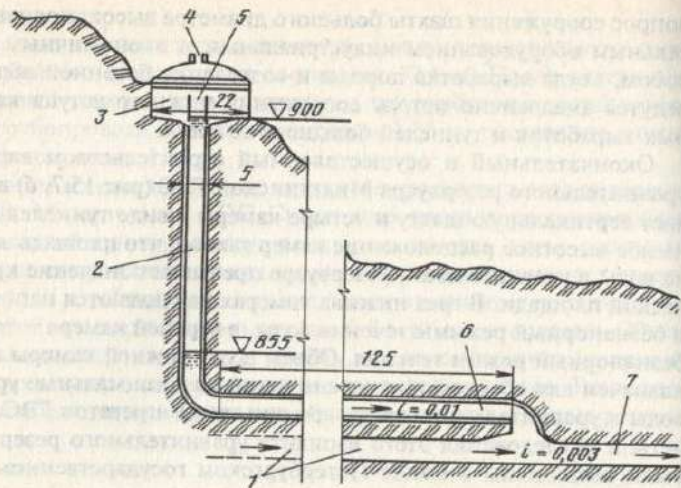


Рис. 15.8. Двухкамерный уравнильный резервуар ГЭС Ремпен:

1 — подводящая деривация; 2 — соединительная шахта; 3 — верхняя камера; 4 — вентиляционный воздуховод; 5 — водослив с отметкой гребня 90,5 м; 6 — нижняя камера; 7 — напорная деривация после уравнильного резервуара

0,72 м). Дно резервуара располагается на 1 м ниже минимального уровня в нем и на 13 м выше отметки оси деривационного водовода. Минимальный уровень воды в резервуаре на 3 м ниже рабочего и на 7 м ниже гидростатического уровня. Над деривационным водоводом осуществлена грунтовая присыпка толщиной 3 м, выше которой располагается резервуар.

В [71] рассмотрены вопросы реконструкции ГЭС с уравнильными резервуарами, что может привести к решению чрезвычайно важных проблем улучшения параметров, повышения мощности и надежности ГЭС.

Контрольные вопросы

1. Назовите все формулировки критерия необходимости устройства уравнильного резервуара.
2. Особенности типов уравнильных резервуаров и условия их применения.

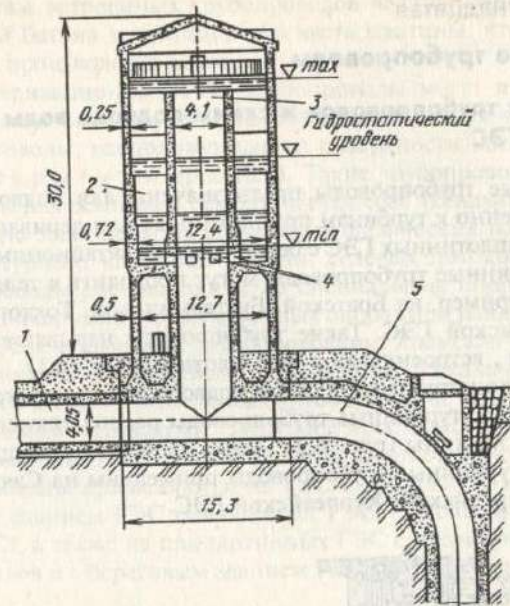


Рис. 15.9. Железобетонный дифференциальный уравнильный резервуар ГЭС Арзи:

1 — напорная подводящая деривация; 2 — уравнильный резервуар; 3 — внутренний цилиндр с водосливом; 4 — отверстие; 5 — турбинный трубопровод

3. Отличие малых и больших колебаний уровней в уравнильных резервуарах.

4. Сформулируйте условия устойчивости работы изолированной ГЭС при малых начальных возмущениях.

5. От чего зависит критическая площадь уравнильного резервуара?

6. Изложите алгоритм определения основных параметров уравнильных резервуаров.

Темы рефератов

1. Анализ конструкций уравнильных резервуаров.
2. Примеры уравнильных резервуаров, построенных за рубежом.

Турбинные трубопроводы

16. 1. Типы трубопроводов и схемы подвода воды к турбинам ГЭС

Турбинные трубопроводы предназначены для подвода воды непосредственно к турбинам приплотинных или деривационных ГЭС. На приплотинных ГЭС с бетонными гравитационными плотинами турбинные трубопроводы могут проходить в теле плотины, как, например, на Братской, Бухтарминской, Токтогульской и Усть-Илимской ГЭС. Такие трубопроводы называют *заделанными*, *встроенными* в тело плотины (рис.16.1).

В другой конструктивной схеме подвода воды к агрегату приплотинной ГЭС турбинные трубопроводы располагаются на нижней грани плотины (рис.16.2). Такие свободно лежащие в *ыносы* турбинные трубопроводы применены на Саяно-Шушенской, Чиркейской, Курпсайской ГЭС.

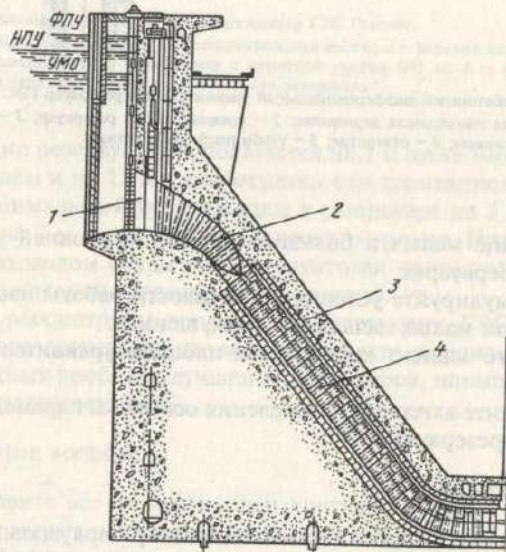


Рис.16.1. Встроенный турбинный трубопровод:
1 — водоприемник; 2 — переходный участок трубопровода от прямоугольного сечения к круглому; 3 — крепление трубопровода в теле плотины; 4 — стальной трубопровод

Монтаж встроенных трубопроводов ведется одновременно с укладкой бетона в стационарную часть плотины, что затрудняет условия производства работ.

На деривационных ГЭС трубопроводы могут проходить по поверхности склона горы или под землей в скальной выломке. Трубопроводы, расположенные на поверхности косогора, называют *открытыми* (рис.16.3). Такие трубопроводы наиболее доступны для осмотра и ремонта в процессе эксплуатации. Однако они не защищены от возможных физических воздействий — температурных, камнепада, лавин, селевых потоков. Открытые трубопроводы располагаются на специальных опорных устройствах — анкерных и промежуточных опорах или рандбалках. Примеры ГЭС с открытыми трубопроводами: Храмская-1, Рионская.

Турбинные трубопроводы, проходящие в скальной выломке, относятся к группе *заделанных* трубопроводов; их еще называют *туннельными* водоводами. Затрубное пространство между стальной оболочкой и скалой заполняется бетоном (рис.16.4). Такие трубопроводы применяются на ГЭС с подземным или полуподземным зданием ГЭС (Вилуйской ГЭС 1, Колымская, Ингурская ГЭС), а также на приплотинных ГЭС с плотиной из местных материалов и с береговым зданием ГЭС (Чарвакская и Нурекская ГЭС).

На некоторых гидроэлектростанциях с плотиной из местных материалов турбинные трубопроводы могут прокладываться в теле земляной плотины (рис.16.3) (см. также гл. 12).

Для изготовления турбинных трубопроводов ГЭС могут использоваться различные материалы, и в соответствии с этим они подразделяются на стальные, бетонные, железобетонные, сталежелезобетонные, деревянные, асбестоцементные. Оболочка трубопровода может изготавливаться также из синтетических материалов, например стеклопластика.

В практике гидроэнергостроительства наибольшее распространение получили стальные и сталежелезобетонные турбинные трубопроводы. Выносные сталежелезобетонные трубопроводы применены на таких крупных ГЭС, как Красноярская, Саяно-Шушенская, Чиркейская. В табл. 16.1 приведены основные характеристики турбинных трубопроводов некоторых ГЭС.

Подвод воды к гидротурбинам может осуществляться по одной из схем (рис.16.5). Схема *раздельного* питания каждой турбины индивидуальным трубопроводом представлена на рис.16.5, *а*. На Красноярской ГЭС подвод к каждому агрегату осуществляется двумя трубопроводами (рис.16.5, *и*).

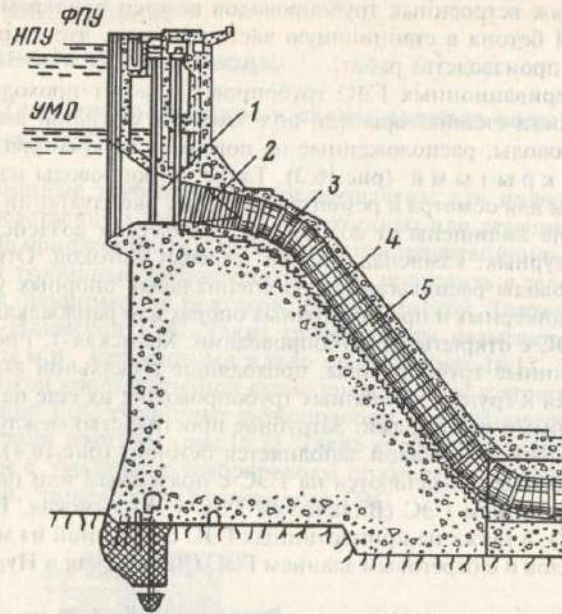


Рис. 16.2. Выносной турбинный трубопровод:
 1 – водоприемник; 2 – переходной участок трубопровода от прямоугольного сечения к круглому; 3 – колесо трубопровода; 4 – внешняя железобетонная оболочка; 5 – внутренняя стальная оболочка трубопровода

В схеме группового питания турбин (рис. 16.5, б) каждый трубопровод подает воду к двум или большему числу турбин. Так, на Чарвакской ГЭС вода к четырем турбинам подводится двумя подземными турбинными водоводами, которые заканчиваются обetonированными металлическими развилками.

Схема объединенного питания всех турбин ГЭС одним трубопроводом (рис. 16.5, в) может применяться на станциях с высокими напорами и малыми расходами воды. Для увеличения надежности работы станции возможно устройство перемычек между нитками трубопроводов (рис. 16.5, г) или применение схемы объединенного питания с кольцевым распределителем (рис. 16.5, з).

В схемах группового и объединенного питания предусматривается установка шаровых или дисковых затворов на трубопроводах перед спиральными камерами. Это позволяет выводить в ре-

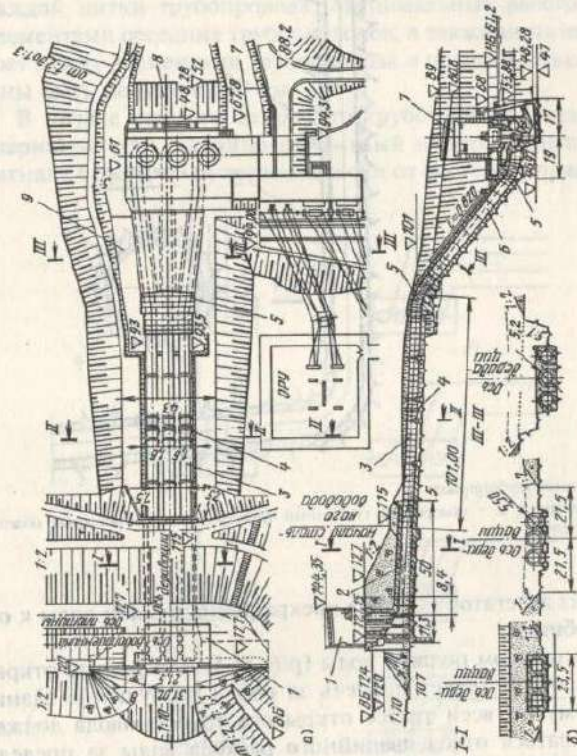


Рис. 16.3. Турбинный трубопровод деривационной ГЭС:
 а – план стационного узла; б – продольный разрез по оси турбинного трубопровода; 1 – здание водоприемника; 2 – турбинные трубопроводы; 3 – то же железобетонные; 4 – стальные открытые; 5 – температурные компенсаторы; 6 – анкерные опоры; 7 – здание ГЭС; 8 – аварийный отводящий канал; 9 – бетонированные и засыпанные щебнем

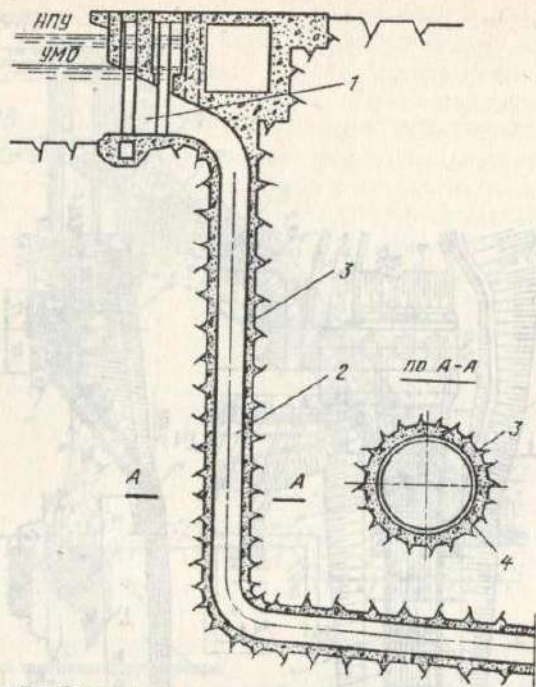


Рис. 16.4. Подземный трубопровод:
1 – водоприемник; 2 – подземный турбинный трубопровод; 3 – бетонная обделка;
4 – стальная оболочка

монт один из агрегатов ГЭС без прекращения подачи воды к остальным турбинам.

При фронтальном подводе воды (рис. 16.5, а-г) разрыв открытого трубопровода может повлечь за собой разрушение здания ГЭС. Поэтому по всей трассе открытого трубопровода должен предусматриваться отвод аварийного расхода воды за пределы сооружения. Здание ГЭС со стороны трубопроводов может быть защищено бетонной напорной стенкой. На высоконапорных ГЭС применяют продольный подвод воды к зданию ГЭС (рис. 16.5, д-з).

Трасса трубопровода должна быть как можно короче, так как от длины трубопровода зависят его стоимость, потери напора в нем, значение повышения давления при гидравлическом ударе. Уменьшение длины трассы трубопровода и его стоимости может сопровождаться увеличением земельно-скальных работ, связан-

ных с планировкой пересеченной местности по трассе трубопровода. Оптимальная трасса трубопровода выбирается на основании технико-экономического сопоставления различных вариантов. Существенное значение имеет геологическое строение склона.

Расстояние между открытыми трубопроводами в плане должно быть минимальным и определяться из условий обслуживания каждой нитки трубопровода. Минимальные расстояния между элементами соседних трубопроводов, а также минимальный просвет между элементами трубопровода и поверхностью грунта должны быть не менее 600 мм.

В начале каждого открытого трубопровода устанавливается аварийный или аварийно-ремонтный затвор, закрываемый по сигналу с пульта или автоматически от системы управления агре-

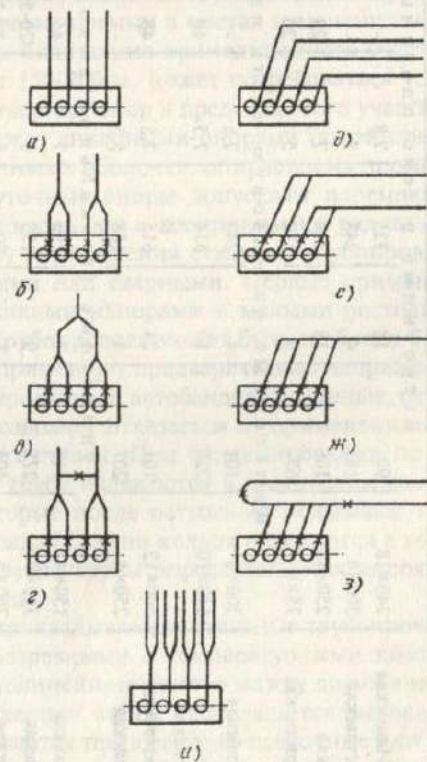


Рис. 16.5. Схемы подвода воды к гидротурбинам ГЭС

Таблица 16.1. Характеристики турбинных трубопроводов ГЭС

ГЭС	Напор, м		Характеристика трубопроводов					
	Мощность, МВт, число агрегатов	Напор, м	Число ниток	Расход, м ³ /с	Диаметр, м	Толщина оболочки, мм	Скорость воды, м/с	HD, 10 ² МПа/см
Усть-Илимская	240×18	90	18	325	7,8	-	6,8	8,8
Токтогульская	300×4	183	4	248	7	-	6,1	15
Братская	250×18	106	18	254	7	28	6,6	9,1
Бухтарминская	75×9	67	9	142	5	20	7,2	4,2
Курпайская	206×4	101	4	243	7,8	-	5,1	9,8
Саяно-Шушенская	640×10	220	10	374	7,5	40	8,5	20
Красноярская	500×12	101	24	615	7,5	40	7,0	12,1
Чиркейская	250×4	207	4	168	5,5	-	7,0	14,35
Чарвакская	150×4	148	2	296	7	45	7,7	17
Нурекская	310×9	275	9	155	6	20-50	5,5	22,8
Ингурская	260×5	404	5	90	5	25-30	4,6	27,5
Гюмушская	56×4	297	4	22,5	3,0-2,3	-	5,5	8,9
Храмская-1	38×3	432	3	12	1,75-1,5	-	6,3	8,7
Рионская	12×4	66	4	25	2,6	-	4,7	2,2

Встроенные в тело плотины

Вынесенные на низовую часть плотины

Туннельные (в скальной выемке)

Проложенные на поверхности склона

гатом при разрыве трубопровода и увеличении расхода воды на 20-30% выше наибольшего расчетного.

За быстродействующими затворами на трубопроводах предусматриваются трубы или воздушные клапаны для впуска воздуха при опорожнении и выпуска воздуха при наполнении трубопровода. Для наполнения трубопровода водой предусматривается устройство обходной трубы. Допускается наполнение трубопровода путем частичного открытия затвора. Для осмотра и ремонта трубопровода предусматриваются лазы диаметром 500 мм.

16. 2. Стальные открытые трубопроводы

На высоконапорных деривационных ГЭС обычно применяются стальные, свободно лежащие на склоне турбинные трубопроводы. Стальная оболочка трубопровода закрепляется в анкерных опорах, размещаемых в местах изменения направления оси трубопровода. Если длина прямолинейного участка трубопровода превышает 150-200 м, может потребоваться установка дополнительных анкерных опор в пределах этого участка. Участок трубопровода между анкерными опорами посредством жестких колец, приваренных к оболочке, опирается на промежуточные опоры. Промежуточные опоры допускают перемещения оболочки трубопровода вдоль оси и воспринимают радиальные нагрузки.

По способу изготовления стальные трубопроводы могут быть цельнотянутыми или сварными. Первые применяются на установках с высокими напорами и малыми расходами воды. Диаметр такого трубопровода может быть не более 0,6 м. При высоких напорах применяют предварительно напряженные трубопроводы бандажированные, автобандажированные, перенапряженные и т. п. Это позволяет отказаться от применения высокопрочных дорогостоящих сталей. При бандажировании на цельнотянутую или сварную трубу надеваются в подогретом состоянии кольца-бандажи, которые после остывания обжимают трубу (рис.16.6). При автобандажировании кольца надеваются в холодном состоянии и затем звено трубы опрессовывается высоким внутренним давлением воды.

Открыто прокладываемые стальные трубопроводы, как правило, делают разрезными с температурными компенсаторами на каждом прямолинейном участке между двумя анкерными опорами. Если анкерная опора располагается на осадочном грунте, предусматриваются температурно-осадочные или осадочные компенсаторы. Более подробно опоры, компенсаторы и фасонные части трубопровода рассматриваются ниже.

Оболочку турбинного трубопровода обычно изготавливают из вальцованных стальных листов, соединяемых электросваркой. Основным материалом для изготовления оболочки трубопровода являются толстолистовые горячекатаные углеродистые стали ВСтЗсп5, ВСтЗГис, 16Д и др. с пределом текучести 220-250 МПа. При больших диаметрах трубопровода и напорах ($HD = 2300-2750 \text{ м}^2$) применяют низколегированные и высокопрочные стали 09Г2С, 13ХГН2МД, 14Х2ГМР и др. с пределом текучести 300-600 МПа.

Характеристики некоторых сталей, применяемых для изготовления турбинных трубопроводов, приведены в табл. 16.2.

Например, технико-экономическое обоснование параметров трубопроводов Саяно-Шушенской ГЭС показало, что на нижних участках водоводов целесообразнее для оболочки применять сталь 13ХГН2МД. Оболочка верхних и средних участков выполнена из стали 09Г2С.

Диаметр трубопровода обосновывается технико-экономическими расчетами. На начальных участках водовода диаметр получается большим, чем на конечных, так как давление воды возрастает по длине трубопровода. На участке между соседними анкерными опорами внешний диаметр оболочки трубопровода принимается постоянным. Переход от одного диаметра к другому осуществляется конусными обечайками, как правило, в пределах анкерной опоры.

Толщина оболочки по длине трубопровода изменяется в соответствии с изменением диаметра и давления воды. От начала трубопровода к концу толщина оболочки увеличивается. Изменение толщины оболочки осуществляется ступенями 2-4 мм. На начальном участке трубопровода толщина оболочки принимается по условиям жесткости, так как давление воды здесь обычно невелико.

Так как внутренний диаметр оболочки изменяется с изменением толщины оболочки, в гидравлических и технико-экономических расчетах трубопровода используется понятие условный внутренний диаметр трубопровода D_0 . В табл. 16.3 приведены нормальный ряд диаметров трубопроводов и соответствующие этим диаметрам минимально допустимые по условиям жесткости толщины оболочки трубопроводов.

Фасонными элементами являются конфузерные и диффузорные участки (конические оболочки), разветвления (тройники и развилки). Фасонные элементы создают дополнительные гидравлические потери в турбинных трубопроводах. Эти местные потери напора следует учитывать при обосновании параметров трубопровода.

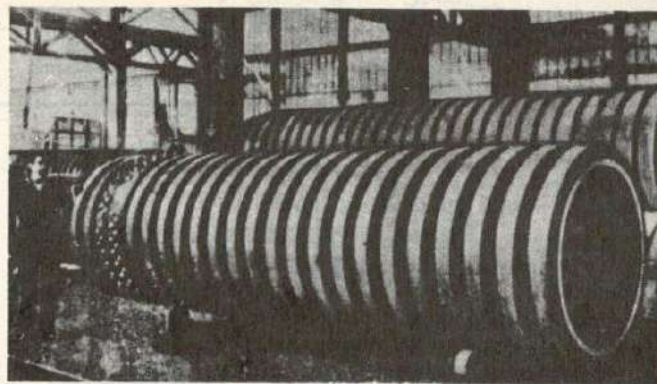


Рис. 16.6. Бандажированные трубопроводы

Изменение направления оси трубопровода осуществляется с помощью колена. Радиус оси колена должен быть не менее трех диаметров трубопровода. Лишь в редких случаях для колен с углом поворота более 40° и расположенных в стесненных условиях допускается уменьшение радиуса до 1,5 диаметров трубопровода. Как правило, колено располагается в пределах анкерной опоры. Колена могут быть цилиндрическими или с переменным сечением, т.е. с изменяющимся в пределах колена диаметром оболочки.

Наиболее сложными и ответственными элементами трубопроводов являются развилки (рис. 16.7). По расположению ответвлений развилки делятся на плоские и пространственные. В плоских развилках оси всех элементов расположены в одной плоскости, в пространственных — в разных плоскостях.

Форма развилки характеризуется числом ответвлений, углом ответвления между осями основной трубы и отвода, углом конусности переходных элементов ответвлений и соотношением диаметров основной трубы и ответвлений.

В местах разветвления трубопровода его оболочка под действием внутреннего давления воды кроме растягивающих усилий испытывает также и изгиб. Это требует принятия специальных конструктивных мер: увеличения толщины оболочки, усиления конструкции ребрами жесткости — воротниками, применения вертикальных стяжек или стальных диафрагм. При высоких на-

Таблица 16.2. Характеристики сталей для трубопроводов

Марка стали	Толщина проката, мм	Предел текучести σ_T , МПа	Временное сопротивление σ_B , МПа	
ВСтЗсп5	4-20	235	370	
ВСтЗГпс	21-40	225	370	
16Д	До 20	240	380	
	21-40	230	380	
	41-60	220	380	
22К	40-170	190	440	
	09Г2С	11-20	325	470
		21-32	310	460
13ХГН2МД	33-60	285	450	
	20-36	540	650	
	14Х2ГМРБ	До 50	600	700

Таблица 16.3. Нормальный ряд диаметров трубопроводов

Наружный диаметр D_n , мм	Условный внутренний диаметр D_0 , мм	Шаг перехода к следующему диаметру, мм	Наименьшая толщина оболочки σ , мм
720-1320	700-1300	100	8
1430-1530	1400-1500	100	8
1630-1730	1600-1700	100	10
1840-3040	1800-3000	100	10
3240-4040	3200-4000	200	10
4240-6040	4200-6000	200	12
6240-6440	6200-6400	200	14
6650-7050	6600-7000	200	14
7550-10 050	7500-10 000	500	14
10 550-14 050	10 500-14 000	500	16

порах тройники и развилки делают сферической формы. Для снижения местных потерь напора внутри сферы размещают перфорированный обтекатель — оболочку из тонкой листовой стали с отверстиями для выравнивания давления.

Компенсаторы. Открыто прокладываемые стальные трубопроводы должны быть разрезными. Каждый прямолинейный участок такого трубопровода между двумя анкерными опорами располагается на промежуточных опорах и имеет один или два компенсатора. Такое решение позволяет почти полностью исклю-

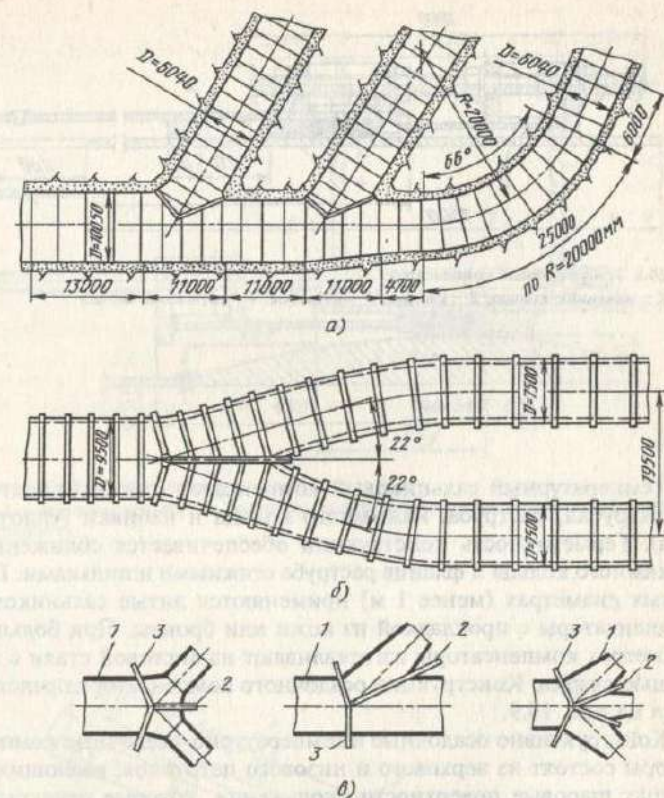


Рис.16.7. Развилки напорного трубопровода:

а — развилка подземного турбинного водо-вода; б — развилка стального трубопровода; в — схемы укрепления разветвлений плоскими воротниками; 1 — оболочка трубопровода; 2 — продольный воротник; 3 — поперечный воротник

чить температурные напряжения в оболочке трубопровода и обеспечить работу трубопровода при возможных неравномерных осадках его анкерных опор. По назначению компенсаторы подразделяются на температурные, осадочные и температурно-осадочные, по конструкции — на сальниковые, тарельчатые и гофрированные. Наибольшее распространение на гидроэнергетических объектах получили сальниковые компенсаторы.

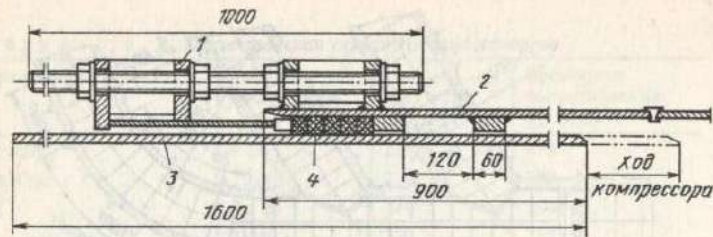


Рис. 16.8. Температурный компенсатор:
1 — нажимное кольцо; 2 — раструб; 3 — патрубок; 4 — резиновые кольца

Температурный сальниковый компенсатор (рис. 16.8) состоит из патрубка, раструба, нажимного кольца и набивки (уплотнения). Герметичность конструкции обеспечивается сближением нажимного кольца и фланца раструба стяжными шпильками. При малых диаметрах (менее 1 м) применяются литые сальниковые компенсаторы с прокладкой из кожи или бронзы. При больших диаметрах компенсаторы изготавливают из листовой стали с помощью сварки. Конструкции осадочного компенсатора представлена на рис. 16.9.

Конструктивно осадочные и температурно-осадочные компенсаторы состоят из верхнего и низового патрубков, имеющих на концах шаровые поверхности скольжения, которые перекрываются подвижной трубой — плавающим раструбом, способным поворачиваться в вертикальной плоскости (рис. 16.10).

Плавающий раструб подвешивается к консольным частям патрубков на четыре горизонтальных шарнирных осях. Шарнирные оси воспринимают нагрузку от собственного веса плавающего патрубка и нормальной составляющей веса воды, а также силы трения в сальниковых и шарнирных соединениях. Передача этих нагрузок на основной трубопровод осуществляется через наружные балки и кольца верхнего и низового патрубков.

В температурно-осадочных компенсаторах плавающий раструб не только поворачивается в вертикальной плоскости, но и скользит в продольном направлении, компенсируя температурные деформации. В этом компенсаторе низовые подшипники не за-

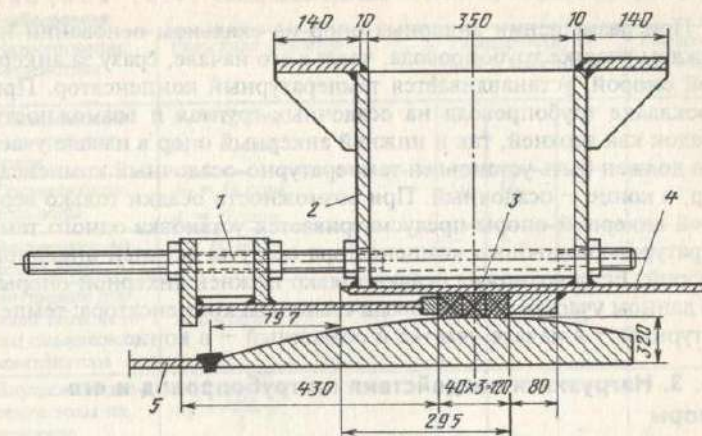


Рис. 16.9. Осадочный компенсатор:
1 — нажимное кольцо; 2 — кольцо жесткости; 3 — резиновое уплотнение; 4 — раструб; 5 — патрубок

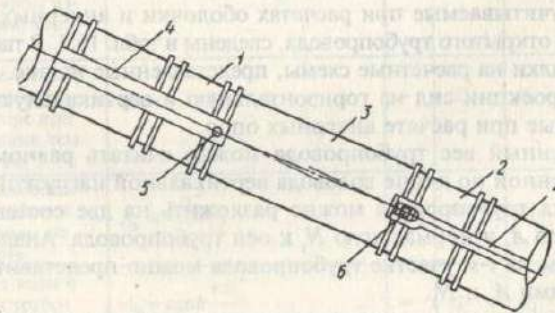


Рис. 16.10. Схема температурно-осадочного компенсатора:
1 — верхний патрубок; 2 — низовый патрубок; 3 — плавающий раструб; 4 — наружные балки; 5 — шарнирное соединение; 6 — подшипник в ползуне

репляются жестко на балках, а устанавливаются на специальных ползунах. Ползуны низовых осей раструба могут перемещаться в продольных гнездах балок.

При размещении анкерных опор на скальном основании на каждом участке трубопровода, чаще в его начале, сразу за анкерной опорой, устанавливается температурный компенсатор. При прокладке трубопровода на осадочных грунтах и возможности осадок как верхней, так и нижней анкерный опор в начале участка должен быть установлен температурно-осадочный компенсатор, в конце — осадочный. При возможности осадки только верхней анкерной опоры предусматривается установка одного температурно-осадочного компенсатора сразу за верхней анкерной опорой. Если возможна осадка только нижней анкерной опоры, на данном участке трубопровода ставят два компенсатора: температурный — в начале участка и осадочный — в конце.

16. 3. Нагрузки и воздействия на трубопровод и его опоры

Силы, действующие на трубопровод, определяются статическим и гидродинамическим давлением воды на оболочку, собственной массой трубопровода, изменением температуры оболочки, давлением ветра, снега и др. Эти силы можно разделить на три группы: осевые A , направленные вдоль оси участка трубопровода; нормальные N , перпендикулярные к оси; радиальные R , оказывающие давление на оболочку трубопровода.

Силы, учитываемые при расчетах оболочки и анкерных опор разрезного открытого трубопровода, сведены в табл. 16.4. В таблице даны ссылки на расчетные схемы, представленные на рис. 16.11, указаны проекции сил на горизонтальную и вертикальную оси, учитываемые при расчете анкерных опор.

Собственный вес трубопровода можно считать равномерно распределенной по длине водовода вертикальной нагрузкой. Вес i -го участка трубопровода можно разложить на две составляющие: осевую A_i и нормальную N_i к оси трубопровода. Аналогично вес воды на i -м участке трубопровода можно представить составляющими A_2 и N_2 .

При определении внутреннего давления воды p в расчетном сечении трубопровода, например, j -м, расчетный напор H_{pj} принимается равным сумме статического напора $H_{св}$ в этом сечении и расчетного повышения давления при гидравлическом ударе ΔH_j .

Под действием внутреннего давления воды диаметр трубопровода увеличивается. Одновременно с поперечной деформацией происходит продольная деформация (укорочение) разрезного трубопровода. В неразрезном трубопроводе возникают растягиваю-

Таблица 16.4. Силы, действующие на оболочку открытого разрезного трубопровода

Наименование воздействия	Расчетная формула	Равнодействующая и проекции			Расчетная схема рис. 16.11
		G_r	G_t	T	
Составляющие веса трубопроводов	$N_1 = G_r \cos \varphi;$ $A_1 = G_r \sin \varphi$	G_r	G_t	—	a
Составляющие веса воды	$N_2 = G_b \cos \varphi;$ $A_2 = G_b \sin \varphi$	G_b	G_b	—	—
Внутреннее давление воды	$p = H_p \rho g$	—	—	—	—
Внутреннее давление воды на торец сальникового компенсатора	$A_3 = \pi D \delta p$	—	G_c	T_c	z
Внутреннее давление воды на повороте	$A_4' = \frac{\pi D_0^2}{4} p';$ $A_4'' = \frac{\pi D_0^2}{4} p''$	R_n	G_n	T_n	b
Внутреннее давление воды при изменении диаметра	$A_5 = \frac{\pi}{8} (D_0'^2 - D_0''^2) \frac{p' + p''}{2}$	—	G_D	T_D	a
Трение на промежуточных опорах при изменении температуры	$A_6 = f(G_n + 1,1 G_r) \cos \varphi$	—	G_o	T_o	a
Трение в сальниковом компенсаторе при изменении температуры	$A_7 = 1,2 p f_k \pi D_1 b$	—	G_k	T_k	z
Составляющие центробежной силы воды на повороте	$A_8 = \frac{\pi D_0^2}{4} \rho v^2$	$R_{ц}$	$G_{ц}$	$T_{ц}$	a
Трение воды о стенки трубопровода	$A_9 = \rho g \Delta h \frac{\pi D_0^2}{4}$	—	G_l	T_l	a

щие продольные напряжения. Осевая сила $A = \frac{p D_0}{2} \mu \pi D$ воспринимается анкерными опорами неразрезного трубопровода.

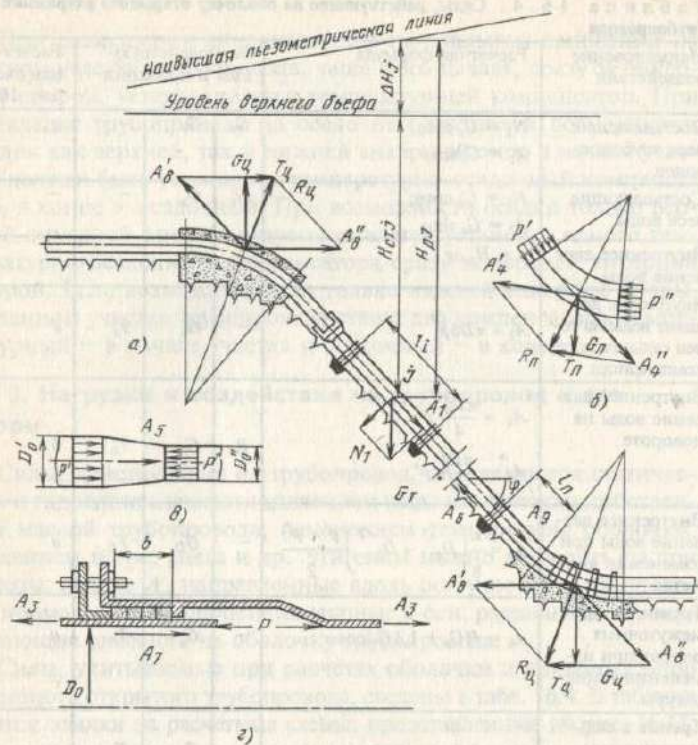


Рис. 16.11. Расчетная схема турбинного трубопровода

Внутреннее давление воды, действуя на торцевые поверхности сальникового компенсатора, вызывает появление осевых сил $\pm A_3$, направленных в обе стороны от компенсатора.

Внутреннее давление воды на повороте трубопровода вызывает появление двух осевых сил на входе в колено и выходе из него.

Направленные под углом A_4' и A_4'' дают равнодействующую R_n , которая может быть разложена на горизонтальную T_n и вертикальную составляющие G_n .

На участке трубопровода, где диаметр плавно изменяется от D_0' до D_0'' , возникает осевая сила A_3 , направленная в сторону меньшего диаметра.

Перемещение трубопровода по промежуточным опорам при изменении температуры оболочки создает осевую силу A_6 . Эта сила направлена в сторону, противоположную перемещению оболочки трубопровода относительно опоры. Коэффициент трения f для катковых промежуточных опор можно принять равным 0,04.

При изменении температуры оболочки трубопровода изменяется длина оболочки от компенсатора до анкерной опоры. Возникающая при этом осевая сила трения оболочки о набивку сальника компенсатора A_7 действует в направлении, обратном направлению перемещения оболочки трубопровода. Коэффициент трения стали по набивке сальникового компенсатора f_c принимается равным 0,3.

При движении воды в трубопроводе в местах поворота потока возникают центробежные силы R_u . При размещении колена в пределах анкерной опоры центробежная сила может ухудшить условия работы опоры, если проекция этой силы на вертикальную ось направлена вверх. В этом случае анкерная опора должна иметь большую массу. Если проекция центробежной силы на вертикальную ось направлена вниз, вес анкерной опоры может быть уменьшен, так как центробежная сила "прижимает" анкерную опору к основанию. Сила R_u может быть разложена на две осевые силы A_8' и A_8'' .

Трение движущейся воды об оболочку трубопровода вызывает появление осевой силы A_6 . Эта сила прямо пропорциональна потерям напора на трение Δh на участке трубопровода от компенсатора до анкерной опоры.

16. 4. Основные положения расчета стального трубопровода на прочность и устойчивость

Расчет оболочки трубопровода на прочность производится по методу расчетных предельных состояний. Методы расчета стальных трубопроводов подробно изложены в [74].

При проектировании и расчетах трубопровода следует выполнять требования и рекомендации [76].

На начальной стадии проектирования толщина оболочки трубопровода может определяться по формуле

$$\delta_j \geq \frac{pD_{in}}{2R} = \frac{\gamma H_{пр} D_0}{2R}$$

где $H_{\text{в}}$ — расчетный напор воды в j -м сечении трубопровода; D_0 — внутренний диаметр трубопровода; R — расчетное сопротивление материала трубопровода

$$R = R^{\text{н}} \frac{cm}{kk_n}$$

где $R^{\text{н}}$ — нормативное сопротивление материала; k — коэффициент безопасности по материалу; k_n — коэффициент надежности сооружения; m — коэффициент условий работы; c — коэффициент перехода к производным сопротивлениям. Нормативное сопротивление материала принимается равным меньшему из двух значений: σ или $0,7 \sigma_n$ (см. табл. 16.2).

Коэффициент безопасности по материалу k зависит от класса стали и способа изготовления стального изделия и принимается для прокатной стали равным 1,11-1,25. Коэффициент надежности сооружений и конструкций k_n зависит от капитальности и принимается 1,2 для сооружений I класса, 1,15 — II класса, 1,1 — III класса, если разрушение оболочки трубопровода влечет за собой последствия, эквивалентные прорыву напорного фронта гидротурбины. В противном случае $k_n = 1$.

Коэффициент условий работы m учитывает возможные случайные отступления в размерах от проекта при изготовлении конструкции и возможность появления не предусмотренных расчетом неблагоприятных условий работы конструкции.

Значения коэффициента перехода от основных сопротивлений материалов к производным принимается при расчете нормальных напряжений $c = 1 - 1,2$, при расчете касательных напряжений $c = 0,6$.

При $\frac{D}{2} \cos \varphi > 0,05 H_{\text{в}}$ учитывается вес воды в трубопроводе и толщина оболочки определяется по формуле

$$\delta_i \geq \frac{\gamma D_0}{2R} \left(H_{\text{в}} + \frac{D_0}{2} \cos \varphi \right),$$

где φ — угол между осью трубопровода на данном участке и горизонтальной плоскостью.

При нарушении нормальной работы аэрационных устройств во время опорожнения трубопровода в нем невозможно появление вакуума. Разность атмосферного давления и давления внутри

трубы может привести к смятию (сплющиванию) оболочки трубопровода. Устойчивость оболочки будет обеспечена при

$$\frac{\delta}{D} > \sqrt[3]{\frac{p}{E}}$$

где E — модуль упругости стали.

Если учитывать возможность полного разрезания внутри трубопровода ($p = 0,1$ МПа), то надо обеспечить отношение

$$\frac{\delta}{D} = \frac{1}{130}$$

Если по расчету на прочность может быть принята толщина оболочки $\delta < \frac{D}{130}$, то для обеспечения достаточной устойчивости

необходимо оболочку усилить кольцами жесткости. На предварительных стадиях проектирования предельное расстояние l между кольцами жесткости определяется по графику представленному на рис. 16.12. Поперечное сечение кольца жесткости может иметь форму швеллера или тавра. Момент инерции кольца жесткости должен быть таким, чтобы выполнялось отношение

$$p \leq 3 \frac{EI_k}{R_k^3 l}$$

где I_k — момент инерции кольца жесткости и участка оболочки на длине $l_{\text{об}} = 1,56\sqrt{R_k} + a$; R_k — радиус окружности, проходящей че-

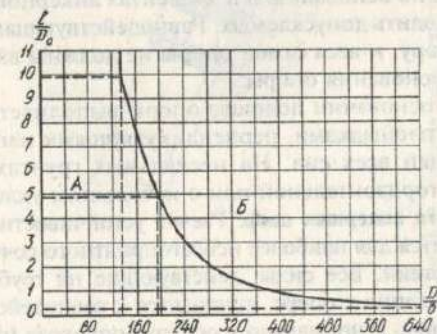


Рис. 16.12. График для определения расстояния между кольцами жесткости: а — область устойчивости; б — область неустойчивости

рез центр тяжести сечения кольца жесткости; l — расстояние между кольцами жесткости ($l = l_{об}$); a — длина касания по образующей кольца жесткости с оболочкой.

16. 5. Опоры открытых стальных трубопроводов

Конструкция анкерных опор. Анкерная опора представляет собой железобетонный массив, в котором с помощью стальных конструкций закреплена оболочка трубопровода. Анкерные опоры должны размещаться в местах изменения направления оси трубопровода, а также на прямолинейных участках с длиной более 200 м. Допускается увеличение расстояния между анкерными опорами до 400 м на прямолинейных участках с малым углом наклона оси трубопровода к горизонту.

Анкерные опоры могут быть открытого и закрытого типов.

В первом случае оболочка трубопровода крепится к бетонному массиву опоры с помощью опорных колец, ферм и других стальных конструкций. В таких опорах оболочка трубопровода доступна для осмотра и ремонта (рис. 16.13).

В опорах закрытого типа (рис. 16.14) оболочка трубопровода окружена бетонным массивом опоры по всему периметру. Передача усилий от оболочки трубопровода на бетон опоры осуществляется при помощи анкерных колец.

Выбор типа анкерной опоры зависит от сдвигающегося усилия, угла поворота колена трубопровода, геологических условий и условий производства работ. Масса анкерной опоры, ее размеры и форма основания должны обеспечивать устойчивость опоры. Напряжения по основанию и в элементах анкерной опоры не должны превосходить допускаемых. Равнодействующая сил, действующих на опору, и веса самой опоры не должны выходить из ядра сечения у основания опоры.

На скальном основании подошва опоры выполняется уступами с опорными площадками, перпендикулярными направлению равнодействующей всех сил. На нескальных грунтах подошва опоры делается горизонтальной или с небольшим уклоном.

Основы расчета анкерных опор. Расчет устойчивости анкерной опоры производится для наиболее неблагоприятного сочетания нагрузок и воздействий. Все силы, действующие на трубопровод в местах его примыкания к опоре, приводятся к равнодействующим, направленным вдоль и нормально к оси трубопровода (рис. 16.15).

Равнодействующие осевых сил ΣA_n и $\Sigma A_n'$ дают результирующую силу R_n . Нормальные составляющие N_n и N_n' дают равнодей-

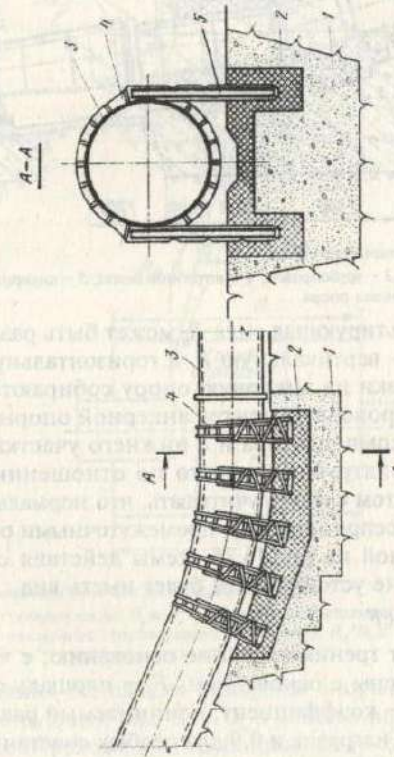


Рис. 16.13. Анкерная опора открытого типа: 1 — фундамент; 2 — стальная оболочка трубопровода; 3 — анкерные кольца; 4 — анкерные кольца; 5 — пикер

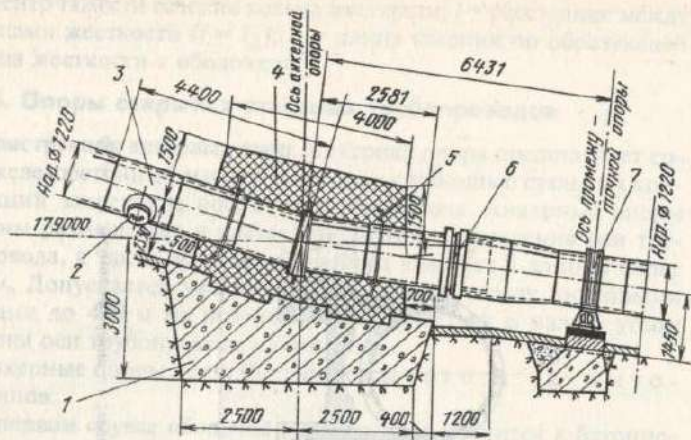


Рис. 16.14. Анкерная опора закрытого типа:

1 — фундамент; 2 — люк; 3 — трубопровод; 4 — штрабной бетон; 5 — анкерные кольца; 6 — компенсатор; 7 — промежуточная опора

ствующую R_N . Результирующая сила R_0 может быть разложена на две составляющие — вертикальную R_y и горизонтальную R_x .

Расчетные нагрузки на анкерную опору собираются с верхнего участка трубопровода от центра анкерной опоры до конца патрубка верхнего компенсатора и с нижнего участка от центра опоры до конца патрубка нижнего по отношению к опоре компенсатора. При этом следует учитывать, что нормальные к оси трубопровода силы воспринимаются промежуточными опорами.

Для представленной на рис. 16.15 схемы действия сил на анкерную опору условие устойчивости будет иметь вид

$$k_n n_c R_x \leq f(R_y + G_a) + cF_a,$$

где f — коэффициент трения опоры по основанию; c — коэффициент сцепления опоры с основанием; F_a — площадь основания анкерной опоры; n_c — коэффициент, принимаемый равным 1 для основных сочетаний нагрузок и 0,9 для особых сочетаний. Коэффициент надежности k_n для сооружений I класса равен 1,25, II класса — 1,2, III класса — 1,15.

Напряжения по краям основания анкерной опоры могут быть определены по формуле внецентренного сжатия

$$\sigma = \frac{R_y + G_a}{F_a} \left(1 \pm \frac{6e}{B} \right)$$

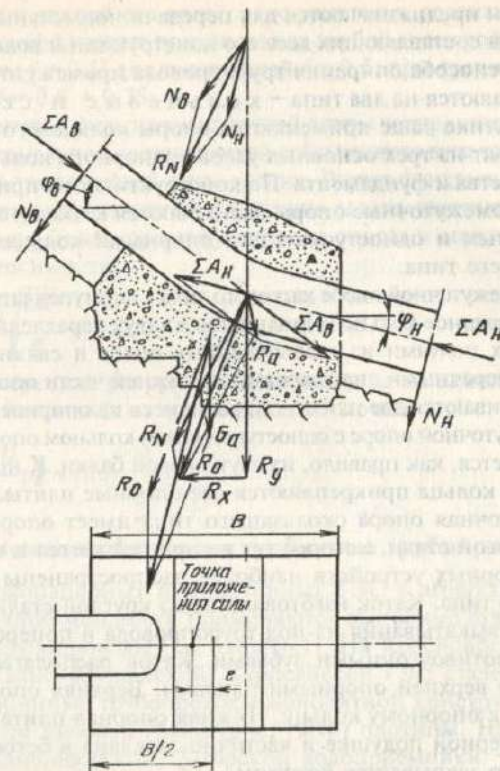


Рис. 16.15. Схема действия сил на анкерную опору:

ΣA_v и ΣA_n — осевые силы; N_v и N_n — нормальные составляющие веса воды и трубопровода; φ_v и φ_n — углы наклона оси трубопровода к горизонту; R_v , R_x и R_y — равнодействующие силы; индексы "в" и "н" — верхний и нижний участки

где B — длина основания анкерной опоры; e — эксцентриситет равнодействующей сил R_0 и G_a в основании опоры.

В точке перелома оси трубопровода (в колене) равнодействующие силы от давления R_n и центробежной силы R_a направлены от центра радиуса закругления. Поэтому при определении напряжений в основании анкерной опоры трубопровод с выпуклым коленом считается опорожненным, с вогнутым коленом — заполненным водой.

Конструкции промежуточных опор. Промежуточные опоры располагаются на участках трассы трубопровода между анкерными

опорами и предназначаются для передачи нормальных к оси трубопровода составляющих веса его конструкции и воды. В зависимости от способа опирания трубопровода промежуточные опоры подразделяются на два типа — кольцевые и седловые.

В практике чаще применяются опоры кольцевого типа, которые состоят из трех основных узлов — опорного кольца, опорного устройства и фундамента. По конструктивному признаку кольцевые промежуточные опоры выполняются каткового типа с двухступенчатым и одноступенчатым опорными кольцами, а также скользящего типа.

В промежуточной опоре каткового типа с двухступенчатым опорным кольцом сварное кольцо выполняется из двух параллельных стенок, усиленных поясами из свальцованных полос и связанных между собой поперечными диафрагмами. В нижней части опорного кольца привариваются две плиты, опирающиеся на опорное устройство. В промежуточной опоре с одноступенчатым кольцом опорное кольцо изготавливается, как правило, из двутавровой балки. К нижней части опорного кольца прикрепляются две опорные плиты. Кольцевая промежуточная опора скользящего типа имеет опорное кольцо из полосовой стали, которое также приваривается к оболочке.

Из опорных устройств наиболее распространены устройства каткового типа. Каток изготавливается из круглой стали и удерживается от выкатывания из-под трубопровода и поперечного смещения противоугонными зубьями. Каток располагается между нижней и верхней опорными плитами. Верхняя опорная плита крепится к опорному кольцу. Нижняя опорная плита установлена на анкерной подушке и частично заделана в бетон. Опорное устройство закрывается кожухом.

При расчетах промежуточных опор следует учитывать, что при перемещении разрезного трубопровода вследствие действия температуры на опорах и в сальниковых компенсаторах возникают силы трения, которые имеют осевое направление, обратное направлению перемещения трубопровода. В зависимости от того, повышается или понижается температура, изменяется направление силы трения. При закреплении трубопровода в анкерной опоре при повышении температуры силы трения вызывают осевые сжимающие напряжения. При понижении температуры силы трения вызывают растягивающие напряжения.

Силы трения на промежуточных опорах

$$A_t = \pm f(N_1 + N_2),$$

где N_1 и N_2 — нормальные составляющие веса участка трубопро-

вода и заполняющей его воды, относящиеся к рассматриваемой опоре; f — коэффициент трения между трубой и опорой. Для катковой опоры $f = 0,1$; для скользящей $f = 0,5$; при трении металла по бетону $f = 0,6 \div 0,75$.

Фундаментная часть промежуточной опоры воспринимает на себя действие нормальной составляющей собственного веса трубопровода и воды, а также осевой силы трения. Расчет фундамента промежуточной опоры производится аналогично расчету анкерной опоры.

Расстояние между промежуточными опорами можно определить по зависимости

$$l \approx 1,35D \sqrt{\frac{8R}{q}},$$

где q — поперечная распределенная нагрузка на единицу длины участка трубопровода от веса воды и оболочки:

$$q = \pi D \left(\frac{D}{4} \rho g + 1,18 \gamma_{ст} \right) \cos \varphi.$$

16. 6. Сталежелезобетонные турбинные трубопроводы

На высоконапорных приплотинных ГЭС с агрегатами большой единичной мощности применяются выносные сталежелезобетонные трубопроводы (см. табл. 16.1). На Красноярской, Чиркейской, Саяно-Шушенской, Курпсайской ГЭС сталежелезобетонные турбинные трубопроводы монолитной конструкции расположены на низовой грани (рис. 16.16) плотины. На крупных ГАЭС — Кайшадорской, Загорской водоприемники — водовыпуски верхнего бассейна соединяются с гидроагрегатами сборными сталежелезобетонными напорными трубопроводами, проложенными по склону. Каждый такой трубопровод располагается на двух железобетонных рандбалках (рис. 16.17), которые, в свою очередь, опираются на ростверки со свайным фундаментом.

В поперечном сечении конструкция сталежелезобетонного трубопровода имеет две оболочки: внутреннюю — стальную и внешнюю железобетонную. В проектной практике применяются две расчетные схемы для определения параметров оболочки. В первой схеме предполагается независимая работа стальной и железобетонной оболочек. Стальная оболочка рассчитывается в предположении, что она должна обеспечить прочность трубопровода с соответствующим коэффициентом запаса. Назначение железобетонной оболочки обеспечение прочности напорного трубопро-

вода в случае разрыва внутренней стальной оболочки. Такая схема расчета принята при проектировании турбинных трубопроводов Красноярской и Чиркейской ГЭС. Однако такие трубопроводы имеют излишний запас прочности.

При проектировании Саяно-Шушенской ГЭС были выполнены теоретические исследования и модельные испытания, показавшие, что стальная и железобетонная оболочки работают совместно. Катастрофическое разрушение стальной оболочки такого трубопровода мало вероятно. Параметры стальной и железобетонной оболочек трубопровода Саяно-Шушенской ГЭС определялись по другой расчетной схеме. Предполагалось, что растягивающие усилия в радиальном сечении от всех нагрузок воспринимается как стальной

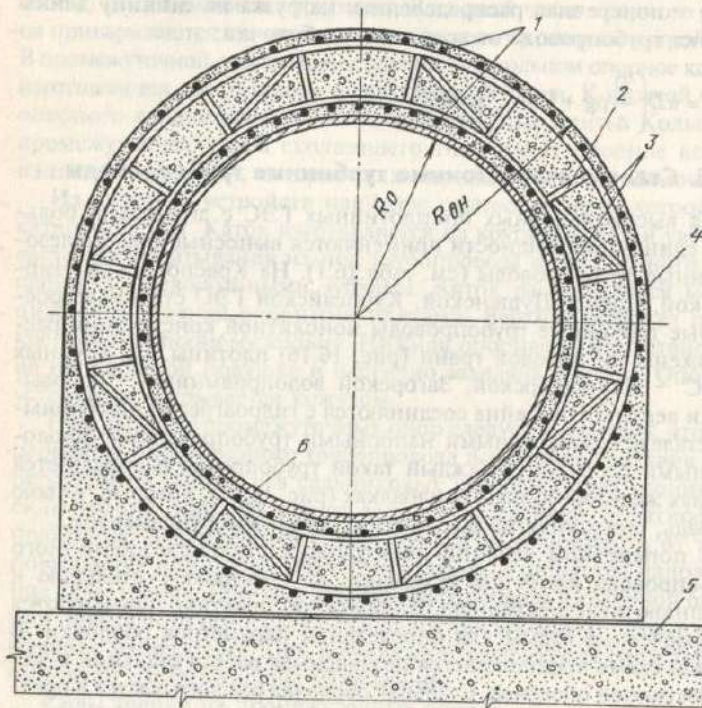


Рис. 16.16. Сталежелезобетонный выносной трубопровод приплотинной ГЭС:
1 — продольная арматура; 2 — монтажный каркас; 3 — кольцевая арматура; 4 — железобетонная оболочка; 5 — низовая грань плотины; 6 — стальная оболочка трубопровода

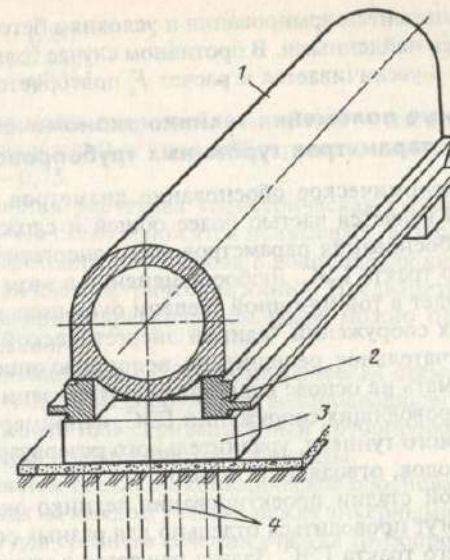


Рис. 16.17. Сталежелезобетонный трубопровод на свайных опорах:
1 — сталежелезобетонный трубопровод; 2 — раидалка; 3 — ростверк; 4 — свай

оболочкой, так и рабочей арматурой внешней железобетонной оболочки при наличии в бетоне радиальных трещин. Расчет проводился по несущей способности сооружения на прочность.

Площадь сечения кольцевой арматуры при такой расчетной схеме может быть определена по формуле

$$F_a = \frac{0,5D(H + 1,2\Delta H) - R\delta}{R_a},$$

где F_a — площадь сечения кольцевой арматуры на длине трубопровода 1 м; R_a — расчетное сопротивление материала арматуры; ΔH — повышение напора в расчетном сечении трубопровода при гидравлическом ударе.

Для снижения стоимости трубопровода целесообразно уменьшить толщину стальной оболочки как наиболее дорогого элемента сталежелезобетонного трубопровода. Задаваясь минимально допустимой толщиной стальной оболочки (по условию жесткости) можно определить площадь сечения арматуры. Если полученный результат удовлетворяет требованиям норм по допус-

тимым коэффициентам армирования и условиям бетонирования, δ и F_a считаются найденными. В противном случае толщина стальной оболочки δ увеличивается и расчет F_a повторяется.

16. 7. Основные положения технико-экономического обоснования параметров турбинных трубопроводов

Технико-экономическое обоснование диаметров турбинных трубопроводов является частью более общей и сложной задачи совместного обоснования параметров всего энергетического водопроводящего тракта ГЭС. Любое изменение в этом комплексе сооружений будет в той или иной степени оказывать влияние на параметры всех сооружений "единой энергетической цепочки". Поэтому окончательное решение по водопроводящему тракту следует принимать на основе совместной оптимизации параметров всех водопроводящих сооружений ГЭС, например: напорного деривационного туннеля, уравнительного резервуара, турбинных трубопроводов, отводящего туннеля.

На начальной стадии проектирования технико-экономические расчеты могут проводиться отдельно для разных сооружений водопроводящего тракта ГЭС. Задача решается в несколько этапов: обоснование типа и трассы водовода, определение экономически наиболее выгодных параметров водоводов, моделирование переходных гидравлических процессов.

На начальной стадии проектирование трубопровода рекомендуется вести в следующей последовательности. На основе технико-экономического сопоставления вариантов водопроводящего тракта ГЭС выбирается трасса трубопровода, определяется схема подвода воды к агрегатам, места изменения направления оси трубопровода и расположения анкерных опор. Диаметр водоводов на этом этапе может назначаться на основании опыта гидроэнергетического строительства с использованием значений скорости движения воды в водоводе для построенных ГЭС. Для турбинных трубопроводов такие значения по некоторым ГЭС приведены в табл.16.1. Можно также использовать зависимости, полученные на основе статистического анализа принятых решений для построенных ГЭС, например, для диаметра водовода, м:

$$D = \alpha \frac{N^{0,41}}{H^{0,55}}$$

или

$$D = 0,709 \frac{N^{0,43}}{H^{0,65}},$$

где N — мощность гидротурбины, кВт; H — напор, м; α — коэффициент, зависящий от типа трубопровода, изменяющийся в пределах 0,5 — 0,75.

Составляется расчетная геометрическая схема трубопровода (рис.16.18). На схему наносятся наивысшая, а после выполнения расчетов переходных процессов в водоподводящих сооружениях и наинизшая пьезометрические линии. Предварительно повышение напора при гидравлическом ударе можно принять равным 30% статического.

Для деривационной ГЭС геометрическая схема должна охватывать все напорные сооружения водоподводящего тракта — напорный туннель или деривационный трубопровод, уравнительный резервуар, турбинные трубопроводы.

Выполняется технико-экономическое обоснование диаметров трубопровода на каждом участке между анкерными опорами. Расчет ведется для среднего сечения участка трубопровода. На основе опыта проектирования турбинных трубопроводов ГЭС можно, используя значения $v_{ж}$, определить близкие к оптимальному диаметры трубопровода. Очевидно, что при увеличении диаметра трубопровода увеличивается его масса, стоимость и расчетные затраты. Вместе с тем уменьшаются потери напора в трубопроводе, а следовательно, и потери мощности, энергии. Значит, уменьшаются затраты на компенсацию этих потерь, которые можно называть стоимостью потерь.

Экономически наиболее выгодный диаметр трубопровода $D_{эк}$ определяется по условию минимума суммы расчетных затрат по трубопроводу и стоимости потерь мощности и энергии $P_3 + П$. Подсчитав для нескольких значений диаметра D значения $P_3 + П$, можно построить кривую $P_3 + П = f(D)$, минимум которой определяет $D_{ж}$. Полученные таким образом для каждого участка трубопровода диаметры округляются до ближайшего меньшего нормального диаметра (см. табл.16.3). На участке между анкерными опорами диаметр принимается постоянным, переход с одного диаметра на другой осуществляется плавно в пределах анкерной опоры.

Для некоторых типов турбинных трубопроводов получены аналитические зависимости для определения экономически наиболее выгодного диаметра [74].

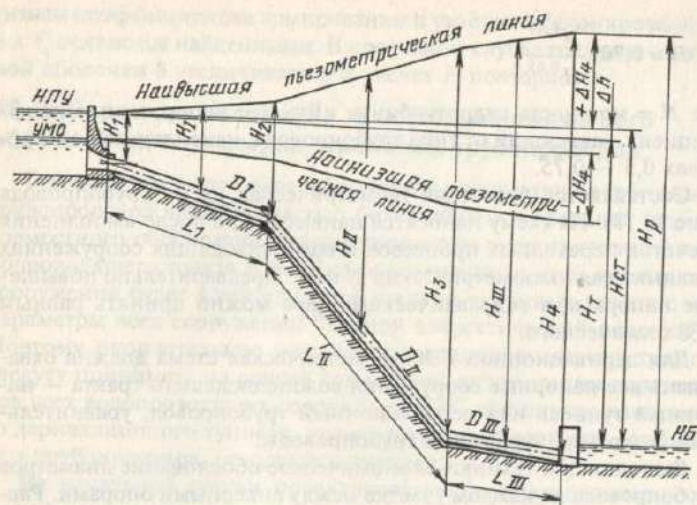


Рис.16.18. Расчетная геометрическая схема трубопровода

Для свободно лежащих турбинных трубопроводов имеются зависимости, полученные по условию устойчивости оболочки для начальных участков трубопровода с небольшим внутренним давлением воды и по условию прочности для участков с напором более 30 м [6]. Для забетонированного в туннеле трубопровода приводится зависимость в [74].

Выполняются расчеты гарантий регулирования гидроагрегата и определяются экстремальные значения напоров в трубопроводе при гидравлическом ударе. Расчетные условия для решения этой задачи назначаются на основе анализа схемы водопроводящих сооружений ГЭС и электрической схемы выдачи мощности ГЭС. Если максимальное повышение напора в конце трубопровода при гидравлическом ударе не превышает принятого ранее значения (30% статического) и наинизшая пьезометрическая линия располагается выше трубопровода, можно переходить к следующим этапам проектирования трубопровода. Если эти условия не выполняются, следует внести изменения в геометрическую схему трубопровода, уточнить исходные данные и повторить расчеты.

На следующем этапе производятся расчеты толщины оболочки трубопровода на прочность и устойчивость. Толщина оболочки на прямолинейном участке с постоянным диаметром трубопровода изменяется в соответствии с изменением по длине участ-

тка максимального (с учетом гидравлического удара) давления воды. Результаты округляются до большего из двух значений: ближайшей большей толщины оболочки по стандарту на листовую прокат или минимальной допустимой толщины для данного диаметра (см. табл.16.3).

Размечается положение по длине трубопровода промежуточных опор и компенсаторов, производится предварительное проектирование анкерных опор, выбирается тип и основные размеры опорного устройства промежуточных опор, решаются вопросы размещения колец жесткости.

16.8. Турбинные затворы

Нормы технологического проектирования ГЭС [11] определяют следующие условия применения турбинных затворов: на всех ГЭС с напором свыше 300 м; на ГЭС с числом часов использования установленной мощности менее 3000 ч/год при напорах не ниже 200 м; при групповом питании турбин.

На большинстве средненапорных ГЭС затворы размещаются в начале турбинных трубопроводов: на приплотинных ГЭС — в пределах водоприемника, на деривационных — после уравнильного резервуара или на водоприемнике ГЭС, если деривация безнапорная. На трубопроводах высоконапорных ГЭС, кроме того, устанавливаются турбинные затворы в конце трубопроводов перед спиральными камерами. Как правило, турбинные затворы размещаются в пределах здания ГЭС и обслуживаются краном машинного зала.

При напорах порядка 800 м и более перед спиральной камерой устанавливается два турбинных затвора — аварийный и ремонтный. В качестве турбинных затворов применяют дисковые, шаровые, игольчатые и кольцевые затворы.

Для крупных гидротурбин применяются дисковые и шаровые затворы. Наиболее простым по конструкции является дисковый затвор (рис. 16.19), который состоит из диска и корпуса. В открытом положении вода омывает диск, плоскость симметрии которого проходит по оси трубопровода. Диск может поворачиваться на 90° , но известны конструкции с меньшим углом поворота ($75-80^\circ$).

Уплотнение обеспечивается применением толстостенной резиновой трубы, закладываемой в корпус затвора или диска, а при высоких напорах — бронзовыми и стальными кольцами.

Форма диска и обтекателя должна давать наименьшее гидравлическое сопротивление и наименьший гидравлический момент при повороте диска. Диаметр дискового затвора определяется с

учетом стеснения живого сечения трубопровода, которое учитывается коэффициентом α :

$$\alpha = \frac{4F_0}{\pi D_s^2},$$

где F_0 — площадь сечения в пределах затвора.

При входном диаметре турбинной спиральной камеры d диаметр затвора

$$D_z = \frac{d}{\sqrt{\alpha}}.$$

Для дисковых затворов применяется следующий ряд диаметров, мм: 1200, 1600, 2000, 2500, 3200, 4000, 4500, 5000, 5600, 6000, 6500, 7000, 7500, 8000, 8500.

Дисковые затворы создают дополнительное сопротивление потоку воды, способствуют возникновению кавитации. Толщина диска увеличивается с увеличением H_{max} и D , что ограничивает возможность применения дисковых затворов с диаметром более 4 м областью напоров до 200 м. Затворы меньших диаметров могут применяться при напорах до 600 м.

Шаровые затворы в отличие от дисковых не стесняют потока воды в открытом положении. Конструкция шарового затвора более сложная (рис. 16.20), он имеет сферический корпус, внутри

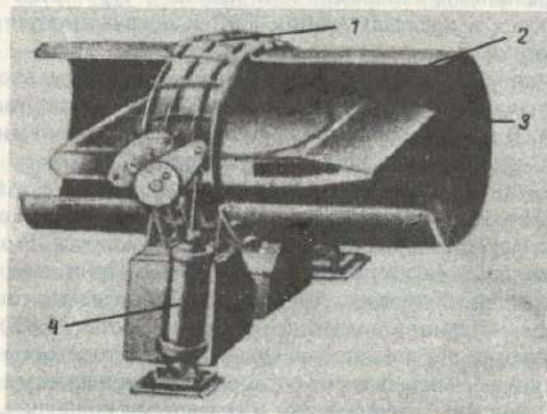


Рис. 16.19. Дисковой затвор:

1 — корпус; 2 — диск затвора; 3 — трубопровод; 4 — сервомотор

которого находится ротор. Ротор с помощью сервомоторов может поворачиваться на 90° . Для предотвращения проточек в конструкции затвора предусматриваются уплотнительные кольца из бронзы или нержавеющей стали. По сравнению с дисковым затвором шаровой имеет большие габариты, массу и стоимость. Для шаровых затворов установлен следующий ряд диаметров, мм: 700, 800, 1200, 1600, 2000, 2500, 3200, 4200.

В качестве примера использования шаровых и дисковых затворов можно привести Ингурскую ГЭС. Мощность этой станции 1300 МВт, максимальный напор 404 м. Забор воды из водохранилища осуществляется двухниточным водоприемником туннельного типа. Водоприемник оборудован плоскими аварийно-ремонтными затворами и дисковыми затворами диаметром 6 м. Дисковые затворы рассчитаны на напор 120 м и предназначены для перекрытия деривации при ревизиях и ремонтах туннеля. Питание системы управления затвором осуществляется от общей для двух затворов маслонапорной установки.

В конце деривационного туннеля длиной 15,3 км и диаметром 9,5 м, рассчитанного на пропуск расхода $450 \text{ м}^3/\text{с}$, сооружен однокамерный уравнительный резервуар. На расстоянии 121 м от створа уравнительного резервуара расположен коллекторный участок турбинных водоводов. От коллектора отходит пять ниток туннельных турбинных водоводов диаметром 5 м, длиной по средней нитке 680 м. На расстоянии 59 м от оси коллектора расположено подземное помещение дисковых затворов. Здесь на начальном горизонтальном участке каждого трубопровода установлены дисковые затворы диаметром 5 м. Затворы предназначены для аварийного перекрытия турбинного трубопровода при разгоне гидротурбины и понижения давления в маслонапорной установке турбины, а также для перекрытия турбинного трубопровода при ревизии и ремонте спиральной камеры. За помещением дисковых затворов горизонтальные турбинные трубопроводы переходят в наклонные туннельные водоводы. В конце каждого трубопровода перед спиральными камерами уста-

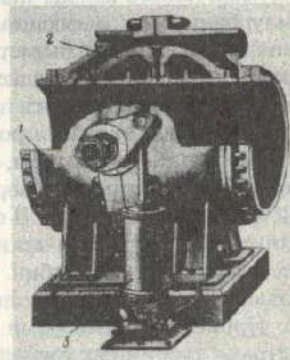


Рис. 16.20. Шаровой затвор:

1 — корпус; 2 — ротор затвора; 3 — сервомотор

новлены турбинные шаровые затворы диаметром 3 м. Эти затворы рассчитаны на напор 550 м и предназначены для аварийного и оперативного перекрытия трубопровода. Питание системы управления затвора осуществляется маслonaпорной установкой, общей для турбины и затвора.

В турбинных трубопроводах применяются также игольчатые затворы, которые обладают хорошими гидравлическими качествами, хорошо обтекаются потоком и легко управляются. Затвор состоит из корпуса, внутри которого расположен обтекатель, соединенный с корпусом ребрами. Внутри обтекателя располагается подвижной плунжер, который в выходной части имеет форму игольчатого клапана. Плунжер с клапаном, перемещаясь, закрывает или открывает отверстия в корпусе затвора.

Преимуществом игольчатых затворов является возможность точного регулирования расхода от нуля до максимума. Кроме того, в игольчатых затворах отмечается значительно меньшая кавитация при частичных открытиях, чем у затворов других типов. Привод затвора может управляться как с помощью давления воды из напорного трубопровода, так и посредством сервомотора. Такие затворы применяются на высоконапорных установках с ковшовыми турбинами при небольших диаметрах турбинных трубопроводов. Основным недостатком игольчатого затвора являются его масса и габариты, которые соответственно в 3 и 1,5 раза больше, чем у дисковых и шаровых.

В практике имеется опыт применения кольцевых турбинных затворов (Рогунская ГЭС, Днестровская ГАЭС). Такой затвор имеет вид металлического кольца-цилиндра, расположенного между статором турбины и направляющим аппаратом. Окружая входные кромки лопаток, затвор перекрывает проходное сечение направляющего аппарата. Над кольцом в крышке турбины имеется кольцевая полость, в которую кольцо поднимается при открытии затвора. В качестве привода затвора используются гидромоторы с низкой частотой вращения или прямоосные сервомоторы, размещенные на крышке турбины.

Кольцевой турбинный затвор может заменить более дорогой дисковый или шаровой затвор. В отличие от дискового он не создает дополнительных гидравлических потерь и не влияет на энергетические характеристики турбин.

Кольцевые затворы позволяют решить проблемы, возникающие с турбинными затворами на ГЭС с напорами более 200 м и диаметрами турбинных трубопроводов более 4,2 м, когда применение шаровых и дисковых затворов нецелесообразно.

Контрольные вопросы

1. Дать классификацию турбинных водоводов ГЭС.
2. При каких условиях требуется установка предтурбинных затворов?
3. Как повлияет на результаты расчетов оптимального диаметра металлического турбинного трубопровода ГЭС увеличение стоимости металла?
4. Дать схему сил, действующих на анкерную опору.

Темы рефератов

1. Конструкции турбинных трубопроводов гидроэлектростанций.
2. Типы, назначение и месторасположение затворов на турбинных водоводах ГЭС (проектируемых или находящихся в эксплуатации).
3. Расчет анкерной опоры металлического турбинного трубопровода.
4. Обоснование параметров турбинных трубопроводов ГЭС.
5. Водопроводящие тракты действующих ГЭС.

Раздел пятый

Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование ГЭС

Глава семнадцатая

Гидравлические турбины

17.1. Классификация и основные параметры гидротурбин

В зависимости от принципа действия различают два класса гидротурбин (рис.17.1):

а) активные, использующие только кинетическую энергию потока воды; вода подается на рабочее колесо в виде струй (рис.17.1, а);

б) реактивные, преобразующие как кинетическую, так и потенциальную энергию потока; рабочее колесо погружено в поток.

Турбины реактивного класса делят на системы по принципу протекания потока воды по рабочему колесу (на рис.17.1, б указано стрелками). Каждая система характеризуется основным и дополнительным признаками. По основному признаку различают три системы реактивных турбин (табл.17.1): осевые, диагональные и радиально-осевые. В системах осевых турбин различают два дополнительных признака:

- а) пропеллерные и поворотные-лопастные вертикальные;
- б) горизонтальные капсульные.

В системе радиально-осевых турбин различают:

- а) вертикальные;
- б) горизонтальные.

Каждая система включает несколько типов (серий), характеризующихся геометрическим подобием элементов проточной части и одинаковыми относительными гидравлическими потерями в ней.

На рис.17.2 показаны области применения основных типов реактивных гидротурбин по различным напорам.

Из активных турбин в мировой гидроэнергетике применение имеет только одна система — ковшовые турбины (рис.17.1).

Основными элементами гидравлических турбин являются: рабочее колесо, направляющий аппарат, подводные и отводящие воду устройства, камера рабочего колеса, вал турбины, соединяющий рабочее колесо с ротором генератора. Рабочие колеса различных типов приведены на рис.17.3.

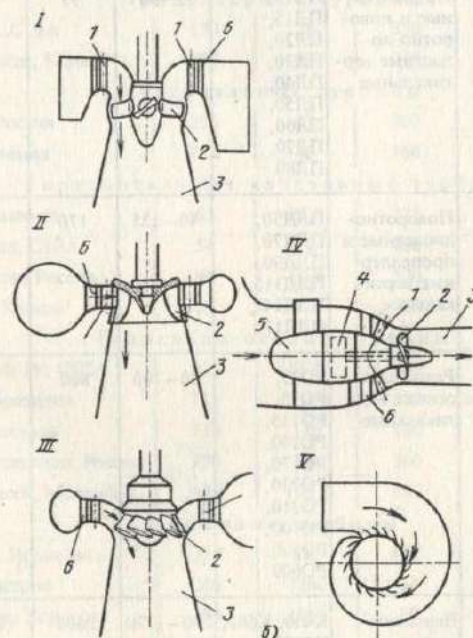
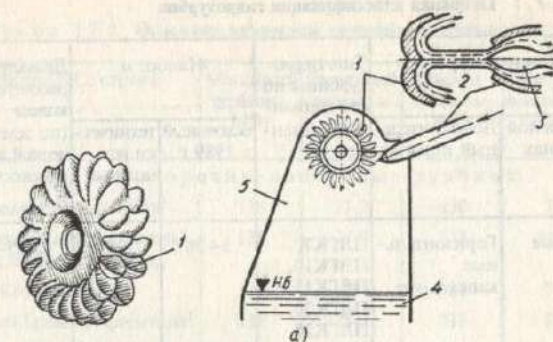


Рис.17.1. Гидротурбины различных классов:

а — активного ковшового типа: 1 — рабочее колесо; 2 — сопло; 3 — регулирующая игла; 4 — отводящий канал; 5 — кожух; б — реактивные различных типов: I — осевая поворотные-лопастная; II — радиально-осевая; III — горизонтально-капсульная; IV — диагональная; V — схема подвода воды к турбине спиральной камерой

Таблица 17.1. Основная классификация гидротурбин

Класс турбин	Система турбин		Тип гидротурбины по отечественной номенклатуре*	Напор, м		Диаметр рабочего колеса (по технической возможности), м
	Основной признак	Дополнительный признак		освоенный к 1989 г.	технически возможный	
Реактивные	Осевые	Горизонтальные капсульные	ПЛГК7, ПЛГК10, ПЛГК15, ПЛГК20, ПЛГК25	3—20	25	3,55—10
		Пропеллерные и поворотные лопастные вертикальные	ПЛ10, ПЛ15, ПЛ20, ПЛ30, ПЛ40, ПЛ50, ПЛ60, ПЛ70, ПЛ80	3—90	95	1,8—12
	Диagonальные	Поворотные лопастные и пропеллерные вертикальные	ПЛД50, ПЛД70, ПЛД90, ПЛД115, ПЛД140, ПЛД170	40—135	170	1,8—9
	Радиально-осевые	Радиально-осевые вертикальные	РО45, РО75, РО115, РО140, РО170, РО230, РО310, РО400, РО500, РО600	30—700	800	1,25—10
Активные	Ковшовые	Вертикальные	К400, К600, К1000, К1500	250—1770	2000	1,12—5,5

* Цифры означают значения предельного напора, м.

Таблица 17.2. Основные параметры крупнейших турбин мира

Название ГЭС, страна	Мощность турбины, МВт	Расчетный напор, м	Расход турбины, м ³ /с	Частота вращения, об/мин	Диаметр рабочего колеса, м
Поворотные лопастные турбины					
Собрадиньо, Бразилия ¹	178	27,2	650	75	9,5
Джердап-Железные ворота ¹ , Югославия—Румыния	178	27,2	725	71,5	9,5
Геч Жоуба, КНР	170	27	705	72	9,5
Сальто Гранде, Аргентина ¹	138	25,3	236	75	8,5
Саратовская, Россия	62	14,7	744	50	10,3
Пропеллерные турбины					
Роки-Рич, США	130	28	550	90	7,2
Кэтл Рэлидс, Канада	106	30	385	88	7,36
Диagonальные турбины					
Зейская, Россия	220	97	302	136	6
Аяурэ, Швеция	91,2	46	160	166,7	4,5
Горизонтальные капсульные турбины					
Тадами, Япония	65	20,7	375	100	6,7
Рок Айленд, США	54	12	480	85,7	7,5
Саратовская, Россия	47	14,7	520	75	7,5
Дженпег, Канада ¹	29	7,3	298	62	7,5
Радиально-осевые турбины					
Гренд Кули IV, США	826	86,5	880	85,7	9,93
Итайпу, Бразилия	711	108	689	90,9	8,5
Гури, Венесуэла	730	136	530	112,5	7,17
Саяно-Шушенская, Россия	720	194	360	142	6,77
Кабора Басса, Мозамбик	485	103,5	405	128,6	6,6
Ковшовые турбины					
Си-Сима, Норвегия	350	885	40,5	333	5,1
Зильц, Австрия	265	1260	23	500	5,5
Ланг Сима, Норвегия	260	1065	28	428	5,1
Аурланд-1, Норвегия	243	855	32	375	3,08
Фроже, Франция	234	1330	20	500	2,85

¹ Изготовлено в России.

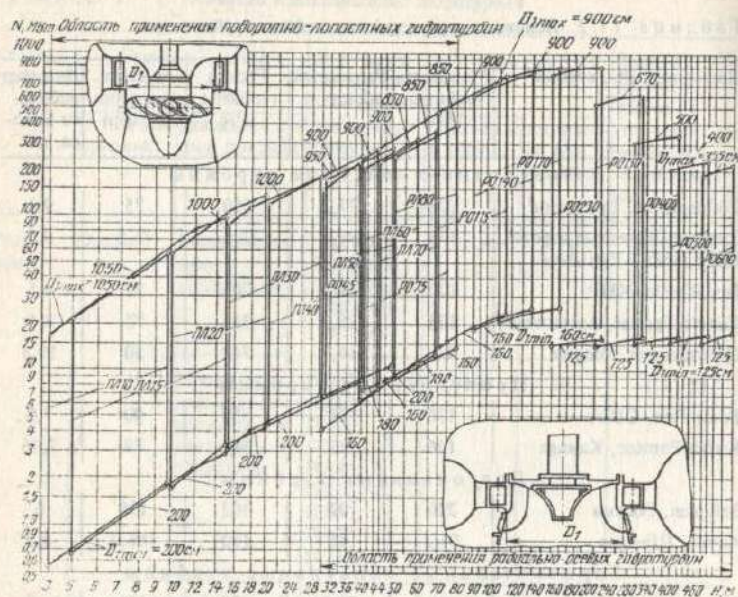


Рис. 17.2. Сводный график крупных вертикальных реактивных гидротурбин

Общая для мировой гидроэнергетики тенденция в развитии гидротурбин заключается в освоении водотоков с большими значениями перепадов. В настоящее время эти пределы характеризуются значениями напоров 3—2000 м. Также всемирной является тенденция создания гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), предназначенных для эффективного выравнивания неравномерности суточных графиков потребления электрической энергии (см. гл. 25).

В зависимости от конкретных параметров ГАЭС (напора, расхода, мощности) различают двух-, трех- и четырехмашинные (раздельные) схемы соединения электрической и гидравлической машин в гидроагрегат (рис. 17.4, а также рис. 25.7).

В табл. 17.1 представлена основная классификация гидротурбин согласно отечественной номенклатуре.

В табл. 17.2 приведены основные параметры крупнейших гидротурбин мира.

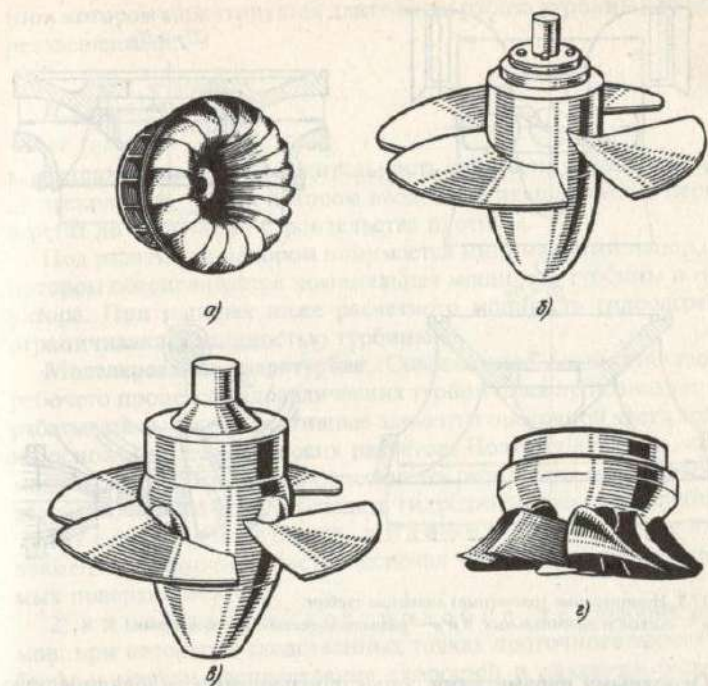


Рис. 17.3. Рабочие колеса реактивных турбин:

а — радиально-осевой; б — пропеллерной; в — поворотно-лопастной; г — диагональной

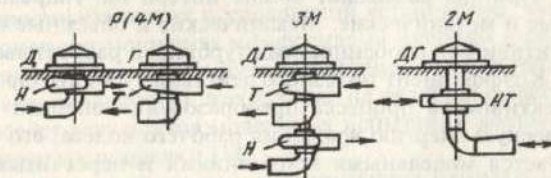


Рис. 17.4. Схемы агрегатов ГАЭС:

Р(4М) — раздельные насосный и турбинный агрегаты (четырёхмашинная схема); 3М — трёхмашинный агрегат; 2М — двухмашинный агрегат; Д — двигатель; Г — генератор; ДГ — двигатель-генератор (обратимая электрическая машина); Н — насос; Т — турбина; НТ — насос-турбина (обратимая гидравлическая машина)

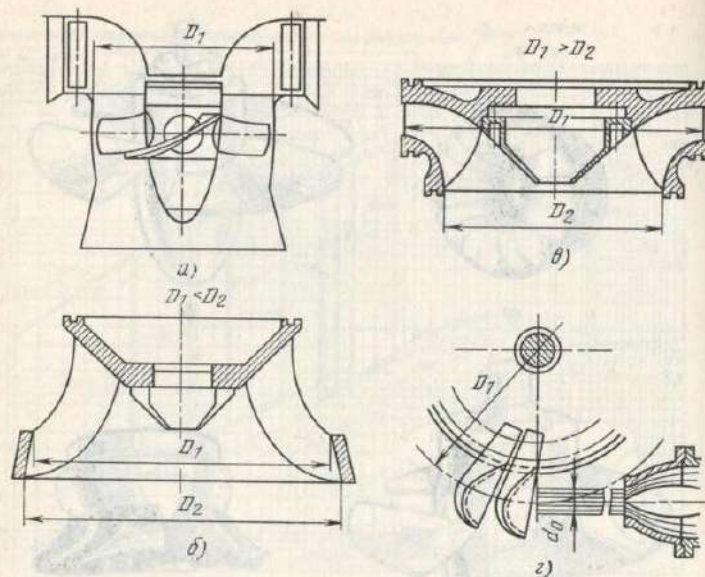


Рис.17.5. Номинальные (расчетные) диаметры турбин:
а — осевых и диагональных; б и в — радиально-осевых; г — ковшовых

Основными параметрами, характеризующими гидравлическую турбину, являются: напор H , м; расход воды Q , м³/с; мощность на валу турбины N , кВт; частота вращения рабочего колеса n , об/мин; номинальный диаметр рабочего колеса D_1 , м; коэффициент полезного действия турбины η , %; высота отсасывания H_0 , м.

В практике гидротурбостроения при оценке энергетических качеств турбины разделяют общие потери на: гидравлические, объемные и механические. Механические и объемные связаны с конструктивными особенностями турбины и рассчитываются отдельно. Коэффициент полезного действия турбины характеризует эффективность процесса преобразования энергии потока в механическую энергию вращения рабочего колеса; его значение определяется модельными испытаниями и пересчитывается по законам подобия на натурные условия.

Диаметры турбин различных классов приведены на рис.17.5.

Различают напоры: а) максимальный H_{max} ; б) расчетный H_p (по которому выбирают диаметр турбины); в) минимальный H_{min}

(при котором гарантируется длительная работа турбины); г) средневзвешенный:

$$H_{срвзв} = \frac{\sum NH\Delta t}{\sum N\Delta t},$$

характеризующий продолжительность работы на разных напорах; д) пусковой $H_{пуск}$, при котором вводится в эксплуатацию первый агрегат до окончания строительства плотины.

Под расчетным напором понимается минимальный напор, при котором обеспечивается номинальная мощность турбины и генератора. При напорах ниже расчетного мощность гидроагрегата ограничивается мощностью турбины.

Моделирование гидротурбин. Современное состояние теории рабочего процесса гидравлических турбин пока не позволяет разрабатывать высокоэффективные элементы проточной части только на основании теоретических расчетов. Поэтому для того, чтобы можно было обоснованно пересчитать результаты модельных испытаний, необходимо соблюдать гидродинамическое подобие:

- 1) геометрическое подобие рабочих колес и всех элементов проточной части, включая и шероховатость обтекаемых поверхностей;
- 2) кинематическое подобие, т.е. подобие режимов, при которых в сходственных точках проточного тракта турбины и модели распределение скоростей и давлений было бы одинаковым;
- 3) динамическое подобие, т.е. подобие соотношения в сходственных точках всех действующих сил при подобных режимах.

Первые два условия соблюдаются всегда; критерии динамического подобия соблюсти не удается, однако теорией и практикой гидродинамических исследований установлено, что при определенных соотношениях между силами инерции и силами вязкости, характеризуемых критерием Рейнольдса (в частности, в зонах автомодельности), это условие не является существенным, и в пересчет результатов модельных испытаний достаточно внести некоторые поправки [14].

Турбины каждой серии характеризуются одинаковыми относительными значениями гидравлических потерь. Каждая серия гидротурбин характеризуется некоторыми коэффициентами, приведенными к 1 м напора и к 1 м диаметра рабочего колеса. Таковыми коэффициентами являются:

приведенная частота вращения

$$n'_1 = \frac{nD}{\sqrt{H}},$$

где n — частота вращения, об/мин; D_1 — диаметр рабочего колеса, м; H — напор, м;

приведенный расход

$$Q'_1 = \frac{Q}{D_1^2 \sqrt{H}},$$

где Q — расход турбины, м³/с;
приведенная мощность

$$N'_1 = \frac{N}{D_1^2 H \sqrt{H}},$$

где N — мощность турбины, кВт.

Из общей теории подобия гидродинамических процессов и практических исследований известно, что значения КПД модели и натурной турбины различаются, поэтому при переходе от данных испытаний модели к натурным турбинам значения приведенных величин уточняют по формулам

$$n'_{1T} = n'_{1M} \sqrt{\frac{\eta_T}{\eta_M}};$$

$$Q'_{1T} = Q'_{1M} \sqrt{\frac{\eta_{г.т}}{\eta_{г.м}} \frac{\eta_{qм}}{\eta_{qт}}};$$

$$N'_{1T} = N'_{1M} \frac{\eta_{г.т}}{\eta_{г.м}} \frac{\eta_{qм}}{\eta_{qт}} \sqrt{\frac{\eta_{г.т}}{\eta_{г.м}}},$$

где η_r и η_q обозначают гидравлический и объемный КПД, а индексы "т" и "м" относятся к турбине и модели. Величины n'_1 и Q'_1 являются в первом приближении критериями подобия.

Характеристикой серии турбины, обобщенным показателем типа турбин является коэффициент быстроходности

$$n_s = \frac{1,167n\sqrt{N}}{H\sqrt[3]{H}},$$

где n — частота вращения, об/мин; H — напор, м; N — мощность турбины, кВт.

Различают значения n_s , относящиеся:

- к номинальной мощности и расчетному напору;
- к мощности и напору при максимальном КПД.

Для турбин одной системы чем выше значения n_s (чем быстрее вращается турбина), тем выше будет частота вращения ротора гидроагрегата и соответственно будут меньше габариты и стоимость генератора.

Если выразить коэффициент быстроходности через приведенные величины, то получится формула

$$n_s = 3,13n'_1 \sqrt{Q'_1 \eta_T}.$$

Для разных систем турбин значения n_s находятся в пределах, указанных в табл. 17.3.

Характеристики гидротурбин. Результаты модельных испытаний гидротурбин, получаемые в виде рабочих характеристик, обобщаются в графические зависимости, удобные для конкретного использования при выборе основных параметров натурных турбин. Такие графические зависимости носят название типовых универсальных характеристик. Они представляют собой для каждого типа рабочего колеса комплекс линий равных значений КПД модели, линий равных значений открытия направляющего аппарата (в линейных или угло-

Таблица 17.3. Коэффициент быстроходности для различных турбин

Турбина	n_s
Ковшовая	20—50
Радиально-осевая	50—450
Диагональная	200—450
Осевая вертикальная	400—1000
Горизонтальная капсульная	600—1100

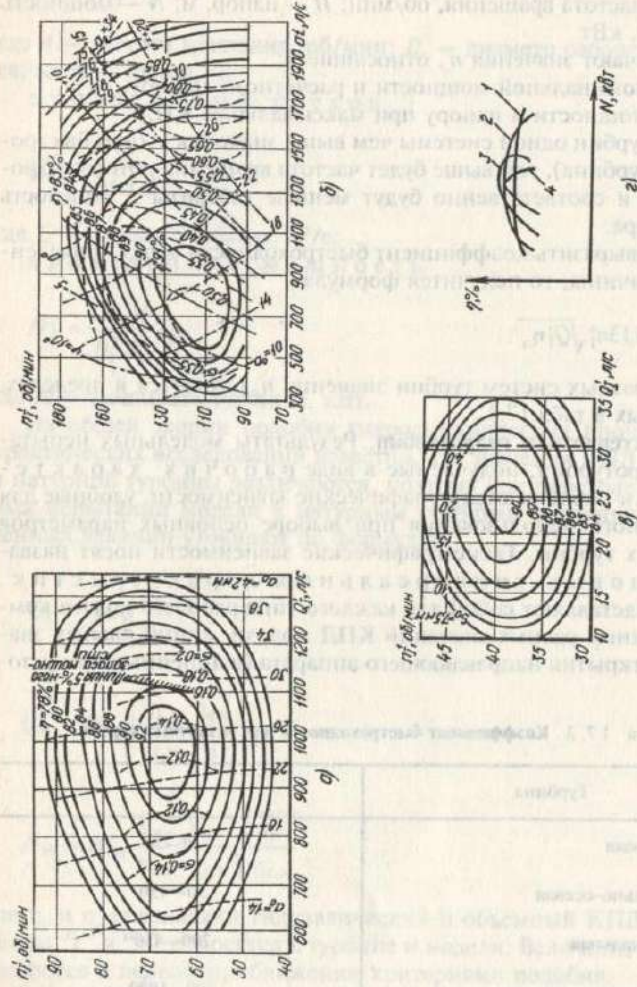


Рис. 17.6. Характеристики гидротурбин: а — универсальная характеристика радиально-осевой турбины; б — универсальная характеристика поворотно-лопастной турбины; в — универсальная характеристика ковшовой турбины; г — рабочие характеристики ковшовой турбины; 1 — ковшовой; 2 — поворотно-лопастной; 3 — радиально-осевой; 4 — пропеллерной

вых значениях), постоянных значений углов установки лопастей рабочего колеса (для поворотно-лопастных турбин), а также равных значений коэффициента кавитации (для турбин реактивного типа), равных значений хода иглы сопла (для ковшовых турбин). Все указанные линии построены в координатах Q — η . На рис. 17.6 приведены виды таких характеристик. Завод-изготовитель турбин располагает такими характеристиками для всех своих номенклатурных рабочих колес. На каждой характеристике указаны основные геометрические параметры всего проточного тракта модельной турбины и указаны условия проведения модельных испытаний. Более подробные сведения о модельных испытаниях и об универсальных характеристиках даны в [77, 80, 82].

Кавитация и кавитационная эрозия в гидравлических турбинах.

Под к а в и т а ц и е й понимается обычно динамический процесс, характеризующийся местным нарушением сплошности жидкости с образованием парогазовых каверн и последующим их смыканием. Это явление возникает в различных машинах, работа которых связана с движением жидкости (турбины, насосы, гидравлические передачи, судовые двигатели и др.). Развитая кавитация приводит к падению КПД турбины, высокочастотным пульсациям давления в потоке, к опасным вибрациям узлов гидротурбины и интенсивным акустическим явлениям. Следствием кавитации в реактивных турбинах являются разрушения лопастей рабочих колес и лопаток направляющих аппаратов. У ковшовых турбин разрушаются сопла и иглы. Физической основой кавитации является наличие в потоке движущейся жидкости мельчайших газовых пузырьков (ядер кавитации), по которым и происходит разрыв потока. Процессы схлопывания пузырьков происходят с очень большой скоростью, и механическое воздействие на материальные границы (стенки, лопастные системы) сопровождается интенсивной эрозией.

Нержавеющая сталь стойка против электромеханических кавитационных процессов, и ее разрушение происходит под действием очень мощных ударов, вызывающих давление, превышающее предел текучести. Таких ударов не более 10 % общего количества ударов, поэтому разрушение металла идет замедленно. Углеродистая и низколегированная стали имеют защитную пленку, которая разрушается даже от слабых кавитационных ударов, что приводит к быстрому разрушению поверхности с образованием характерной губчатой поверхности.

Кавитационные свойства турбин одной серии определяются количественно значением ко э ф ф и ц и е н т а к а в и т а ц и и

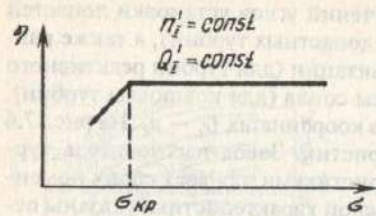


Рис.17.7. Кавитационная характеристика турбины

характеристикой индивидуальных свойств лопастной системы рабочего колеса данной серии геометрически подобных турбин. Его значение практически определяется при исследовании моделей на экспериментальных установках. Коэффициент кавитации турбины σ принимают равным критическому кавитационному коэффициенту $\sigma_{кр}$ установки, соответствующему режиму резкого снижения энергетических параметров (рис.17.7).

В ковшовых турбинах кавитационные явления существенны только с точки зрения возникновения кавитационной эрозии, поэтому для них значения кавитационного коэффициента не определяются, а кавитационную эрозию исключают соответствующим подбором геометрического очертания ковшей и соплового тракта.

Для реактивных турбин минимальная кавитация обеспечивается назначением допустимой высоты отсасывания H_c . Отсчет высоты отсасывания (рис.17.8) принципиально должен производиться от наиболее опасной в кавитационном отношении точки или плоскости. Из опыта исследований известно, что такая точка или плоскость располагается в определенной зоне лопастной системы рабочего колеса, характерной для каждого типа рабочего колеса. В модельных испытаниях высота отсасывания и отсчитывается от этих точек. Но для натуральных турбин в сложившейся практике с учетом реальной возможности измерения принято ее отсчитывать:

- а) для поворотно-лопастных вертикальных гидротурбин — от поверхности нижнего бьефа до оси поворота лопастей (рис.17.8,а);
- б) для диагональных и радиально-осевых турбин — от поверхности нижнего бьефа до нижней плоскости направляющего аппарата (рис.17.8,а);
- в) для турбин с горизонтальным валом — от поверхности ниж-

σ, который характеризуется отношением динамического разрежения на лопастях рабочего колеса к напору. Кавитация в турбине возникает, если в какой-либо точке лопастной системы рабочего колеса абсолютное давление станет равным давлению водяных паров. Значение σ является

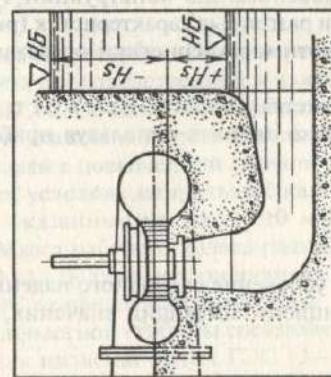
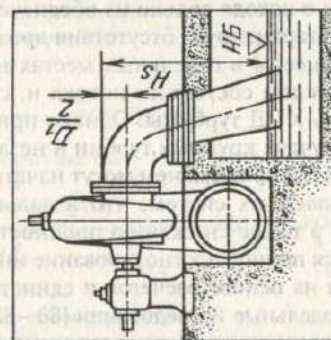
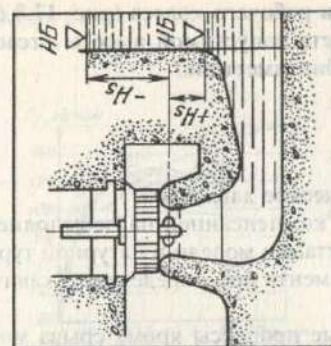


Рис.17.8. Отсчет высоты отсасывания: а — для вертикальных РО турбин; б — для РО и ПЛ турбин с горизонтальным валом; σ — для ПЛ с вертикальным валом

него бьефа до верхней точки рабочего колеса (рис. 17.8,б):

общая формула для расчета допустимой высоты отсасывания H_s для всех реактивных турбин имеет вид

$$H_s = B - \frac{V}{900} - \sigma H - 1,5,$$

где B — местное барометрическое давление.

Поправка 1,5 м является компенсацией на невыполнение условий подобия явления кавитации модели и натурной турбины, а также погрешности эксперимента при определении кавитационного коэффициента σ .

Поскольку кавитационные процессы кроме срыва мощности могут вызвать существенную эрозию лопастных систем и камеры рабочего колеса, то значение σ исходя только из обеспечения отсутствия срыва мощности не гарантирует отсутствия эрозии. Локальные кавитационные процессы в отдельных местах не отражаются на общем энергетическом состоянии потока и, следовательно, не влияют на уровень КПД турбины. Однако при работе на повышенных напорах в случаях крупных турбин и незаметных первоначально изменениях КПД со временем могут начаться значительные повреждения лопастных систем, что в дальнейшем приведет к падению КПД, а также снижению прочности рабочих колес. Пока еще не удается полное прогнозирование интенсивности кавитационной эрозии на основе расчетов и единственным надежным путем являются модельные исследования [80—82].

Разгонные и силовые характеристики. В комплекс экспериментальных исследований по обоснованию конструкции турбины входит определение силовых и разгонных характеристик (рис. 17.9). Для удобства использования эти характеристики представляют в приведенных величинах.

При предварительных расчетах значение осевого усилия P_z на рабочее колесо можно оценить используя приближенную зависимость

$$P_z = k_z \frac{\pi}{4} \rho g D_1^2 H_{max},$$

где ρ — плотность воды; g — ускорение свободного падения тела; k_z — эмпирический коэффициент, имеющий значения, приведенные ниже:

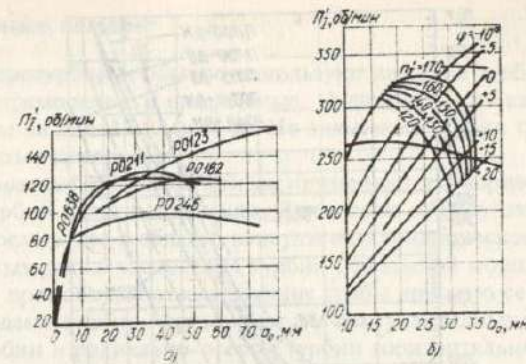


Рис. 17.9. Разгонные характеристики: а — радиально-осевой турбины; б — поворотно-лопастной турбины

Радиально-осевые турбины

Коэффициент быстроходности n^*	280	235	200	190	100	90
Тип рабочего колеса по номенклатуре.....	PO45	PO75	PO115	PO170	PO230	PO300
Значения k_z	0,34—0,41	0,28—0,34	0,22—0,28	0,2—0,26	0,8—0,14	0,7—0,12

Поворотно-лопастные турбины

Количество лопастей рабочего колеса Z	4	5	6	7	8
Значение k_z	0,85	0,87	0,9	0,93	0,95

Масса гидротурбин. Ориентировочно данные по чистой массе (без учета производственной и монтажной оснастки) приводятся на рис. 17.10. Общая масса турбины с металлической спиральной камерой указана с учетом использования в спиральных камерах 50 % сталей с повышенной прочностью. При изготовлении в конкретных условиях спиральных камер из обычных углеродистых сталей указанные на рис. 17.10 массы следует увеличивать на 10 %. Масса рабочего колеса радиально-осевой турбины составляет 10—12 % для высоконапорных и 14—16 % для средненапорных ГЭС от общей массы турбины. Масса рабочего колеса поворотно-лопастной турбины составляет 15—25 % массы всей турбины, а для низконапорных ГЭС 12—20 %. Масса рабочего колеса диагональной турбины в вертикальном и горизонтальном испол-

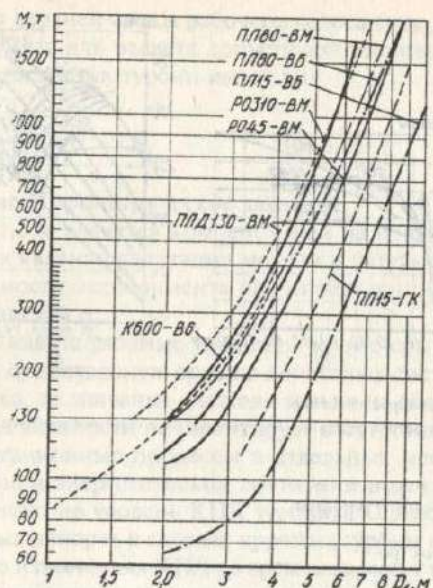


Рис. 17.10. Зависимость массы гидротурбины от диаметра рабочего колеса

нении составляет 20—25 % массы турбины. Более подробные сведения по этим вопросам изложены в [77, 82].

17.2. Проточная часть гидравлических турбин

В реактивных гидротурбинах формирование потока перед рабочим колесом совершается в турбинной камере, статоре и направляющем аппарате. Эти элементы обеспечивают оптимальные условия для последующего преобразования на рабочем колесе энергии потока в механическую энергию вращения вала турбины. Рабочее колесо находится в камере рабочего колеса, которая ограничивает с внешней стороны пространство, в котором вращается колесо, обеспечивает оптимальный характер потока и сводит к минимуму объем воды, проходящий мимо лопастной системы рабочего колеса, за счет уменьшенных зазоров или установки специальных уплотнительных устройств.

Турбинные камеры

В гидротурбинах обычно используют два вида турбинных камер — прямоосные и спиральные. Очертания этих камер представлены на рис. 17.11 и 17.12. Но для малых турбин применяют и открытые камеры [14].

Прямоосные турбинные камеры применяют для горизонтальных гидротурбин капсульного типа. Они имеют прямоугольное сечение, переходящее в области капсулы в цилиндрическое. Для вертикальных радиально-осевых турбин небольшой мощности применяют прямоосные отсасывающие трубы круглого сечения.

Спиральные камеры применяют для всех реактивных вертикальных турбин и радиально-осевых турбин горизонтального исполнения. Бетонные спиральные камеры имеют трапециевидальные сечения. Они применяются до напора $H = 40$ м. При $H = 40-80$ м возможны бетонные камеры, усиленные специальной арматурой. Металлические спиральные камеры, как правило, применяют при $H > 40$ м; в большинстве случаев они выполнены с круглыми сечениями (рис. 17.12, а).

Металлические спиральные камеры выполняют в виде свар-

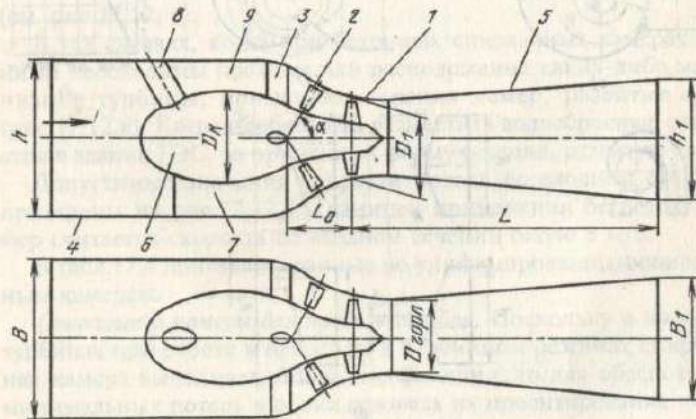


Рис. 17.11. Проточный тракт горизонтальной капсульной турбины:

1 — рабочее колесо; 2 — конический направляющий аппарат; 3 — колонны статора; 4 — прямоосная отсасывающая турбинная камера; 5 — прямоосная отсасывающая труба; 6 — капсула; 7 — опорный бычок; 8 — проходная колонна; 9 — прямоосная турбинная камера

ных или сварно-литых конструкций. При больших размерах сечений спиральных камер и значительных напорах (200 м и более) используют сталежелезобетонную конструкцию, где металлическая оболочка усиливается кольцевой расчетной арматурой окружающего бетона.

В особых случаях турбин большой мощности может оказаться эффективным применение двухподводной спирали (рис. 17.12, з). Одна из турбин Бухтарминской ГЭС имеет такую спиральную камеру. Одним из основных параметров спиральных камер является угол охвата φ_0 , отсчитываемый от плоскости зуба до входного сечения. Значение этого угла для всех типов современных спиральных камер лежит в пределах $180-360^\circ$. Значение этого угла связано с конструктивным выполнением камеры и напором. Наименьшие габариты в плане получаются при угле охвата $\varphi_0 = 180^\circ$.

Выбор основных параметров спиральной камеры должен проводиться на основании технико-экономических сопоставлений

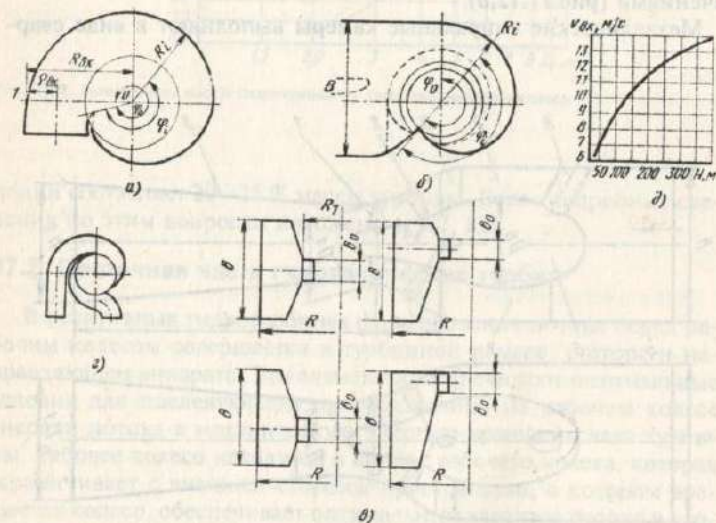


Рис. 17.12. Спиральные камеры вертикальных реактивных гидротурбин: а — с круглыми сечениями; б — различные формы трапецидальных сечений; в — двухподводная спиральная камера; г — зависимость допустимых значений скорости потока во входном сечении спиральной камеры

различных вариантов. Как правило, выбор типа и основных параметров спиральных камер осуществляется из числа унифицированных. В случаях, когда по каким-либо причинам не представляется возможным использовать унифицированные камеры, то их проектирование выполняется индивидуально. Во всех случаях целесообразно исходить из закона постоянства момента скорости $v_u = R = \text{const}$. В унифицированных конструкциях рекомендованы только два типа сечений: круглые или трапецидальные с симметричным сечением. Унифицированные спиральные камеры имеют маркировку:

металлические СУМ — $\bar{b}_0 - \varphi_0/\delta$;

бетонные СУБ — $\bar{b}_0 - \varphi_0/\delta$,

где буквы означают: СУ — спираль унифицированная; М — металлическая; Б — бетонная; \bar{b}_0 — относительная высота направляющего аппарата; φ_0 — угол охвата; δ — угол натекания потока на лопасть. В унифицированных бетонных спиральных камерах $\varphi_0 = 180 \div 270^\circ$, в металлических $\varphi_0 = 345 \div 360^\circ$. При больших значениях ширины бетонных спиральных камер (более 10 м) во входной части устанавливают опорные бычки (один или два) (см. рис. 17.12, б).

В тех случаях, когда при бетонных спиральных камерах над ними необходимы проходы или расположение каких-либо механизмов турбины, применяют сечения камер, развитые вниз (рис. 17.12, в). Когда необходимо разместить водосбросные отверстия в здании ГЭС, то применяют форму сечения, развитую вверх.

Допустимые значения скорости потока во входном сечении приведены на рис. 17.12, д. Границей применения бетонных камер считается скорость во входном сечении около 8 м/с.

В табл. 17.4 приведены данные по унифицированным спиральным камерам.

Спиральные камеры для насосов-турбин. Поскольку в насосах-турбинах при работе в насосном и турбинном режимах спиральная камера выполняет различные функции, то для обеспечения минимальных потерь в обоих режимах их проектирование необходимо вести весьма тщательно. Рекомендуется руководствоваться следующим: угол охвата принимается $\varphi_0 = 345 \div 360^\circ$; относительные размеры спиральной камеры принимаются по зависимостям, полученным статистически:

Таблица 17.4. Основные параметры спиральных камер

Угол охвата φ , град	Диапазон напоров, м	Тип турбин	B/D_1 (округленно)
Бетонные			
180	5—15	ПЛ10, ПЛ15	2,61
210	10—30	ПЛ15, ПЛ20	2,66
225	20—40	ПЛ30, ПЛ40	2,75
240	30—50	ПЛ40, ПЛ50	2,7
255	40—70	ПЛ6Л, ПЛ70	2,72
270	55—80	ПЛ60, ПЛ70, ПЛ80	2,75
240	30—45	РО45	1,78
270	40—75	РО75	2,84
Металлические			
345	30—40	ПЛ40, ПЛ50	4,07 (3,88)
345	40—60	ПЛ50, ПЛ60; РО45	3,8 (3,62)
345	55—80	ПЛ70, ПЛ80; РО75	3,61 (3,45)
345	30—45	РО45	4,19 (3,99)
345	40—75	РО75	3,93 (3,75)
345	70—140	РО115, РО140	3,65 (3,5)
345	110—170	РО170	3,37 (3,24)
345	160—230	РО230	3,1 (2,99)
360	220—310	РО310	2,8 (2,72)
360	290—400	РО400	2,64 (2,57)

Примечание. В скобках — данные при обузленном входном участке.

$$\frac{2\rho}{D_1} = KD_2^{1/2} n_s^{2/3},$$

где ρ — радиус сечения спиральной камеры; $K = 0,22 \div 0,25$, меньшие значения соответствуют $n_s = 300$, большие значения $n_s = 100 \div 280$;

$$\bar{B} = \frac{B}{D_1} = 2,2 + 0,85KD_2^{-1/2} n_s^{2/3},$$

где B — ширина (в плане) спиральной камеры.

Значение B для насосов-турбин должно быть больше, чем для обычных радиально-осевых турбин, так как спиральная камера должна обеспечить минимальные потери как в турбинном, так и в насосном режиме.

Статор турбины. Помимо конструктивных функций (как элемент для сборки направляющего аппарата и как элемент, передающий массовые вертикальные нагрузки на фундамент здания ГЭС) колонны и пояса статора, находясь в потоке, обеспечивают улучшение осевой симметрии потока и отсутствие возмущений потока при переходе из спиральной камеры в зону направляющего аппарата. Для статоров к металлическим спиральным камерам принимается количество колонн, не совпадающее с количеством направляющих лопаток. Обычно в отечественных конструкциях это 19 или 23 (включая зуб спирали) (см. §17.5 и рис.17.25,б).

В практике отечественного гидротурбостроения разработаны унифицированные профили колонн статора, для которых имеются все необходимые геометрические характеристики. В случае необходимости производят индивидуальное проектирование колонн статора.

Направляющий аппарат. В реактивных гидротурбинах направляющий аппарат представляет собой систему профилированных лопаток, установленных в потоке, непосредственно за колоннами статора. Лопатки имеют возможность с помощью специального механизма синхронно переставляться в одинаковые положения при любых значениях проходного сечения между ними a_0 (рис.17.13,в).

Число лопаток принимается в зависимости от диаметра расположения осей лопаток D_0 (рис.17.13,а). Для унифицированных направляющих аппаратов отечественных гидротурбин при $D_0 < 7$ м принимают 20 лопаток, при $7 < D_0 < 10$ м — 24, при $D_0 > 10$ м — 28 лопаток.

Для турбины с бетонными спиральными камерами при углах охвата $\varphi_0 \leq 240^\circ$ применяют симметричные профили.

Для горизонтальных турбин капсульного типа применяются направляющие аппараты конического типа, где ось поворота лопаток располагается на конической поверхности (рис.17.13,б). Количество направляющих лопаток здесь существенно меньше, чем на вертикальных турбинах (12—16 шт.).

В ковшовых турбинах направляющий аппарат представляет собой систему нескольких сопл (2—8 шт.), ориентированных относительно рабочего колеса так, что ось струи совпадает с направлением касательной к окружности, проходящей через центр

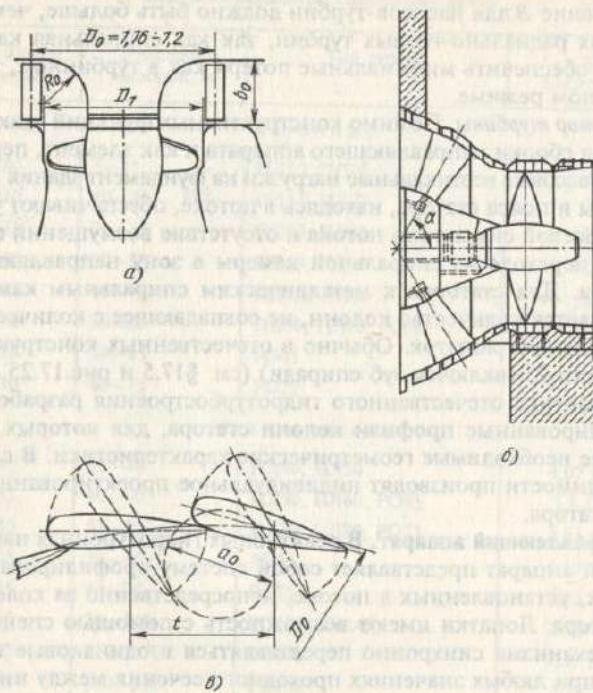


Рис.17.13. Направляющий аппарат:

a — радиальный направляющий аппарат для вертикальных реактивных турбин; *б* — конический направляющий аппарат горизонтальной капсульной турбины; *в* — схема работы лопаток направляющего аппарата

ковшей (расчетный диаметр рабочего колеса — см. рис. 17.15,2). Каждое сопло состоит из корпуса и иглы, которая, перемещаясь вдоль оси корпуса, изменяет кольцевую щель для прохода струи на рабочее колесо. Выходная часть корпуса — насадок и тело иглы — имеет очертания, обеспечивающие монолитность струи при любом положении иглы.

Отсасывающие трубы гидротурбин. Поток воды, пройдя зону рабочего колеса, еще обладает определенным запасом кинетической энергии, которую необходимо преобразовать в энергию

давления. Это можно сделать с помощью постепенно расширяющегося (диффузорного) канала. Диффузорный канал наиболее прост в виде прямоосного конического патрубка, поэтому такая форма отсасывающей трубы используется в настоящее время для горизонтальных поворотных лопастных турбин. Для крупных вертикальных агрегатов применение прямоосных отсасывающих труб требует глубоких колодцев, что влечет за собой большие дополнительные строительные затраты. Поэтому практическое применение получили изогнутые отсасывающие трубы.

Прямоосные отсасывающие трубы применяют для горизонтальных капсульных агрегатов (а также для вертикальных тихоходных РО турбин при $D_1 < 2$ м). Распространение получили три основных варианта (рис.17.14):

- 1) круглый конический диффузор (рис.17.14,а);
- 2) диффузор с входным сечением в виде окружности и выходным сечением в виде квадрата (с постепенным переходом от окружности к квадрату) (рис.17.14,б);
- 3) аналогично п.2, но переход от круглого сечения на квадрат начинается с входного сечения и заканчивается в средней части квадрата; последующая часть имеет квадратные сечения с возрастающей стороной (рис.17.14,в).

Варианты 2 и 3 наиболее удобны с точки зрения возможности

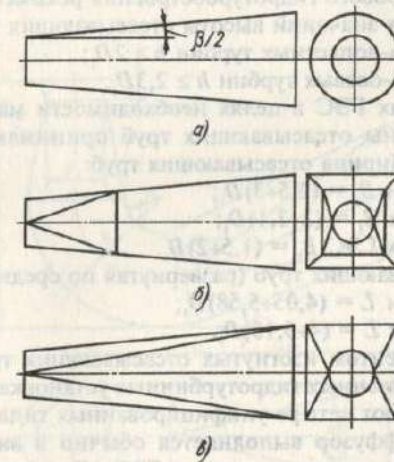


Рис.17.14. Прямоосные отсасывающие трубы горизонтальных капсульных турбин:

a — цилиндрическая; *б* — с переходом на квадратное сечение на части длины; *в* — с переходом на квадрат по всей длине

перекрытия выходных сечений плоскими шандорными заграждениями. Длина прямоосной отсасывающей трубы для капсульных агрегатов выбирают в пределах $L = (4+5)D_1$, угол расширения диффузора $\beta = 13+15^\circ$.

Изогнутые отсасывающие трубы для всех вертикальных турбин состоят из следующих основных элементов (рис.17.15, 17.16): входного диффузора 1, колена 2 и выходного диффузора 3. Важнейшим параметром изогнутой отсасывающей трубы является ее высота. КПД турбин существенно зависит от высоты трубы.

Роль отсасывающей трубы особенно значительна на низконапорных ГЭС с быстроходными турбинами. На таких ГЭС кинетическая энергия потока воды, выходящей из рабочего колеса, достигает 40—50 % рабочего напора. Кинетическая энергия выходящего потока из отсасывающей трубы назначается в пределах 1—3 %. Разность этих значений за вычетом потерь трения используется в турбинной установке благодаря наличию отсасывающей трубы.

У тихоходных радиально-осевых турбин высоконапорных ГЭС кинетическая энергия потока, уходящего из рабочего колеса, составляет всего 3—4 %, поэтому роль трубы невелика (рис.17.17).

Основными критериями в выборе геометрии отсасывающих труб являются уровень потерь и уровень пульсации потока в трубе. Практика мирового гидротурбостроения рекомендует применение следующих значений высоты отсасывающих труб:

для поворотно-лопастных турбин $h \geq 2D_1$;

для радиально-осевых турбин $h \geq 2,3D_1$.

Для подземных ГЭС в целях необходимости максимального снижения ширины отсасывающих труб принимают $h \geq 3,5D_1$ (см.рис.17.16). Ширина отсасывающих труб:

для ПЛ турбин $B_1 = (2,5+3)D_1$;

для РО турбин $B_1 = (2+3,1)D_1$;

для подземных ГЭС $B_1 = (1,5+2)D_1$.

Длина отсасывающих труб (развернутая по средней линии):

для ПЛ турбин $L = (4,05+5,58)D_1$;

для РО турбин $L = (4+5,15)D_1$.

Важным элементом изогнутых отсасывающих труб является колено. В отечественных гидротурбинных установках преимущественно используют четыре унифицированных типа колена.

Выходной диффузор выполняется обычно в виде плоского диффузора (кроме случая подземных ГЭС). Эквивалентный угол расширения диффузора, вычисленный по входному и выходному сечениям, $\alpha_{\text{эк}} = \alpha_{\text{вых}} - \alpha_{\text{вх}} = 10+14^\circ$.

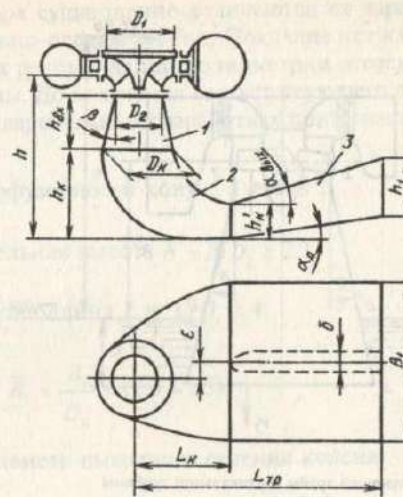


Рис.17.15. Унифицированная изогнутая отсасывающая труба радиально-осевой турбины

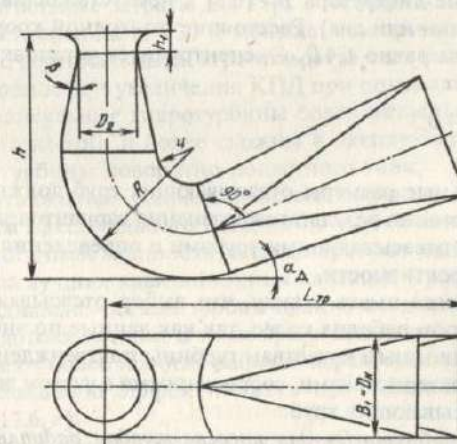


Рис.17.16. Отсасывающая труба для турбины подземных ГЭС

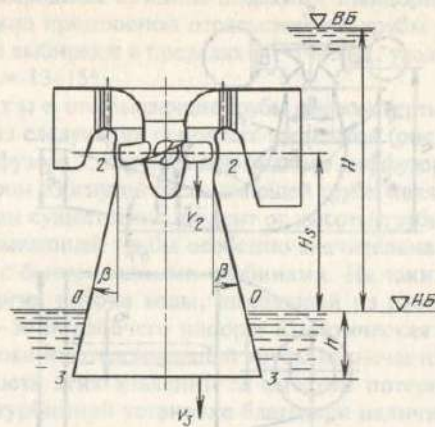


Рис. 17.17. Схема отсасывающей трубы вертикальной турбины

При выходном диффузоре, не лежащем на горизонтальной плоскости, угол подъема α_d выбирается в пределах $6-12^\circ$ (для подземных ГЭС $20-30^\circ$).

При ширине диффузора $B_1 > 10$ м в нем устанавливают опорные бычки (один или два). Расстояние от входной кромки бычка до оси турбины равно $1,4D_1$. Эксцентриситет установки бычка

$$\bar{\epsilon} = \frac{\epsilon}{D_k} = 0 \div 0,3.$$

Окончательные размеры отсасывающих труб должны приниматься на основании результатов сравнения вариантов здания ГЭС с различными отсасывающими трубами и определения их экономической эффективности.

Следует всегда иметь в виду, что выбор отсасывающих труб связан с выбором рабочих колес, так как данные по энергетическим и кавитационным качествам турбины подтверждены универсальными характеристиками, составленными с учетом вполне конкретных отсасывающих труб.

Отсасывающие трубы для насосов-турбин радиально-осевого типа. В силу специфики работы насоса-турбины геометрические характеристики отсасывающих труб в области колеса и выходно-

го диффузора существенно отличаются от характеристик обычных радиально-осевых турбин. Пока еще нет каких-либо унифицированных рекомендаций по геометрии отсасывающих труб насоса-турбины. До получения соответствующего обобщенного опыта при предварительных разработках принимают следующие значения:

угол диффузорности конуса $\beta = 6 \div 9^\circ$;

относительная высота $\bar{h} = h/D_1 \geq 2,3$;

развернутая длина $L = L/D_1 \geq 4$;

ширина $\bar{B}_1 = \frac{B_1}{D_k} = (2,3 \div 2,5)$,

где D_k — диаметр выходного сечения колена.

17.3. Выбор параметров гидротурбин

Общие рекомендации по выбору параметров гидротурбин. Выбор оптимального варианта гидромашин производят по результатам технико-экономических расчетов. Различные системы турбин имеют свои особенности:

а) капитальные затраты для ГЭС с горизонтальными капсульными агрегатами на $15-20\%$ меньше, чем при той же мощности для ГЭС с вертикальными агрегатами (за счет большей пропускной способности и увеличения КПД при оптимальных режимах). Однако капсульные гидротурбины более металлоемки, трудоемки в изготовлении и более сложны в эксплуатации, чем вертикальные турбины поворотно-лопастного типа;

б) вертикальные радиально-осевые турбины превосходят по значениям максимального КПД на $0,5-2,0\%$ поворотно-лопастные аналогичной мощности, а также требуют меньших заглублений (из-за лучших кавитационных качеств). Кроме того, применение радиально-осевых турбин практически исключает загрязнение водотока маслом. В то же время поворотно-лопастные турбины имеют более пологие рабочие характеристики, что обеспечивает большую эффективность при частичных нагрузках (см. рис. 17.6, г);

в) диагональные поворотно-лопастные турбины также имеют более пологие рабочие характеристики, но уступают радиально-

осевым турбинам по кавитационным качествам, максимальным значениям КПД, металлоемкости и экологической чистоте. По отношению к осевым поворотно-лопастным турбинам диагональные имеют лучшие кавитационные качества, превосходят их по максимальному КПД, но проигрывают по трудоемкости изготовления и быстроходности;

г) пропеллерные осевые гидротурбины превосходят поворотно-лопастные по кавитационным качествам, трудоемкости изготовления, но проигрывают по маневренности при изменяющихся напорах и мощностях, а также по надежности при переходных режимах;

д) ковшовые гидротурбины по сравнению с радиально-осевыми имеют меньшую пропускную способность, меньшие значения КПД (на 1—1,5%), однако они имеют более пологие рабочие характеристики в зоне частичных нагрузок (за счет изменения количества работающих сопл);

е) количество агрегатов при заданной мощности ГЭС оказывает существенное влияние на металлоемкость и трудоемкость изготовления турбин реактивного типа. Для них мощность изменяется пропорционально квадрату диаметра D_1 , металлоемкость растет в более высокой степени, а удельная трудоемкость с увеличением D_1 несколько снижается.

Выбор параметров турбин по универсальной характеристике (рис.17.18 и 17.19). При определении диаметра рабочего колеса D_1 для радиально-осевой турбины принимают расчетное значение приведенного расхода Q'_{ip} на линии 95 % N_{max} , т.е. на линии 5 %-ного запаса мощности. Для поворотно-лопастных турбин значения Q'_{ip} и D_1 определяют совместно с выбором высоты отсасывания H_c . Для этого на линии n'_{ip} задаются несколько значений σ и соответствующие им значения Q'_{ip} , значения n'_{ip} определяют по формуле

$$n'_{ip} = n'_1 \sqrt{\frac{H_{срыва}}{H_p}}$$

По этим данным определяют D_1 и H_c и на основании технико-экономического анализа выбирают оптимальные значения D_1 и H_c . Предварительно иногда Q'_{ip} принимают равным $(1,5—1,6)Q'_{ист}$.

Для ковшовых турбин принимают $Q'_{ip} = Q'_{ист}$.

Значения КПД должны быть приняты равными КПД натурной турбины в точке при расчетном напоре H_p . Полученное значение D_1 округляют до ближайшего в ряду стандартных чисел.

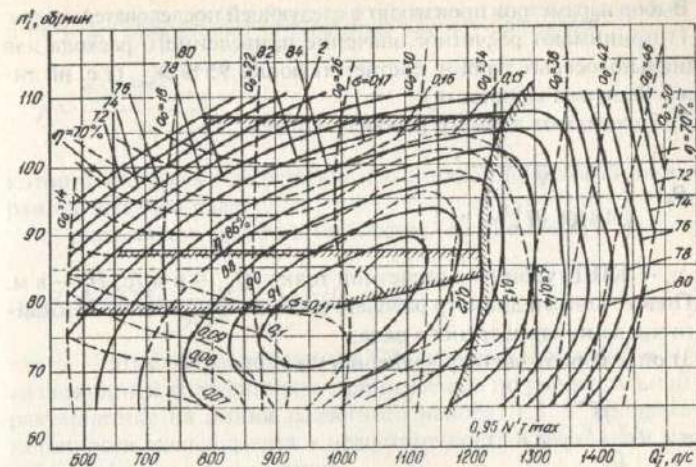


Рис.17.18. Универсальная характеристика радиально-осевой турбины с зонами работы: 1 — при нормальных условиях эксплуатации, 2 — при пусковом затопе

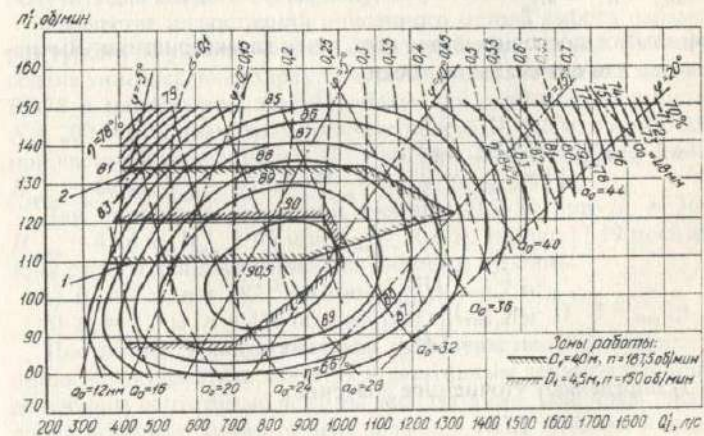


Рис.17.19. Универсальная характеристика поворотно-лопастной турбины с зонами работы при:

1 — $D_1 = 4,5$ м; $n = 150$ об/мин; $H_c = -1,2$ м; 2 — $D_1 = 4$ м; $n = 167,5$ об/мин; $H_c = -6,7$ м

Выбор параметров производят в следующей последовательности:

1) принимают расчетное значение приведенного расхода для радиально-осевых турбин, соответствующее 95 % N_{max} (т.е. на линии 5 % запаса мощности);

2) определяют диаметр рабочего колеса

$$D_1 = \sqrt{\frac{N}{9,81 Q'_{1p} H_p^{1,5} \eta_t}}$$

где η_t — КПД турбины в расчетной точке; Q'_{1p} — в м³/с; H_p — в м.

Подсчитанный диаметр рабочего колеса округляют до ближайшего числа из стандартного ряда;

3) определяют частоту вращения

$$n = \frac{n'_1 \sqrt{H_p}}{D_1}$$

где D_1 — в м, H_p — в м (n'_1 принимается на линии, проходящей через центр универсальной характеристики);

4) поправку на масштабный эффект

$$\Delta n'_1 = n'_{1i} - n'_{1m}$$

принимают постоянный для всех точек характеристики. Вычисляют ее для оптимальной точки:

$$\Delta n'_1 = \Delta n'_{1\text{опт}} \left(\sqrt{\frac{\eta_{t\text{опт}}}{\eta_{m\text{опт}}}} - 1 \right),$$

где

$$\eta_{t\text{опт}} = 1 - (1 - \eta_{m\text{опт}}) \sqrt{\frac{D_{1m}}{D_{1t}}}$$

5) определяют уточненное значение

$$n'_{1\text{опт}} = \left(\frac{n D_1}{\sqrt{H_{ср\text{изн}}}} - \Delta n'_1 \right)$$

и по нему определяют уточненную частоту вращения

$$n = \frac{n'_{1\text{опт}} \sqrt{H_{ср\text{изн}}}}{D_1},$$

которую округляют до ближайшего синхронного значения из ограничительного ряда;

6) определяют высоту отсасывания (см.рис.17.17)

$$H_s = 10,33 - \frac{\nabla}{900} - H_d - (\sigma H + 1,5),$$

где ∇ — отметка расположения ГЭС над уровнем моря; σ — кавитационный коэффициент, принимаемый по универсальной характеристике на линии расчетного напора; 1,5 — поправка на неточности эксперимента и недостаточность изученности масштабного фактора в кавитации.

Поскольку напор турбинной установки зависит от колебания уровней нижнего и верхнего бьефов, то необходимо рассмотреть различные сочетания напоров и уровней бьефов и для каждого сочетания найти H_s . Прибавляя ее к отметке нижнего бьефа, можно получить для каждого случая допустимую отметку рабочего колеса.

В качестве иллюстрации описанного метода выбора параметров турбин по универсальным характеристикам на рис.17.18 приведена универсальная характеристика радиально-осевой турбины РО75 с нанесенной зоной работы для турбины мощностью $N = 200$ МВт с диаметром рабочего колеса $D_1 = 6$ м, с номинальной частотой вращения $n = 107,1$ об/мин, при напорах $H_p = 64$ м, $H_{ср\text{изн}} = 66$ м, $H_{\text{min}} = 60$ м и $H_{\text{max}} = 72$ м, $H_{\text{излк}} = 40$ м.

Для поворотно-лопастной турбины ПЛ-50 при $H_p = 36$ м $H_{ср\text{изн}} = 42,4$ м, $H_{\text{max}} = 45$ м и $H_{\text{min}} = 30,4$ м. На рис.17.19 показана зона работы для двух вариантов диаметра турбины:

- а) $D_1 = 4$ м, $n = 187,5$ об/мин и $H_s = -6,7$ м;
- б) $D_1 = 4,5$ м, $n = 150$ об/мин и $H_s = -1,2$ м.

Построение эксплуатационной характеристики. Эксплуатационная характеристика является нормативным документом, определяющим допустимые режимы эксплуатации. Она представляет собой комплекс линий равных значений КПД турбины и линий равных значений допустимых высот отсасывания, построенных в координатах: мощность турбины, кВт, — напор нетто, м. На ней нанесены: линия ограничения мощности при напорах от H_p до

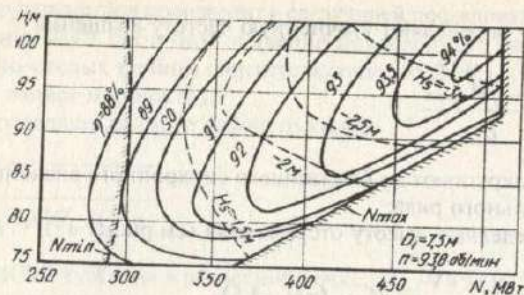


Рис. 17.20. Эксплуатационная характеристика радиально-осевой турбины Красноярской ГЭС

H_{max} и линия ограничения мощности при напорах от H_{min} до H_p . В ряде случаев для радиально-осевых турбин наносится еще линия ограничения минимальной мощности турбины при различных напорах (по уровню пульсации потока в зоне рабочего колеса). После согласования с заказчиком завод-поставщик турбин передает с каждым комплектом оборудования паспорт турбины, к которому приложена эксплуатационная характеристика.

До построения эксплуатационной характеристики предварительно строят рабочие характеристики $\eta = f(N)$ при $H = const$. С этой целью рассекают поле универсальной характеристики семейством параллельных горизонтальных линий, каждая из которых соответствует определенному напору в интервале от H_{min} до H_{max} . В точках пересечения этих линий с линиями $\eta_n = const$ подсчитывают по принятой формуле пересчета натурные значения КПД η_i и значения мощности N_i . Для случая поворотно-лопастных турбин, если поправка на КПД принимается постоянной для каждого угла установки лопастей, то значения η_n и соответственно N_i определяют для точек пересечения линий $n'_i = const$ и линий $\varphi = const$. Полученные значения η_i строят в виде кривых $\eta_i = f(N)$ и, рассекая эти кривые линиями $\eta = const$ через 0,5–1%, переносят полученные значения в поле координат $N-H$. После этого соединяют точки, соответствующие одинаковым значениям КПД, плавными кривыми. Линии $H_s = const$ строят по значениям $\sigma = f(n'_i, Q'_i)$, указанным на универсальной характеристике в том же порядке, что и линии $\eta = const$.

При напорах $H > H_p$ мощность агрегата ограничивается по мощности генератора при его работе с $\cos\varphi = 0,8+0,9$ (см. гл.18). Линия ограничения мощности при $H < H_p$ для радиально-осевых

турбин примерно соответствует 95 % N_{max} на универсальной характеристике; для поворотно-лопастной или ковшовой турбины — линии открытия a_0 или s , проходящей через расчетную точку на универсальной характеристике при $H = H_p$. Пример эксплуатационной характеристики приведен на рис. 17.20.

Дополнительное заглубление гидротурбины принимается по согласованию завода — поставщика турбины и генерального проектировщика ГЭС (ГАЭС) с учетом конкретных условий (типа проточной части, режима работы, применяемых материалов для изготовления рабочих колес и др.).

17.4. Выбор параметров насосов-турбин

При определении параметров и габаритов обратимых гидромашин необходимы специальные расчеты по выбору их оптимальной быстроходности. Для насосного и турбинного режимов рекомендуется рассчитывать коэффициент быстроходности по формулам

$$n_{нн} = \frac{3,65n\sqrt{Q}}{H^{3/4}};$$

$$n_{ст} = \frac{1,167n\sqrt{N}}{H^{5/4}}.$$

При этом следует иметь в виду, что наибольший КПД имеют насосы-турбины быстроходностью 170–230.

Номинальную частоту вращения обратимых агрегатов выбирают по насосному режиму исходя из размещения зоны рабочих напоров в оптимальной зоне характеристики.

Заглубление рабочего колеса также определяют по насосному режиму при максимальном и минимальном напорах и соответствующим им уровням нижнего бьефа и принимают наименьшее.

Для турбинного режима в качестве исходных данных задают минимальный, расчетный и максимальный напоры брутто (разность энергии потока на уровнях верхнего и нижнего бьефов) и соответствующие им напоры нетто (разность энергии потока на входе в спиральную камеру и на выходе из отсасывающей трубы). Кроме того, необходимо знать и средневзвешенный напор, так как для него обеспечиваются наилучшие энергетические показатели. Мощность в турбинном режиме определяют по формуле, кВт,

$$N_T = 9,81 Q_T H_T \eta_T,$$

где η_T — полный КПД насоса-турбины в турбинном режиме.

Как в обычной турбине радиально-осевого типа, работа насоса-турбины в турбинном режиме обеспечивается в диапазоне нагрузок $(1-0,6)N_{max}$. Для насосного режима диапазон работы определяется максимальным и минимальным напорами. Зона оптимального режима соответствует среднему напору. Напор нетто в насосном режиме больше, чем напор турбинного режима на величину удвоенных потерь в водопроводящих устройствах. Мощность для насосного режима рассчитывается по формуле:

$$N_H = 9,81 Q_H H_H \frac{1}{\eta_H}.$$

Отношение расчетной мощности в турбинном режиме к мощности в насосном режиме обычно находится в пределах 0,9—1,1. Подачу неэффективно регулировать направляющим аппаратом (из-за падения КПД), поэтому в насосном режиме направляющий аппарат находится на постоянном оптимальном открытии. На стадии проектирования ГАЭС должно быть проведено тщательное технико-экономическое обоснование выбора соотношения напоров, расходов и суточной работы ГАЭС в насосном и турбинном режимах.

Выбор диаметра рабочего колеса и частоты вращения радиально-осевого насоса турбины (РОНТ) производится в следующем порядке.

Основным параметром, определяющим размеры насоса-турбины, является коэффициент быстроходности n_{sn} (для насосного режима), который вычисляется по формуле

$$n_{sn} = 3,65 \frac{n \sqrt{Q_H}}{H^{3/4}} = 3,65 n'_{in,opt} \sqrt{Q'_{in,opt}},$$

где $Q'_{in,opt}$; $n'_{in,opt}$ — приведенные расход и частота вращения при максимальном КПД.

Основными конструктивными параметрами РОНТ, определяющими серию, являются:

$$\bar{D}_2 = \frac{D_2}{D_1}; \quad \bar{b}_0 = \frac{b_0}{D_1} \quad \text{и} \quad \bar{D}_0 = \frac{D_0}{D_1}.$$

Предварительный выбор D_1 и n при отсутствии эксперимен-

тальных данных должен быть сделан по систематизированным данным.

По табл. 17.5 выбирается коэффициент быстроходности, соответствующий заданному интервалу напоров. По заданной подаче Q_H и напору H находится частота вращения

$$\bar{n} = \frac{n_{sn} H^{3/4}}{3,65 \sqrt{Q_H}}.$$

Значение n округляется до ближайшего синхронного. По известным H_H , n и взятому из таблицы $n'_{in,opt}$ определяют

$$D_1 = \frac{n'_{in,opt} \sqrt{H_H}}{n}.$$

После этого уточняют мощность

$$N_H = 9,81 Q_H H_H \frac{1}{\eta_H},$$

принимая $\eta_H = 0,9$.

Принимая соотношение $\frac{Q'_{tr,opt}}{Q'_{in,opt}} = 0,9 \div 1,2$, определяют расчет-

ную мощность в турбинном режиме

$$N_T = 9,81 Q_T H_T \eta_T,$$

где $Q_T = Q'_{tr} D_1^2 \sqrt{H_T}$; η_T принимается равным 0,91;

$$Q'_{tr} = (1,15 \div 1,25) Q'_{in,opt}.$$

При выборе заглубления насоса-турбины по расчетно-эмпирическим зависимостям используют соотношение

$$\sigma = k n_{sn}^{3/4}; \quad H_H = \frac{10 - H_s}{\varphi_k k n_{sn}^{3/4}},$$

где $k = (1,1 \div 1,4) 10^{-4}$; $\varphi_k = 1,5 \div 2$ — коэффициент запаса; H_s — заглубление.

При заданных H_s и H_H по указанным формулам определяют n_{sn} и по известной подаче Q_H соответственно определяют n .

Таблица 17.5. Основные параметры радиально-осевых одноступенчатых насосов-турбин

Параметр	Тип рабочего колеса						
	РОНТ15	РОНТ140	РОНТ170	РОНТ230	РОНТ310	РОНТ400	РОНТ500
Зоны применения по напору	80—115	100—140	130—170	160—230	220—310	290—400	380—500
$n_{\text{н.опт}}$	220—185	205—170	175—155	160—140	140—120	125—110	115—106
\bar{D}_2	0,82—0,62	0,8—0,7	0,73—0,65	0,68—0,6	0,62—0,55	0,6—0,52	0,55—0,5
b	0,16	0,14	0,12	0,11	0,09	0,08	0,07
$n_{\text{н.опт}}$, об/мин	95—90	94—89	93—88	92—87	91—85	90—84	89—82
$Q_{\text{н.опт}}$, м ³ /с	0,44—0,32	0,38—0,28	0,28—0,24	0,25—0,19	0,2—0,6	0,16—0,12	0,13—0,11
σ_{max}	0,27—0,23	0,25—0,21	0,21—0,19	0,19—0,16	0,17—0,14	0,14—0,12	0,13—0,11

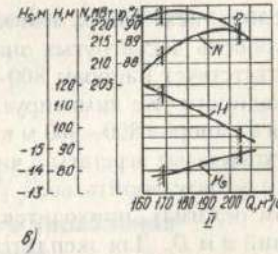
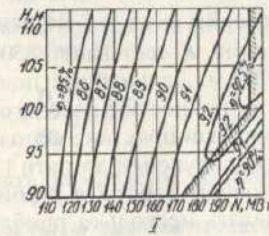
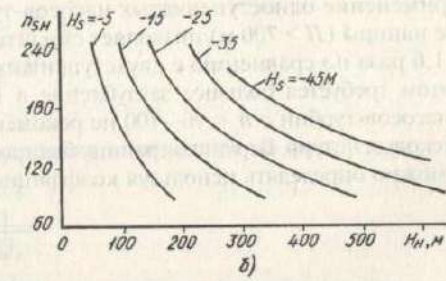
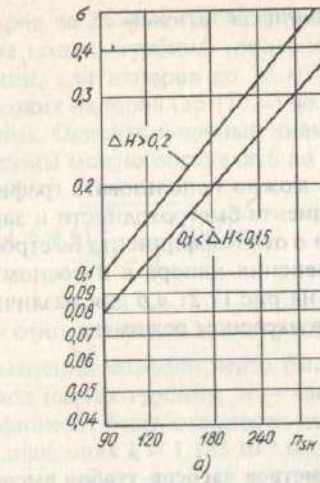


Рис. 17.21. Характеристика насосов-турбин:

a — зависимость коэффициента кавитации от быстроходности для насосов турбин; b — зависимость коэффициента быстроходности насос-турбины от максимального напора при разных заглублениях; a — энергетическая характеристика турбинного I и насосного II режимов Загорской ГАЭС

Тогда значение D_2 можно определить как

$$D_2 = K \sqrt[3]{\frac{Q_n}{n}}$$

где $K = 4,5 \div 5,5$.

Для оценочных расчетов можно использовать графики зависимости напора от коэффициента быстроходности и зависимости коэффициента кавитации σ от коэффициента быстроходности для разных диапазонов изменения напора в насосном режиме. Эти графики представлены на рис. 17.21, а, б для различных диапазонов изменения напора в насосном режиме:

$$\Delta H = \frac{H_{\text{нптах}} - H_{\text{нптин}}}{H_{\text{н}}}$$

Особенности выбора параметров насосов-турбин высоконапорной ГАЭС. Применение одноступенчатых насосов-турбин на все более высокие напоры ($H > 700$ м) позволяет снизить массу насосов-турбин в 1,6 раза по сравнению с двухступенчатой машиной. Однако при этом требуется большее заглубление в 1,6–1,7 раза. Применение насосов-турбин с $n \leq 90$ –100 не рекомендуется из-за увеличения дисковых потерь. Верхнюю границу быстроходности насосов-турбин можно определять используя коэффициент

$$K = \frac{n_s H_n^{3/4}}{3,65}$$

С увеличением напора этот критерий возрастает. В настоящее время уровень достигнутых значений K составляет 3500–4000, что соответствует напорам 800–900 м. Дальнейшее повышение быстроходности уже лимитируется прочностью рабочего колеса. Начиная с напоров 800–900 м в мировой практике используются многоступенчатые агрегаты с числом ступеней до пяти [14].

Чтобы удовлетворить всем условиям работы в турбинном и насосном режимах, приходится делать несколько приближений изменений n и D . Для эксплуатации в насосном режиме строится энергетическая характеристика (см. рис. 17.21, а).

Выбор параметров агрегатов ГАЭС с поворотно-лопастными турбинами. При малых и средних напорах и их значительных колебаниях эффективны насосы-турбины двойного регулирования.

Для напоров до 25 м могут быть применены осевые поворотно-лопастные насосы-турбины горизонтального типа в капсульном исполнении, для напоров до 70 м — вертикального типа. Для более высоких напоров (до 170 м) возможны диагональные насосы-турбины. Ориентировочный диаметр рабочего колеса осевой гидромашины можно определять по формуле:

$$D_1 = (4 \div 4,6) \sqrt{\frac{1}{1 - \bar{d}_{\text{вт}}^2}} \sqrt[3]{Q/n}$$

где $\bar{d}_{\text{вт}}$ — относительный диаметр корпуса, равный 0,6–0,4 в пределах изменения коэффициента быстроходности $450 \leq n_c < 1200$; Q — расход насоса-турбины; n — частота вращения.

Коэффициент быстроходности по заданной высоте отсасывания при значениях $k = 1,185 \cdot 10^{-4}$ может быть найден по формуле

$$n_{\text{сн}} = \left(\frac{10 - H_s}{\varphi_k k H} \right)^{3/4}$$

где $\varphi_k = 1,5 \div 2,0$.

Частоту вращения определяют по формуле

$$n = \frac{n_{\text{сн}} H_n^{3/4}}{3,65 \sqrt{Q_n}}$$

Диагональные насосы-турбины используют с углом наклона осей лопастей $\theta = 45$ и 30° . Основные параметры диагональных насосов-турбин при

$$k_n = \pi n \frac{D_1}{60} \sqrt{2gH}$$

могут быть определены по табл. 17.6.

17.5. Системы автоматического управления гидротурбинным оборудованием

В состав системы автоматического управления гидротурбинным оборудованием входят: регулятор частоты вращения ротора гидроагрегата, маслонапорная установка (МНУ) и аппаратура

Таблица 17.6. Основные параметры диагональных насосов-турбин

n_k	$\sigma_{кр}$ при θ		k_{II} при θ		H , м, при $H_s = -25$ м
	30°	45°	30°	45°	
100	0,15	0,175	0,905	0,96	—
150	0,187	0,202	0,955	1,005	210
200	0,231	0,245	1	1,07	140
250	0,281	0,3	1,065	1,14	110
300	0,34	0,36	1,125	1,212	—

автоматики управления турбиной и вспомогательным оборудованием.

Регулятор частоты вращения турбины предназначен для автоматического управления турбиной и активной мощностью агрегата. Схема автоматического управления ПЛ-турбиной представлена на рис.17.22 (подробное описание подобных схем — в [4]).

Электрическая часть электрогидравлического регулятора ЭГР дает импульс в гидродинамическую колонку, где он реализуется в подачу масла под давлением в одну из полостей сервомотора направляющего аппарата, за счет чего разворачиваются лопатки направляющего аппарата. Одновременно от перемещения сервомотора поступает обратный сигнал включения, а также осуществляется подача через маслоприемник масла в сервомотор рабочего колеса для изменения положения рабочих лопастей. После этого импульс от электрической части снимается и система переходит в равновесное состояние при новой мощности.

Кроме того, регуляторы должны обеспечить групповое регулирование частоты и активной мощности несколькими или всеми агрегатами ГЭС и должны позволять вводить большое количество управляющих воздействий системной автоматики ГЭС. Наиболее эффективно этим требованиям могут удовлетворять только электрогидравлические регуляторы. Эти регуляторы выпускаются в соответствии с ГОСТ 12405—81*.

Маслонапорные установки (МНУ) предназначены для питания маслом под давлением системы регулирования

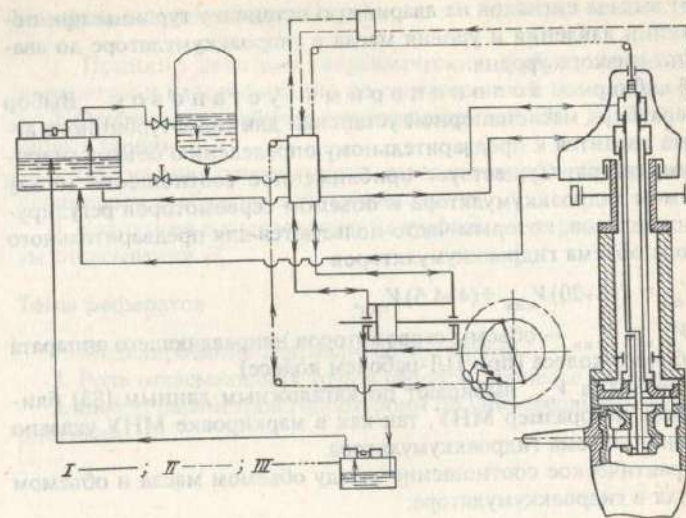


Рис.17.22. Схема автоматического управления поворотно-лопастной турбины: I — трубопроводы; II — электрические связи; III — механические связи

гидротурбины, системы управления затворами и холостыми выпусками и др. Сейчас МНУ выпускаются в соответствии с ГОСТ 8339--84*Е.

Аппаратура автоматики управления МНУ выполняет следующие функции:

- 1) поддержание нормального давления масла в аккумуляторе путем включения насосов при снижении давления в аккумуляторе до назначенного значения и их отключения при достижении нормального давления (помимо автоматического предусмотрено и ручное включение насосов);
- 2) поддержание постоянного уровня масла в аккумуляторе с помощью устройств подкачки воздуха;
- 3) пуск насоса маслоохладителя (если он предусмотрен) при повышении температуры масла в сливном баке МНУ и отключением насоса при достижении нормальной температуры;
- 4) выдача предупредительных сигналов при повышении или понижении уровней масла в гидроаккумуляторе или сливном баке при повышении температуры масла в сливном баке МНУ;

5) выдача сигналов на аварийную остановку турбины при понижении давления и уровня масла в гидроаккумуляторе до аварийно-низкого уровня.

Выбор маслonaпорных установок. Выбор типоразмера маслonaпорной установки для гидротурбинного агрегата сводится к предварительному определению объема гидроаккумулятора. Существует приближенное соотношение между объемом гидроаккумулятора и объемом сервомоторов регулирующих органов, которым часто пользуются для предварительного выбора объема гидроаккумуляторов

$$V_{\text{гак}} = (18 \div 20) V_{\text{с.п.а}} + (4 \div 4,5) V_{\text{с.р.к}},$$

где $V_{\text{с.п.а}}$ и $V_{\text{с.р.к}}$ — объемы сервомоторов направляющего аппарата и рабочего колеса (при ПЛ-рабочем колесе).

Определив $V_{\text{гак}}$, выбирают по каталожным данным [83] ближайший типоразмер МНУ, так как в маркировке МНУ указано значение объема гидроаккумулятора.

Практическое соотношение между объемом масла и объемом воздуха в гидроаккумуляторе:

$$V_{\text{м}} = (0,3 \div 0,4) V_{\text{гак}}; V_{\text{возд}} = (0,7 \div 0,6) V_{\text{гак}}.$$

Завод-поставщик МНУ при окончательном выборе МНУ проводит специальный расчет по обеспечению нормальной работы турбины и аварийной остановки.

При нормальной работе турбины объем регулирования включает в себя расход масла на следующие процессы:

пуск агрегата (при этом направляющий аппарат открывается до пускового открытия $a_0 = 30\%$ и закрывается до $a_0 = 10\%$ за назначенное время);

набор нагрузки (направляющий аппарат открывается до $a_0 = 100\%$ за назначенное время);

сброс нагрузки и стабилизация на холостом ходу (направляющий аппарат закрывается до $a_0 = 10\%$, затем открывается до назначенного значения, после чего опять прикрывается до $a_0 = 10\%$ за заданное время).

Контрольные вопросы

1. Принцип действия гидравлических турбин, их основные параметры и классификация по отечественной номенклатуре.

2. Особенности рабочих характеристик ПР, ПЛ, ДПЛ, РО ковшовых турбин.

3. Достижения современного мирового гидротурбостроения по параметрам турбин различных типов.

4. Кавитация в гидравлических турбинах и определение высоты отсасывания H_s .

Темы рефератов

1. Моделирование гидравлических турбин.

2. Роль отсасывающих труб в рабочем процессе гидротурбин.

3. Выбор параметров гидротурбин по универсальным характеристикам.

Электроэнергетическое оборудование

18.1. Состав электрической части ГЭУ, типы и параметры гидрогенераторов

Электрическая часть гидроэнергетических установок состоит из электрических машин (соединенных с гидравлическими машинами), трансформаторов и распределительных устройств.

Основным элементом электрической части ГЭУ является трехфазная электрическая синхронная машина переменного тока: гидрогенераторов — на ГЭС и ГАЭС, электрический двигатель и обратимая машина (двигатель-генератор) — на НС и ГАЭС. Эти машины работают в следующих режимах:

на ГЭС — в основном в режимах генератора, а также в режимах синхронного компенсатора и вращающегося резерва;

на ГАЭС — в режимах генератора, двигателя, синхронного компенсатора и вращающегося резерва.

Гидрогенератор состоит из ротора с полюсной системой и статора с равномерно распределенной стержневой обмоткой. При вращении ротора создаваемое полюсами магнитное поле пересекает стержни обмотки статора, в которой наводится электродвижущая сила. При включении гидрогенератора в электрическую сеть по обмотке статора протекает ток, создавая электрическую нагрузку генератора.

В России обозначение типа генератора состоит из нескольких букв и трех чисел, например СВ $\frac{1130}{250}$ = 48, где СВ означает синх-

ронный вертикальный; 1130—внешний диаметр активной стали статора, см; 48 — число полюсов, при этом число пар полюсов $p = 24$. Применяются также следующие буквенные обозначения:

ВГС — вертикальный генератор синхронный;

СВФ — синхронный вертикальный с форсированной системой охлаждения;

СВО — синхронный вертикальный обратимый;

СГК — синхронный горизонтальный капсульный.

Параметры гидрогенераторов делятся на электрические и механические:

Электрические параметры:

S — полная мощность, кВ·А, МВ·А;

P — активная мощность, кВт, МВт;
 Q — реактивная мощность, квар, Мвар (вар — единица измерения реактивной мощности, вольт-ампер реактивный);

$\cos\varphi$ — коэффициент мощности;

I — сила тока статора, А, кА;

U — напряжение, В, кВ;

$\eta_{ген}$ — КПД гидрогенератора, равный 90—98,5 %;

n — частота вращения, об/мин.

В СНГ напряжения генераторов стандартизованы, они на 5% выше номинальных напряжений электрических сетей. По шкале ГОСТ они равны 3,15; 6,3; 10,5 и 21 кВ. Для генераторов мощностью 50 МВт и выше для блочных схем дополнительно допускаются напряжения 13,8; 15,75; 18 и 20 кВ. Для сверхмощных машин могут быть и более высокие напряжения.

Полная мощность, кВ·А, определяется по мощности гидро турбины N , кВт:

$$S = \frac{N\eta_{ген}}{\cos\varphi}$$

и связана с силой тока и напряжением формулой мощности трехфазной цепи

$$S = \sqrt{3}IU$$

Полная, активная и реактивная мощности связаны между собой соотношениями

$$P = S \cos\varphi; Q = S \sin\varphi; Q = P \operatorname{tg}\varphi.$$

Обычно номинальное значение $\cos\varphi_{ном}$ равно 0,8. С целью уменьшения габаритных размеров и массы для крупных машин $\cos\varphi_{ном}$ принимается равным 0,85 и даже 0,90—0,95. У зарубежных гидрогенераторов $\cos\varphi_{ном}$ доходят до 0,97. Для капсульных машин $\cos\varphi_{ном} = 0,98 \pm 1$.

Активная мощность генератора при расчетном $\cos\varphi_{ном}$ считается номинальной мощностью гидроагрегата $N_{га} = P_{ном} = N\eta_{ген}$. При z агрегатах установленная мощность ГЭС $N_{г} = zN_{га}$.

Механические параметры. Маховой момент, характеризующий инерцию вращающихся масс, mD_n^2 , где m — масса вращающихся частей агрегата, т; D_n — диаметр инерции массы ротора относительно оси вращения, м. Маховыми моментами вала и рабочего колеса турбины, ввиду их малости, часто пренебрегают. Приближенно принимают диаметр инерции D_n равным диаметру расточки статора D_r .

Постоянная инерции генератора — механическая постоянная времени, равная времени, в течении которого ротор разворачивается от состояния покоя до номинальной частоты вращения в результате воздействия приложенного со стороны сети электрического момента вращения, соответствующего активной мощности, численно равной полной мощности генератора S , кВ·А.

Постоянную инерции также можно представить как время останова агрегата после мгновенного прекращения подачи воды на рабочее колесо турбины при подключенной электрической мощности потребителя, равной номинальной мощности генератора P , кВт, при $\cos\varphi = 1$. При этом $P = S$.

Постоянная инерции, c , определяется по формуле

$$T = \frac{2,74mD_n^2n^2}{S},$$

где mD_n^2 — в т·м²; n — в об/мин; S — в кВ·А.

Постоянная инерции должна иметь следующие значения:

при $S = 1+10$ МВ·А не менее 3—5 с;

при $S > 10$ МВ·А не менее 5—8 с.

От значения постоянной инерции зависят гарантии регулирования гидротурбины и динамическая устойчивость генератора при работе станции в системе.

Крутящий момент, действующий в статоре нормально работающей машины, зависит от активной мощности P , кВт, и от частоты вращения n , об/мин.

В нормальном режиме

$$M_{кр} = \frac{P}{\omega} = \frac{60P}{2\pi n}, \text{ кДж, или } 0,975 \frac{P}{n}, \text{ тс·м.}$$

Опорные конструкции генератора и закладные части крепления статора должны быть рассчитаны по значению наибольшего крутящего момента, который возникает при коротком замыкании на выводах генератора. При коротком замыкании крутящий момент может в 4—6 раз превышать номинальный крутящий момент.

18.2. Конструкции гидрогенераторов

Генератор состоит из двух основных частей: неподвижной части — статора и вращающейся — ротора. Те части конструкции генератора, которые служат для процесса выработки электрической энергии, а именно: обод ротора, полюсная система, сердечник статора с обмоткой — это активные части конструкции. Основные части, служащие для крепления, поддержания активных частей и установки всей конструкции, это конструктивные части.

Вертикальные гидрогенераторы выполняются “подвесного” типа с упорным подшипником (подпятником) над генератором или “зонтичного” типа — с подпятником под генератором. У зонтичных гидрогенераторов подпятник опирается или на крестовину под генератором, или на крышку турбины (рис. 18.1). На рис. 18.2 показана схема зонтичного генератора безвальной конструкции.

Подпятник является очень ответственным элементом гидрогенератора, через него передается на строительные конструкции агрегатного блока здания ГЭС усилие от массы вращающихся частей агрегата (ротора агрегата, вала, рабочего колеса гидротурбины) и реакции воды проточной части.

Нагрузка на подпятник генераторов Красноярской ГЭС составляет 26,0 МН; Саяно-Шушенской ГЭС — 32,0 МН.

Наибольшее распространение получили сегментные подпятники. Укрепленный на валу агрегата вращающийся диск (зерка-

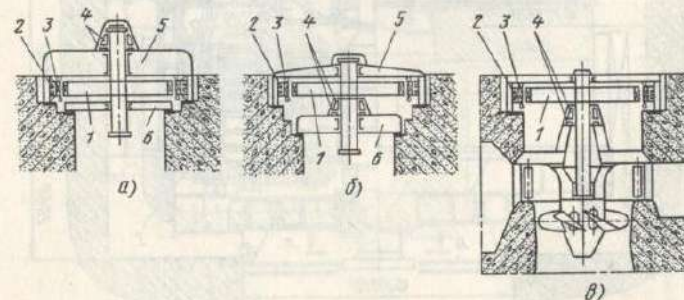


Рис. 18.1. Схемы вертикальных синхронных генераторов:

a — подвесного типа, *б* — зонтичного типа с опорой на нижнюю крестовину; *в* — зонтичного типа с опорой на крышку турбины; 1 — ротор; 2 — статор; 3 — обмотка статора; 4 — подпятник; 5 — верхняя крестовина; 6 — нижняя крестовина

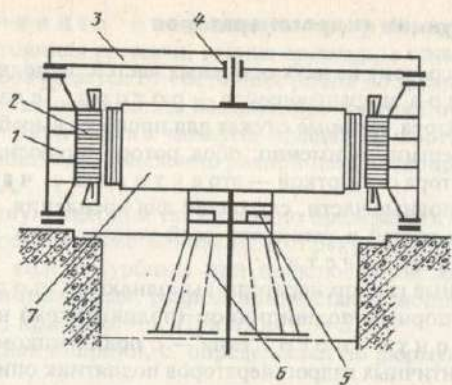


Рис. 18.2. Зонтичный гидрогенератор безвальной конструкции:
 1 — корпус; 2 — статор; 3 — верхняя крестовина; 4 — направляющий подшипник; 5 — подпятник; 6 — крышка турбины; 7 — ротор

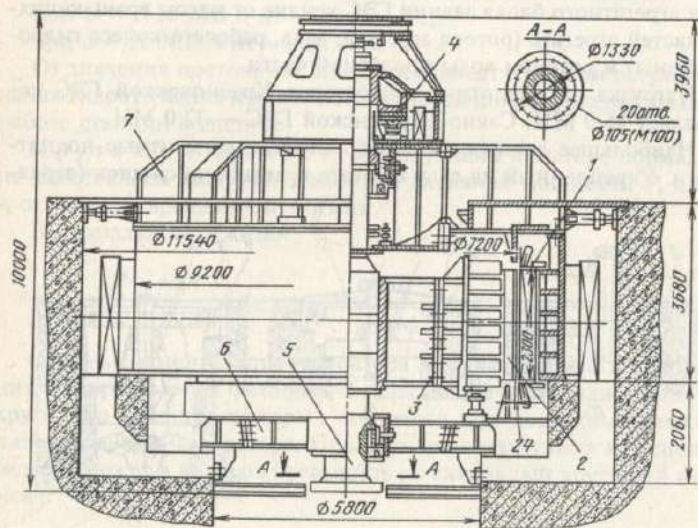


Рис. 18.3. Гидрогенератор Верхне-Териберской ГЭС ($N = 130$ МВт; $u = 10,5$ кВ; $n = 187,5$ об/мин):
 1 — сердечник статора; 2 — полюсы; 3 — остов ротора; 4 — подпятники; 5 — вал ротора;
 6 — нижняя крестовина; 7 — верхняя крестовина

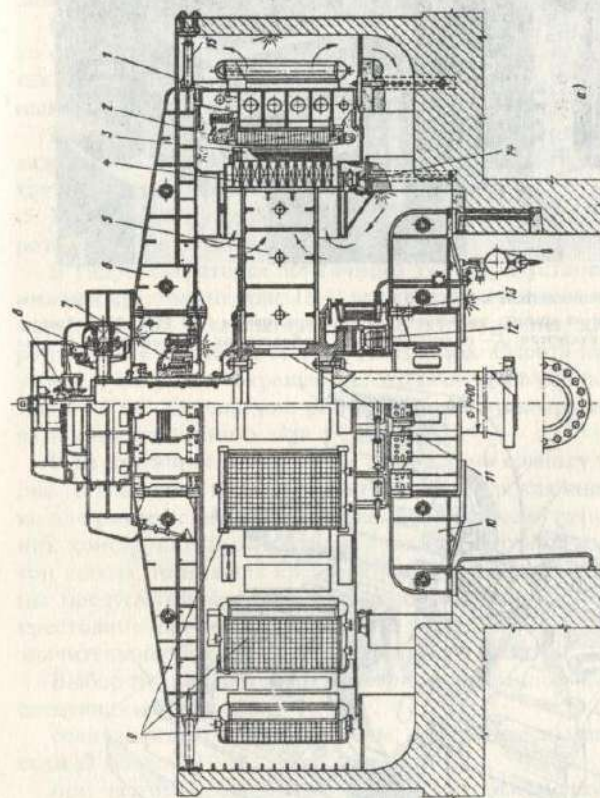


Рис. 18.4. Гидрогенератор зонтичного типа
 а — с опорой на нижнюю крестовину (175 МВт; 15,75 кВ; 100 об/мин); 1 — корпус статора; 2 — обмотка статора; 3 — полюсы ротора; 4 — активная часть ротора; 5 — остов ротора (сплошь); 6 — верхняя крестовина; 7 — направляющий подшипник; 8 — электрические машины системы возбуждения; 9 — воздухоохладитель; 10 — нижняя крестовина; 11 — втулка ротора; 12 — гидравлический подпятник; 13 — охладитель масла; 14 — тормоза; 15 — распределительные кольца;

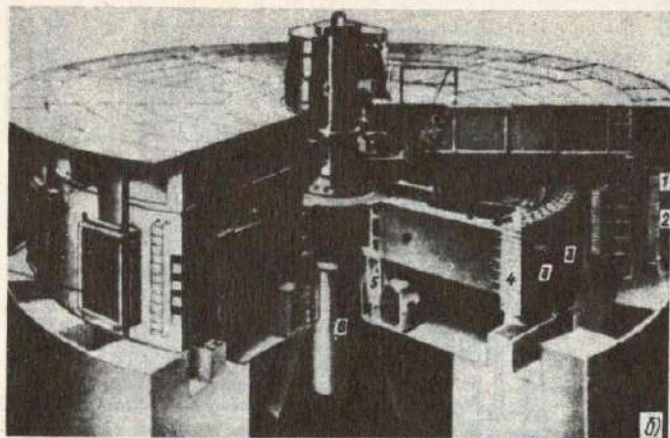


Рис. 18.4 (б) Гидрогенераторы зонтичного типа.

a — с опорой на крышку турбины без нижней крестовины (500 МВт, 93,8 об/мин)
1 — статор, 2 — охладители; 3 — полюсы ротора; 4 — обод ротора; 5 — подпятник; 6 — вал

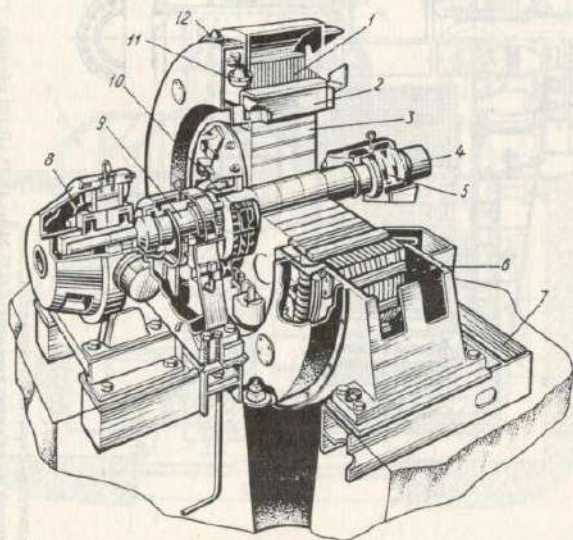


Рис. 18.5. Горизонтальный генератор средней мощности.

1 — активная сталь статора; 2 — полюс ротора; 3 — остоу ротора; 4 — вал; 5 — упорный подшипник; 6 — корпус статора; 7 — фундаментная плита; 8 — возбудитель; 9 — промежуточный подшипник; 10 — контактные кольца; 11 — лобовые части обмотки статора; 12 — кожух для вентиляции

ло) пяты передает нагрузку на неподвижные регулируемые сегменты подпятника. Трущиеся поверхности располагаются в масляной ванне подпятника.

При вращении гидроагрегата сегменты наклоняются и между зеркалом пяты и поверхностью сегмента создается необходимый масляный клин, обеспечивающий жидкостное трение. Вращающиеся части как бы всплывают на масляной пленке.

Перед пуском агрегата и после длительной остановки (несколько суток) рекомендуется приподнять ротор на тормозах-домкратах для смазки трущихся поверхностей пяты, а также специальным насосом подавать масло под давлением на эти поверхности.

Внутри масляной ванны подпятника располагаются маслоохлаждающие теплообменники-радиаторы, внутри которых протекает охлаждающая вода.

У подвешенного гидрогенератора подпятник, располагаемый над ротором, опирается на мощную верхнюю крестовину (рис. 18.3).

В гидрогенераторах зонтичного типа при установке пяты на нижней крестовине (рис. 18.4) эта крестовина имеет меньшие размеры, так как устанавливается в шахте турбины, диаметр которой меньше диаметра статора генератора. Высота над ротором в этом случае резко сокращается, что позволяет уменьшить высоту здания ГЭС. Однако для ремонта подпятника трудно использовать кран машинного зала.

При зонтичной компоновке с опорой на крышку турбины (см. рис. 18.1) нижняя крестовина много легче, так как она нужна только для размещения подшипника. Если промежуточный подшипник конструкцией не предусмотрен и тормоза опираются на бетон шахты, то нижняя крестовина отсутствует. Взамен крестовины предусматривается только торцевая шит. При облегченной крестовине или без нее длина вала уменьшается, чем достигается значительное снижение металлоемкости машины.

Выбор типа гидрогенератора ориентировочно определяется по следующим условиям:

если диаметр D меньше 10 м, принимается подвешенной тип, если D больше 10 м — зонтичный тип;

при частоте вращения $n \geq 150$ об/мин рекомендуется подвешенной тип, при $n \leq 85$ об/мин — зонтичный;

если отношение длины активной стали к диаметру расточки

статора $\frac{l_r}{D_i} > 0,15$, предпочтительнее подвешенной тип, при $\frac{l_r}{D_i} < 0,15$ —

зонтичный тип.

В других случаях при проектных проработках заводом производится более глубокое технико-экономическое сравнение вариантов конструкций машин.

Горизонтальные гидрогенераторы высоконапорных станций сопрягаются с горизонтальным валом гидротурбины. Горизонтальный вал гидроагрегата вращается в направляющих подшипниках, которые опираются на фундаменты в полу машинного зала ГЭС. Схема горизонтального гидрогенератора представлена на рис.18.5.

Капсульные гидрогенераторы монтируются внутри капсулы, расположенной в водотоке. Из-за стесненности капсулы напряжение генераторов мощностью около 20 МВт принимается 3,15 кВ, 50 МВт — 6,3 кВ и коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,98 \pm 1$. При этом S , МВ·А, примерно равна P , МВт.

При малом маховом моменте капсульного гидроагрегата инерционная постоянная близка к 1 с, следовательно, необходимы специальные электротехнические устройства для обеспечения устойчивости параллельной работы таких гидроагрегатов в энергосистеме.

Для уменьшения габаритов электрической машины иногда ее вал сопрягается с валом турбины через мультипликатор, увеличивающий частоту вращения гидрогенератора, однако при этом КПД агрегата снижается на 1—2 %.

18.3. Системы охлаждения гидрогенераторов

Во время работы гидрогенератора все потери энергии переходят в тепло, которое должно непрерывно улажаться системами вентиляции и охлаждения. Тепло выделяется в активной части конструкции гидрогенератора — в обмотках, стали, а также в подпятнике за счет трения.

Общие потери определяются по значению КПД гидрогенератора:

$$\Delta P = (1 - \eta_{ген})P.$$

Хотя КПД генераторов и высок (примерно 98 %), но абсолютное значение потерь значительно; так, в каждом генераторе Красноярской ГЭС мощностью 500 МВт при $\eta_{ген} = 0,982$ потери составляют 9 МВт.

Для гидрогенераторов применяются следующие системы охлаждения:

воздушная разомкнутая, применяется для гидро-

генераторов мощностью не более 10 МВ·А. Воздух забирается снаружи здания (или из машзала), пропускается через фильтры, проходит по вентиляционным каналам под стержнями обмотки статора и вентиляционным промежуткам между пакетами активной стали статора и ротора и выпускается в машинный зал для его отопления или наружу. Движение воздуха по трассе вентиляции обеспечивается вентилятором, установленным на роторе. При недостаточной очистке воздуха возможно засорение вентиляционных каналов генератора;

воздушная замкнутая система косвенного охлаждения применяется для генераторов мощностью свыше 15 МВ·А.

Один и тот же объем очищенного воздуха циркулирует по замкнутой системе, проходя последовательно через генератор и трубчатые воздухоохладители, охлаждаемые технической водой.

Температура входящего в генератор воздуха не должна превышать +35°С и не должна быть ниже +5°С.

Улучшая систему охлаждения, можно значительно уменьшать размеры генератора, его массу и стоимость. С этой целью применяется система форсированного непосредственного водяного охлаждения обмоток статора и форсированного воздушного охлаждения ротора (Красноярская ГЭС).

Вода из бака дистиллированной воды насосами через теплообменники, фильтры и сборные коллекторы изоляционными гибкими шлангами подается к медным водораспределительным наконечникам стержней обмотки статора. Аналогично производится отвод нагретой воды от стержней. Перспективна также система непосредственного охлаждения обмоток полюсов ротора.

На капсульных генераторах, где особо важно сокращение размеров машин, также применяется система непосредственного охлаждения стержней обмоток водой.

В настоящее время ведущими машиностроительными фирмами производятся работы по созданию криогенных систем охлаждения генераторов с использованием для обмоток машин сверхпроводящих кабелей.

18.4. Системы возбуждения гидрогенераторов

В обмотку полюсов подается постоянный ток от источника системы возбуждения. Мощность, необходимая для возбуждения, составляет 0,4—0,6 % мощности генератора.

Возбуждение является наиболее ответственной системой генератора, так как от ее исправной и надежной работы зависит устойчивость работы генераторов и станций в энергетической системе и надежность электроснабжения собственных нужд ГЭС.

Изменяя возбуждение машины, можно регулировать генерируемую реактивную мощность и соответственно $\cos\phi$, причем регулирование реактивной мощности обычно автоматизируется.

Применяются следующие системы возбуждения:

электромашинные системы, когда источником постоянного тока является электрическая машина постоянного тока — возбудитель, устанавливаемый на валу главного агрегата или рядом с агрегатом в виде независимого двигателя-генератора с большой частотой вращения. Иногда на валу агрегата устанавливается вторая машина постоянного тока — подвозбудитель, служащая для возбуждения возбудителя.

Система возбуждения с возбудителем переменного тока — более надежная и быстрая действующая. Для преобразования переменного тока в постоянный используются управляемые вентили (тиристорная система возбуждения) или неуправляемые диоды, расположенные на вращающейся части возбудителя, где в этом случае находится и статорная обмотка возбудителя (бесщеточная система возбуждения).

Резервных возбудителей и резервных систем возбуждения на гидрогенераторах, как правило, не бывает.

18.5. Определение габаритов и массы гидрогенераторов

Габариты гидрогенераторов определяются значениями D_i — внутренний диаметр сердечника статора (диаметр расточки статора), м; l_i — высота активной стали статора, м.

Главные размеры определяются электромеханическими расчетами по величинам S , n , требуемому маховому моменту и допустимой окружной скорости на полюсах ротора при разгоне машины. На предварительных стадиях проектирования ГЭС ориентировочные главные размеры гидрогенератора принимаются по таблице выпущенных заводами генераторов [14] с корректировкой размеров по мощности и частоте вращения.

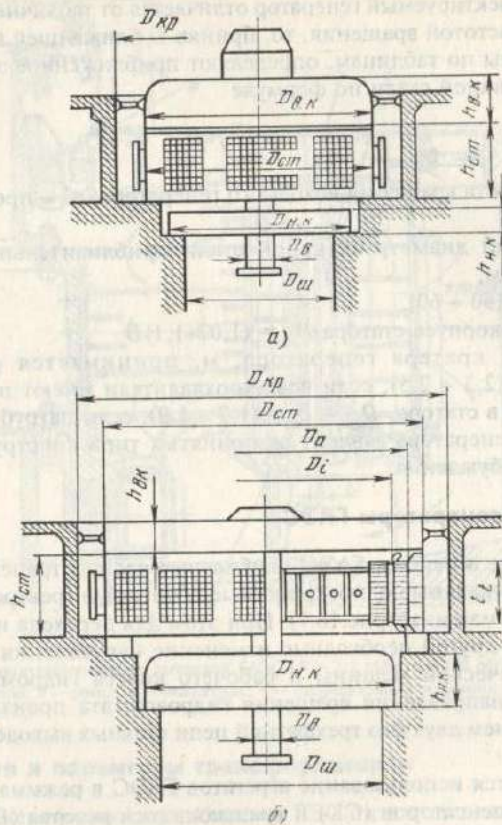


Рис. 18.6. Схема габаритов гидрогенератора:
а — подвесной тип; б — консольный тип

При одинаковой частоте вращения и одинаковом D_i высоту активной стали l_i изменяют пропорционально мощности машины, т.е.

$$l_i = l'_i \frac{S}{S'}$$

где l'_i и S — соответственно высота активной стали и мощность исходного генератора.

Если проектируемый генератор отличается от табличного мощностью и частотой вращения, то, приняв D ближайшей подходящей машины по таблицам, определяют приближенное значение высоты активной стали по формуле

$$l_1 = l'_1 \frac{S n'}{S' n}$$

где n — частота вращения исходного генератора; n' — проектируемого.

Наружный диаметр активной стали приблизительно равен (рис.18.6), см.

$$D_a \approx D_1 + (50 \div 60).$$

Диаметр корпуса статора $D_{ст} = (1,07 \div 1,1) D_1$.

Диаметр кратера генератора, м, принимается равным $D_{кр} = D_{ст} + (2,3 \div 2,5)$, если воздухоохладители имеют патрубки для доступа в статора, $D_{кр} = D_{ст} + (1,7 \div 1,9)$, если патрубков нет.

Высота генератора зависит от принятых типа конструкции и системы возбуждения.

18.6. Гидрогенераторы ГАЭС

В качестве агрегатов ГАЭС наибольшее распространение получили вертикальные односкоростные обратимые (реверсивные) синхронные машины (рис.18.7). При этом для перехода из одного режима в другой необходимо изменение направления вращения электрической машины и рабочего колеса гидромашины. Изменение направления вращения гидроагрегата производится переключением двух фаз трехфазной цепи главных выводов электрической машины.

Допускается использование агрегатов ГАЭС в режимах синхронных компенсаторов (СК) и вращающегося резерва (ВР). Работать синхронным компенсатором машина может как при генераторном направлении вращения ротора, так и при двигательном.

Обратимый агрегат также может работать в режиме вращающегося резерва как в качестве резерва генераторов при направлении вращения, соответствующим турбинному режиму, так и в качестве резерва двигателей при направлении вращения, соответствующем двигательному (насосному) режиму.

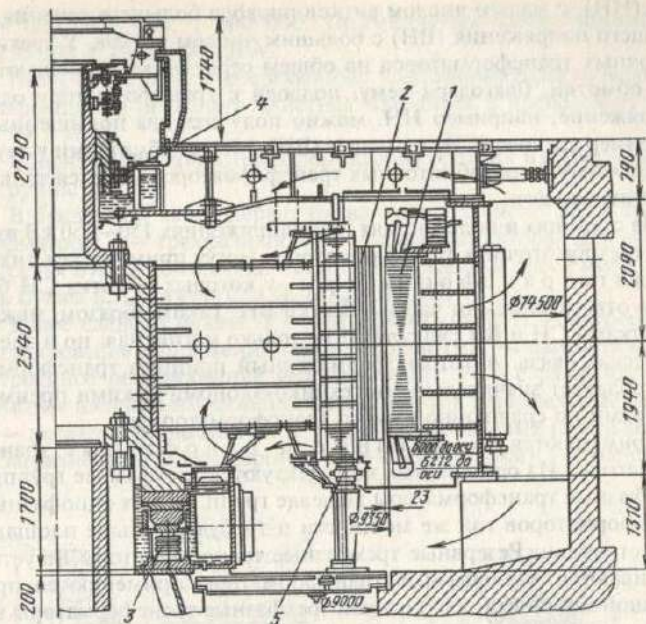


Рис.18.7. Двигатель-генератор Загорской ГАЭС ($N = 212$ МВт, $n = 150$ об/мин):
1 — статор; 2 — ротор; 3 — подпятник; 4 — направляющий подшипник; 5 — тормоз

18.7. Тип и параметры трансформаторов

На генераторных напряжениях ГЭС питаются только местные потребители, в радиусе до 5 км. Передача энергии удаленным потребителям производится на повышенных напряжениях. Питание электроэнергией маломощных пристанционных потребителей, в том числе собственных нужд гидроэнергетических установок, требует понижения генераторного напряжения.

Для преобразования (трансформации) переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения применяются трансформаторы — повышающие и понижающие.

Трансформатор выполняется двухобмоточным и трехобмоточным. У двухобмоточных трансформаторов на общем сердечнике размещаются две обмотки: низшего напряже-

ния (НН), с малым числом витков провода большего сечения, и высшего напряжения (ВН) с большим числом витков. У трехобмоточных трансформаторов на общем сердечнике размещаются три обмотки, благодаря чему, подводя к трансформатору одно напряжение, например НН, можно получить два повышенных, например среднее (СН) и высшее (ВН). Между обмотками у двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов имеется только магнитная связь.

На станциях и подстанциях при напряжениях 150—750 кВ взамен трехобмоточных трансформаторов могут применяться силовые автотрансформаторы, у которых обмотка СН берется ответвлением от части обмотки ВН. Таким образом, между обмотками СН и ВН существует не только магнитная, но и электрическая связь. Автотрансформаторный принцип трансформации обладает значительными технико-экономическими преимуществами по сравнению с чисто трансформаторным.

Применяются трехфазные и однофазные трансформаторы. Из однофазных комплектуются трехфазные группы. Трехфазные трансформаторы дешевле групп из трех однофазных трансформаторов той же мощности и требуют меньше площади для установки. Резервные трехфазные трансформаторы не устанавливаются. Однофазные трансформаторы применяются при большой мощности, для которой трехфазные трансформаторы не изготавливаются, или если условиями доставки на площадку строительства (габариты и грузоподъемность мостов, уклоны, радиусы закруглений и пр.) накладываются ограничения на размеры и массу транспортируемого оборудования. Для нескольких групп однофазных трансформаторов обычно предусматривается одна резервная фаза.

Применение трансформаторов с расщепленными обмотками НН позволяет комплектовать два (иногда три) генератора в укрупненный блок с одним повышающим трансформатором, что кроме экономической целесообразности приводит к значительному ограничению токов короткого замыкания вследствие только магнитной связи между генераторами станции. Трансформаторы с расщепленными обмотками на стороне НН применяются и в схемах собственных нужд мощных станций.

Номинальные мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов, кВ·А, принимаются по ГОСТ 9680—77Е, а именно: 10, 16, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500, 4000, 6300, 10 000, 16 000, 25 000, 40 000, 63 000, 80 000, 100 000, 125 000, 160 000, 200 000, 250 000, 320 000, 400 000, 500 000,

630 000, 800 000, 1 000 000. Применяются также мощности 1 250 000 и 1 600 000 кВ·А.

Потери энергии в современных трансформаторах невелики, коэффициент полезного действия находится в пределах от 98,5 до 99,7 %.

Обозначение типов трансформаторов состоит из группы букв и группы чисел.

В буквенной части первая буква означает число фаз в трансформаторе: Т — трехфазный; 0 — однофазный; вторая или вторая и третья буквы обозначают систему охлаждения, здесь могут стоять буквы (см. ниже): С, СЗ, М, Д, Ц, ДЦ.

Далее следуют буквы: Т — трехобмоточный; Н — встроенное регулирование напряжения под нагрузкой (АН — автоматическое встроенное регулирование под нагрузкой); Р — с расщеплением обмотки низшего напряжения на две или три параллельные ветви; У — усовершенствованный, с усиленными вводами (для районов с загрязненной атмосферой); С (в конце марки) — трансфор-

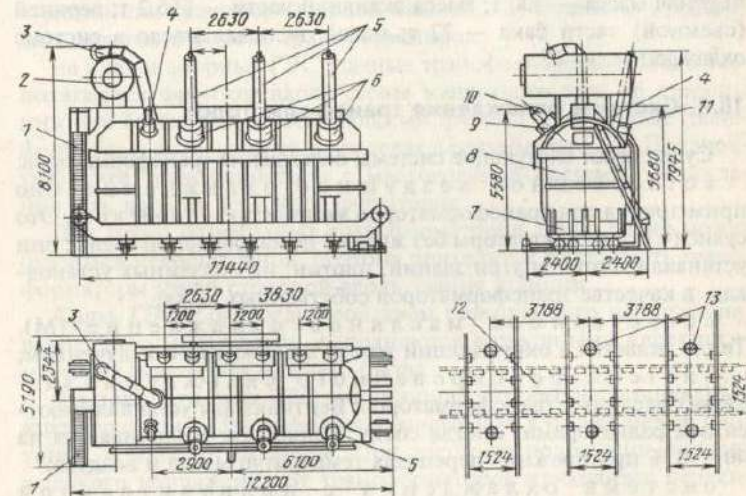


Рис. 18.8. Трансформатор ТЦ-630000/220:

1 — лестница; 2 — расширитель; 3 — предохранительная труба; 4 — вывод нейтрали (35 кВ); 5 — выводы 220 кВ; 6 — измерительные трансформаторы тока, встроенные и выводы 220 кВ; 7 — нижняя часть бака; 8 — верхняя часть бака; 9 — коробка под вводы НН; 10 — вводы НН (20 кВ); 11 — трансформатор тока на выводе нейтрали; 12 — схема расположения железнодорожных путей для продольного и поперечного перемещения трансформатора; 13 — площадки под гидравлические домкраты.

мотор собственных нужд (с повышенным значением u_k); Г — грозоупорный; А — автотрансформатор (буква А становится спереди, если автотрансформатор понижающий, обмотка НН — вспомогательная, и в конце обозначения типа, если автотрансформатор повышающий, к обмотке НН подключены генераторы); К (в конце марки) — с кабельным вводом; Э (в конце марки) — для электрификации железнодорожного транспорта.

За буквенным обозначением типа ставится дробь: в числителе — мощность, кВ·А; в знаменателе — напряжение, кВ.

Например, тип ТДЦГ-400000/220 означает трехфазный, с системой охлаждения ДЦ, грозоупорный, мощностью 400 МВ·А, на напряжение 220 кВ; ОЦТНГА-167000/500 означает однофазный повышающий автотрансформатор, с циркуляционной (масляно-водяной) системой охлаждения, с регулированием напряжения под нагрузкой, грозоупорный, мощностью (фазы) 167 МВ·А, с обмоткой ВН класса 500 кВ.

На рис. 18.8 показан трансформатор ТЦ-6300000/220. Полная масса трансформатора (без системы охлаждения) 374,2 т; транспортная масса — 300 т; масса активной части — 256,2 т; верхней (съёмной) части бака — 22 т; масла, включая масло в системе охлаждения, — 75 т.

18.8. Системы охлаждения трансформаторов

Существуют следующие системы охлаждения трансформаторов: естественное воздушное охлаждение. Оно применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А. Это сухие (С) трансформаторы без жидкой пожароопасной среды; они устанавливаются внутри зданий, плотин, на подземных установках, в качестве трансформаторов собственных нужд;

естественное масляное охлаждение (М). Тепло отдается в окружающий воздух конвекцией и излучением;

система форсированного охлаждения (Д — дутья) масляных трансформаторов. Вентиляторы устанавливаются под радиаторами, иногда сбоку. Теплосъем увеличивается на 40—50 % при прежних перепадах температур масла и воздуха;

система охлаждения с принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ). Она применяется для трансформаторов большой мощности, целесообразна только для трансформаторов наружной установки;

масляно-водяная циркуляционная система охлаждения (Ц). Бак трансформаторов не имеет радиаторов. Нагретое масло забирается центробежным насосом из

верхней части бака трансформатора, прогоняется через внешний охладитель, после чего подается в нижнюю часть бака. Охлаждение в охладителях производится водой. Водяное охлаждение очень эффективно, охладители более компактны, чем в системе ДЦ.

Для мощных трансформаторов гидроэнергетических установок наиболее целесообразна система охлаждения типа Ц. Она обладает высокой эффективностью, надежностью, компактностью, небольшими габаритами и небольшой массой, имеет самую низкую стоимость. Площадь, требуемая для установки трансформаторов, много меньше, чем при системе ДЦ.

18.9. Размещение и установка главных трансформаторов

Выбор месторасположения главных трансформаторов определяется двумя условиями:

во-первых, при блочной схеме — как можно ближе к генераторам; при схеме со сборными шинами генераторного напряжения — как можно ближе к помещению сборных шин; во-вторых, удобной выкаткой и транспортной связью с монтажной площадкой станции или трансформаторной башней, где намечено производить монтаж и ремонт трансформаторов;

на низконапорных ГЭС главные трансформаторы обычно располагаются фронтом вдоль стены машинного зала со стороны нижнего бьефа, над отсасывающими трубами. Трехфазные трансформаторы размещаются в пределах длины блока ГЭС. Предпочтительнее трансформаторы с масляно-водяной системой охлаждения, так как они не имеют радиаторов.

Для групп однофазных трансформаторов длина блока может оказаться недостаточной, поэтому приходится располагать трансформаторы узкой стороной вдоль здания станции.

Связь ГЭС с распределительным устройством повышенного напряжения, размещаемым на берегу, выполняются воздушными перекидками через акваторию нижнего бьефа.

На приплотинных ГЭС трансформаторы обычно устанавливаются фронтом вдоль стены машинного зала в пазухе между плотиной и машинным залом. При таком расположении провода высокого напряжения от трансформаторов приходится перекидывать через здание машинного зала или трассировать вдоль корпуса станции.

На деривационных ГЭС трансформаторы устанавливаются на анкерных опорах трубопроводов или выносятся на берег, где размещаются рядом с распределительным устройством повышенного напряжения.

Трансформаторы напряжением 110 кВ и выше, мощностью 60 МВ·А и больше должны устанавливаться на расстоянии не менее 15 м друг от друга. При меньшем расстоянии необходимо предусматривать разделительные огнестойкие перегородки, с проходами не уже 1 м вокруг трансформатора. Для сохранения оборудования при авариях и пожарах и для предотвращения проникновения растекающегося горящего масла в соседние ячейки и в кабельные сооружения под трансформаторами устраиваются бетонированные маслосборные устройства — гравийные засыпки с бортовыми ограждениями, уклоны с закрытым стоком и т.п.

У мощных трансформаторов предусматриваются стационарные устройства для тушения пожара распыленной водой. Если трансформаторы устанавливаются на конструкциях зданий (например, над отсасывающими трубами), под ними выполняются герметизированные перекрытия во избежание протечек масла в нижние помещения.

Слив масла производится в специальные резервуары или колодцы с последующей откачкой насосом. Нельзя допускать загрязнения маслом ливневых водотоков, оврагов, рек, прилежащих водоемов.

Высотная планировка на каждой станции должна обеспечивать возможность простой транспортировки смонтированных трансформаторов на место установки и обратно для ремонта.

Перемещение трансформаторов по территории станции производится или на собственных поворотных катках, или на специальной тележке высотой 1—1,2 м. При транспортировке на собственных катках для перемены направления движения трансформатор поднимается на домкратах и катки поворачиваются. При транспортировке на собственных катках уровни фундаментов под трансформаторы, подъездных путей и пола монтажной площадки или трансформаторной башни должны быть одинаковыми. Если трансформатор перевозится на тележке, то уровень фундаментов под трансформаторы, а иногда и пола монтажной площадки (трансформаторной башни) выполняются приподнятым относительно подъездных путей на высоту транспортной тележки.

Необходимо обеспечить возможность провоза трансформатора вдоль фронта из расположения, с учетом допустимых приближений к работающим трансформаторам и к проводам высокого напряжения.

В особо сложных условиях компоновки, а также при установке трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов иногда выполнение отводом воздушными проводами становится

невозможным. В этих случаях отводы выполняются маслonaполненными кабелями, чаще высокого давления, прокладываемыми в стальных трубопроводах.

Если размещение трансформаторов вдоль здания станции невозможно, приходится располагать их рядом с распределительным устройством повышенного напряжения.

Кроме описанных возможны и иные варианты размещения трансформаторов.

При подземном расположении машинного зала трансформаторы могут располагаться между агрегатами, напротив генераторов в нишах машинного зала, в нишах транспортного туннеля или на поверхности земли (см.гл.21). При подземном расположении имеют преимущества трансформаторы без радиаторов с маслoводяной или криогенной системой охлаждения, с кабельными отводами высокого напряжения. Для пожарной безопасности применяются трансформаторы без масла, заполненные, например, элегазом.

18.10. Схемы электрических соединений

Гидроэнергетические установки присоединяются к энергосистемам линиями электропередач разных напряжений. Линии переменного тока напряжением 500, 750 и 1150 кВ и постоянного тока напряжением ± 400 , ± 750 и ± 1100 кВ являются магистральными и служат для связи между собой энергосистем и энергообъединений, а также для выдачи мощности от крупных электростанций.

Линии переменного тока более низких напряжений образуют районные сети, от которых осуществляется питание потребителей.

Различают две системы напряжений с шагом шкалы порядка двух: (110—220 — 500—1150) кВ и (150—330 — 750) кВ.

Применять в одном регионе напряжения из разных систем недопустимо. Номинальное напряжение линий электропередачи для выдачи мощности от конкретной ГЭС определяется мощностью станции и расстоянием, на которое необходимо передавать мощность от ГЭС.

При выборе напряжения ЛЭП можно руководствоваться данными табл.18.1.

Главная схема электрических соединений электрических станций и подстанций определяет соединение между собой генераторов (двигателей) трансформаторов и линий электропередач. По принятой схеме производится расчет токов короткого замыкания, выбираются типы электрических аппаратов и конструкции распределительных устройств.

Таблица 18.1. Пропускная способность высоковольтных линий электропередачи

Напряжение, кВ	Наибольшая длина ВЛ, км	Наибольшая передаваемая мощность, МВт, на одну цепь
110	50—150	25—50
220	150—250	100—200
330	200—300	300—400
500	800—1200	700—1000
750—1150	1200—2000	1800—2200

Применяется большое число вариантов главных схем. Самой простой и дешевой, но малонадежной является *схема с одной не-секционированной системой сборных шин*. Деление сборных шин выключателями на секции повышает надежность схемы. Такая схема применяется в установках малой и средней мощности на генераторных напряжениях.

Более надежной и маневренной является *схема с двумя системами сборных шин и одним выключателем на присоединение*. В ней возможны ремонт сборных шин без перерыва электроснабжения потребителей, раздельная работа генераторов при любой группировке потребителей на разные системы шин, выделение одной из систем для проведения испытаний. Однако при коротком замыкании на рабочей системе шин возникает перерыв питания на время перевода присоединений на резервную систему шин.

В схеме обязательно предусматривается междушинный выключатель для перехода с одной системы шин на другую и для замены выводимого в ремонт выключателя генератора или линии. В последнем случае выключатель снимают и отводят в мастерскую, взамен выключателя устанавливают обходную перемычку и это присоединение переключают на резервную систему шин, которая соединяется с рабочей системой через междушинный выключатель.

Недостатком схемы является большое число шинных разъединителей, затрудняющих автоматизацию схемы и повышающих ее аварийность.

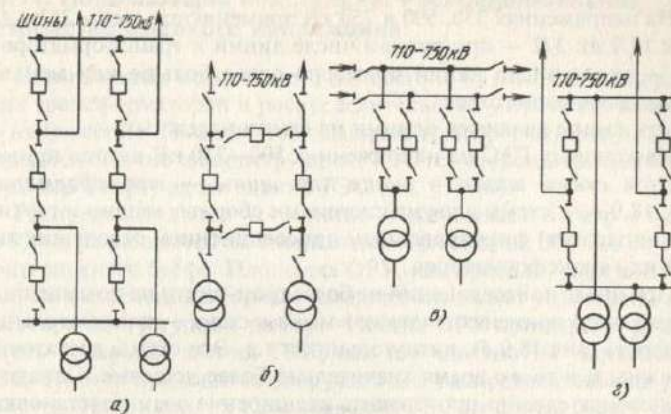


Рис.18.9. Варианты схем соединения на повышенных напряжениях:

а — полуторная схема; б — схема квадрат (применяется чередование присоединений трансформаторов и линий); в — схема шин-линия; г — схема трансформатор — шины

Схема широко применяется как на генераторном напряжении электрических станций (при наличии местного района потребления), так и на напряжениях 35 — 220 кВ электрических станций и подстанций. При этом на генераторном напряжении электростанций одна из систем сборных шин секционируется (число секций обычно равно числу генераторов). На повышенных напряжениях схема, как правило, дополняется обходной системой шин, предназначенной для вывода в ремонт выключателей трансформаторов и линий.

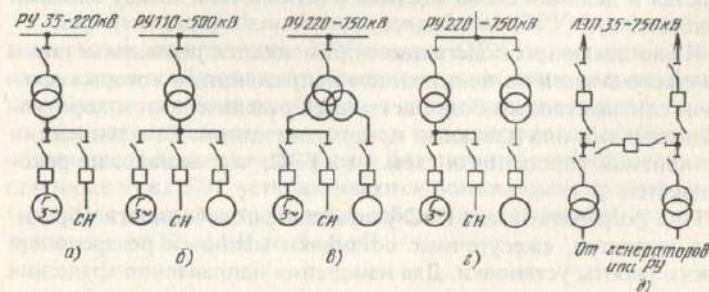


Рис.18.10. Блочные схемы электрических соединений:

а — одиночный блок; б, в — укрупненный блок; г — объединенный блок; д — схема мостик

На напряжениях 330, 500 и 750 кВ применяются *схемы 3/2 и 4/3* (рис.18.9,а): 3/2 — при равном числе линий и трансформаторов; 4/3 — когда число линий примерно вдвое больше или меньше числа трансформаторов.

Эти схемы являются одними из самых надежных.

На крупных ГЭС на напряжениях 500—750 кВ иногда применяются *схемы шины — линия или шины — трансформатор* (рис.18.9,в,г), схемы с двумя системами сборных машин и глухим (без аппаратов) фиксированным присоединением отводящих линий или трансформаторов.

При числе присоединений не более пяти-шести на повышенных напряжениях применяются также *кольцевые схемы* — четырехугольник (квадрат) (рис.18.9,б), пятиугольник и т.д. Эти схемы достаточно надежны и в то же время значительно более дешевые. Однако в этих схемах сложно производить расширение электроустановки.

Блочные схемы генератор — трансформатор применяются на гидроэнергетических установках, если нет местных потребителей и, следовательно, не требуется распределять энергию на генераторном напряжении. Применяются схемы одиночных блоков (рис.18.10,а), укрупненных блоков (рис.18.10,б), объединенных блоков (рис.18.10,в).

Блочные схемы просты и наглядны, имеют малое число аппаратов и соединений, благодаря чему обеспечиваются надежность и экономичность схем.

Эти схемы оказались единственно возможными для сверхмощных агрегатов типа Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС при больших токах и сложных конструкциях генераторных токопроводов.

Для менее ответственных установок при двух блоках трансформатор — линия на повышенных напряжениях рекомендуется простая и дешевая схема мостика с переемычкой между блоками (рис.18.10,д).

На понижающих подстанциях применяются *упрощенные схемы без выключателей* на повышенном напряжении, в которых выключатели заменяются более дешевыми отделителями и короткозамыкателями или плавкими предохранителями. Есть тенденции применения упрощенных схем и на ГЭС, что, однако, не рекомендуется.

При разработке схем ГЭС учитываются особенности обратных агрегатов, ежесуточные остановки машин и реверсивный режим работы установки. Для изменения направления вращения агрегатов в схеме предусматривается переключение двух фаз, которое выполняется установкой в параллельных цепях двух выключателей или двух разъединителей.

18.11. Повышающие подстанции. Распределительное устройство высокого напряжения

Повышающая подстанция ГЭС состоит из главных повышающих трансформаторов и распределительного устройства высокого напряжения. Главные повышающие трансформаторы устанавливаются обычно на конструкциях ГЭС (со стороны нижнего или верхнего бьефа) вдоль здания ГЭС (см. §18.10).

Распределительное устройство чаще бывает открытым (ОРУ) и размещается на специальных площадках обычно со стороны нижнего бьефа. Площадка ОРУ, как правило, горизонтальная, но в стесненных горных условиях она может размещаться на косогоре или уступами на горе. Иногда ОРУ приходится располагать на крыше здания ГЭС, как это сделано на Чиркейской ГЭС. Иногда приходится сооружать два распределительных устройства. Например, на Красноярской ГЭС на одном берегу Енисея построено ОРУ 220 кВ, а на другом берегу ОРУ 500 кВ. В наземных ОРУ должен быть проложен транспортный путь — железнодорожный или автомобильный.

Ориентировочные габариты одной ячейки ОРУ высокого напряжения, состоящей из выключателя и двух разъединителей (по одному с каждой стороны выключателя), приведены ниже:

Напряжение, кВ.....	35	110	150	220	330	500	750
Длина ячейки, м.....	40	60	80	90	120	160	280
Ширина ячейки, м.....	6	7	11	15	22	30	41
Площадь одной ячейки, м ²	240	420	880	1350	2640	4800	11 480

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) размещаются в закрытых помещениях. ЗРУ дороже ОРУ, но их приходится сооружать в особых климатических условиях, например на Крайнем Севере, где бывают обильные снегопады, пурга и т.п.

Распределительные устройства генераторного напряжения обычно исполняются закрытыми. Для питания потребителей собственных нужд ГЭС устанавливаются понижающие трансформаторы. Для разных потребителей собственных нужд требуются напряжения от 12—14 В до 3—6 кВ.

18.12. Элегазовые подстанции

Значительное уменьшение размеров РУ может быть получено применением оборудования, в котором изолирующей средой являются специальные газовые смеси, содержащие соединения серы и фтора (получившие название элегаз). Эта смесь в 5 раз тяжелее воздуха и обладает в 3 раза большей изоляционной способностью, чем воздух при обычном давлении. Заключение всех токопроводящих элементов в металлические оболочки, заполненные газом под избыточным давлением, позволяет значительно уменьшить размеры оборудования подстанций и необходимые расстояния между токопроводящими и заземленными элементами.

Шинопроводы, в основном определяющие размеры ОРУ и ЗРУ, разъединителей и выключателей, представляют собой полые трубчатые конструкции, располагаемые на изолирующих опорах. Внутри трубчатых конструкций, которые выполняются стандартными и соединяются между собой герметичными соединениями, на изолирующих опорах размещаются токопроводы, контакты выключателей и пр.

Все элементы комплектных элегазовых распределительных устройств (КРУЭ) заполняются газом под небольшим избыточным давлением. Возможные утечки газа через неплотности соединений элементов восполняются периодической подкачкой элегаза.

Расстояние между осями отдельных фаз элегазовых токопроводов составляет около 1 м. Диаметр каждого отдельного токопровода 0,5—0,6 м. Таким образом, для размещения трех фаз требуется всего 2,5 м. В открытых распределительных устройствах при напряжении 220 кВ расстояние между шинами разных фаз составляет 4 м.

Высокая заводская готовность элементов элегазовых подстанций позволяет значительно сократить сроки монтажа подстанций по сравнению со станциями обычного типа. Облегчается также процесс обслуживания элегазовых подстанций, которое сводится практически лишь к подкачке газа по мере его утечки. При нормальной эксплуатации утечка элегаза обычно не превышает 0,5—2,0 % в год.

Технический осмотр ограничивается в основном смазкой шарнирных соединений привода разъединителей и выключателей и выполняется даже без отключения оборудования. Контроль обслуживания со снятием напряжения проводится 1 раз в 7 лет.

Опыт эксплуатации элегазовых подстанций подтвердил их высокую надежность, в связи с чем они находят все большее применение. В настоящее время промышленностью освоено произ-

водство оборудования для элегазовых подстанций на напряжение 110 и 220 кВ, осваивается оборудование для напряжения 330—500 кВ переменного тока и 1150—1500 кВ постоянного тока. Однако КРУЭ значительно дороже обычных распределительных устройств. КРУЭ должно располагаться в закрытых помещениях.

На подземных ГЭС элегазовое оборудование может располагаться в подземных помещениях ограниченных размеров, что позволяет значительно снизить необходимые капиталовложения и повысить надежность энергоснабжения.

В настоящее время на многих крупных станциях при высоком генераторном напряжении выводы, которые раньше выполнялись в виде шин, теперь выполняются в виде элегазовых токопроводов. Это позволяет значительно уменьшить размеры помещений для выводов и упрощает эксплуатацию оборудования. Такое решение осуществлено, например, на Саяно-Шушенской ГЭС.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях применяются подвесные и зонтичные гидрогенераторы?
2. Какие имеются два вида зонтичных гидрогенераторов?
3. Когда выгодно применять блочные схемы, т.е. соединение генератор — трансформатор?
4. Преимущества и условия применения укрупненных блоков.
5. Схемы охлаждения обмоток гидрогенераторов.
6. Какое различие во вращении агрегатов в насосном и турбинном режиме двухмашинных и трехмашинных агрегатов ГАЭС?
7. Области применения однофазных и трехфазных трансформаторов.
8. Типичное местоположение главных повышающих трансформаторов для русловых и приплотинных ГЭС.
9. Обеспечение пожарной безопасности повышающих трансформаторов ГЭС.
10. Схемы транспортировки трансформаторов с места установки на монтажную площадку.

Темы рефератов

1. Непосредственное охлаждение обмоток статора и ротора гидрогенератора.
2. Перспективы применения сверхпроводящих и элегазовых токопроводов.
3. Выбор вариантов главной схемы ГЭС.

Глава девятнадцатая

Подъемно-транспортное и вспомогательное оборудование и служебные помещения ГЭС

19.1. Подъемно-транспортное оборудование

Для монтажа гидротурбинного и электрического оборудования ГЭС и ГАЭС и насосных станций, маневрирования затворами водоприемных и водопропускных отверстий, а также проведения ремонтных работ используются различные типы подъемно-транспортного оборудования. Основными типами применяемого на ГЭС и ГАЭС и насосных станциях подъемно-транспортного оборудования являются мостовые и козловые, реже полукозловые краны, гидроподъемники и различные средства малой механизации. Рассмотрим особенности перечисленных типов оборудования и области их применения.

Мостовые краны (рис. 19.1) представляют собой ферму 1, перемещающуюся по подкрановым путям. Для перемещения деталей в поперечном направлении по верхнему поясу фермы двигается тележка 2, оборудованная тросовым подъемником (лебедкой). Лебедка обычно оборудована двумя крюками — главным 3 и вспомогательным 4 меньшей грузоподъемности. Главный крюк крана предназначается для подъема наиболее тяжелого узла оборудования, масса которого определяется принятой схемой его сборки и разборки. Такими узлами могут быть ротор генератора, рабочее колесо турбины с валом и др. Скорость подъема

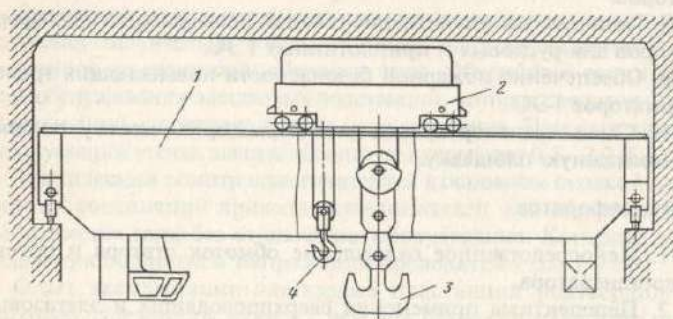


Рис. 19.1. Мостовой кран

главного крюка составляет 0,4—2,0 м/мин. Грузоподъемность вспомогательного крюка назначается обычно в пределах 5—125 т, а скорость подъема в 5—10 раз больше, чем у главного крюка крана. Скорость перемещения крана по подкрановым путям лежит в пределах 0,3—0,7 м/с.

Серийно выпускаемые мостовые краны имеют следующие параметры: грузоподъемность (главный крюк/вспомогательный крюк), изменяющаяся в диапазоне от 15/3 до 250/30 т с высотой подъема 16—32 м. Пролет этих кранов достигает 26 м с шагом 1 м. Пролет может быть уменьшен в конкретных условиях на 1, 2, 3 м. Несерийные мостовые краны имеют грузоподъемность более 250/30 т, которая в настоящее время достигает в отдельных случаях 1000 т на главном крюке. Высота подъема груза такими кранами составляет 40—55 м.

Мостовые краны обычно применяются в машинных залах закрытого типа и располагаются по высоте, обеспечивающей перенос наиболее крупных узлов и деталей оборудования в период монтажа агрегата или его ремонта без остановки остальных агрегатов станции. В целях ускорения монтажных работ на многоагрегатных ГЭС (например, Самарская и Волгоградская ГЭС), а также при массе ротора свыше 500 т устанавливаются по два крана, работающие при переносе наиболее крупных узлов совместно. Присоединение крюков к подъемному узлу производится либо в двух точках каждым крюком отдельно, либо оба крюка присоединяются к одной балке, называемой траверсой, к которой в одной точке прикрепляется поднимаемая деталь. Масса траверсы обычно составляет около 10—30 т. При переносе более легких узлов и деталей оба крана работают самостоятельно.

В отдельных случаях, когда число агрегатов на станции достигает 15—20, длина машинного зала может доходить до 500—700 м. В этом случае в машинном зале может быть установлен дополнительный облегченный мостовой кран грузоподъемностью 25—50 т, располагаемый под главными кранами и используемый для переноса мелких узлов и деталей. Этот кран обладает повышенной скоростью перемещения вдоль здания станции и подъема крюка и существенно ускоряет проведение ремонтных работ.

Электропитание механизмов крана (подъемной лебедки и двигателя ходовой части) осуществляется от тролеев, расположенных на боковой поверхности подкрановых балок или на стене здания. Токосъемники располагаются на кране и перемещаются вместе в нем. Систематизированные данные о грузоподъемности, габаритах и массе кранов приведены в [15].

Козловые краны представляют собой объемную конструкцию, опирающуюся на четыре опоры, оборудованные ходовой частью для перемещения крана по подкрановым путям. На верхней части крана располагается грузовая тележка. Такой кран не требует устройства специальных подкрановых опор и балок, часто позволяет применять их на открытых площадках над машинным залом открытых ГЭС и ГАЭС, на водоприемниках, во-

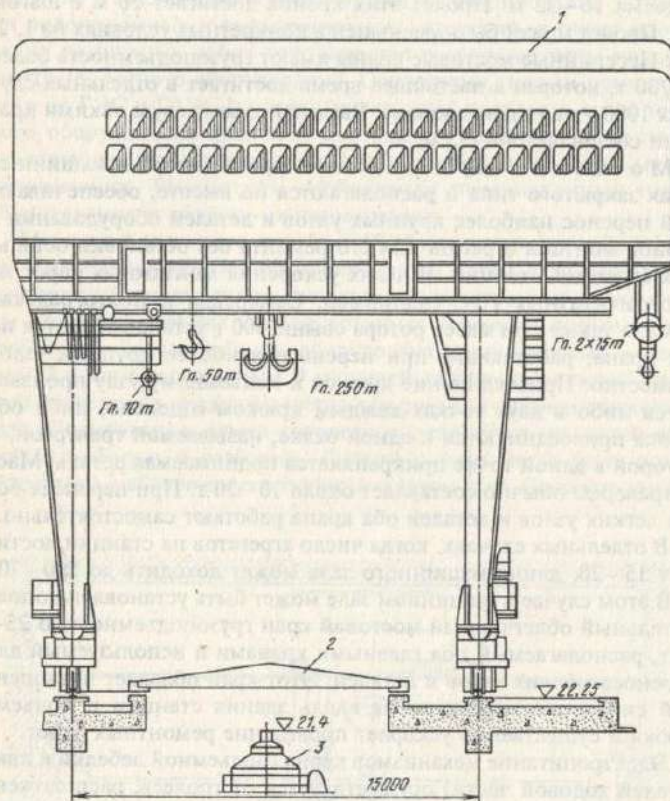


Рис. 19.2. Козловый кран грузоподъемностью 250/50 + 2x16 + 10 т над машинным залом ГАЭС открытого типа:

1 — ферма крана; 2 — съемная крышка над двигателем-генератором; 3 — возбудитель двигателя-генератора

досбросных сооружениях и др. Козловые краны изготавливаются в единственных экземплярах, поэтому их параметры определяются в каждом конкретном случае отдельно. На рис. 19.2 показан козловый кран одной из ГАЭС.

В целях облегчения верхнего строения закрытых машинных залов облегчения колонн, отказа от подкрановых колонн, уменьшения усилий на верхнее строение — в некоторых случаях в них также могут применяться козловые или полукозловые краны, как это осуществлено, например, на Саяно-Шушенской ГЭС. Обычно это решение является экономически целесообразным при большом числе агрегатов на станции, при котором применение обычных мостовых кранов приводит к существенному увеличению стоимости верхнего строения машинного здания. Выбор того или иного решения производится на основании технико-экономического сравнения обоих вариантов.

Гидроподъемники представляют собой цилиндр, к поршню которого присоединен шток, соединяемый, в свою очередь, с перемещаемым оборудованием, например затвором. Гидроподъемники широко используются в качестве подъемных механизмов аварийных затворов водоприемников, требующих принудительного опускания в текущую воду при авариях на гидроагрегате. Усилие, развиваемое гидроподъемниками, зависит от давления масла в нем (достигает в настоящее время 40 МПа) и составляет 6 МН и более. В зарубежной практике гидроэнергетического строительства уже применяются гидроподъемники с усилием до 10 МН. Для работы гидроприемника требуется установка специальной маслонапорной установки.

Малая механизация широко используется на ГЭС в процессе монтажных и ремонтных работ, не требующих перемещения крупных и тяжелых узлов и деталей. Для вертикального перемещения используются ручные тали, тали электрические грузоподъемностью до 10 т, гидравлические домкраты (например, для подъема главных трансформаторов при повороте их ходовых колес), кран-балки (например, в турбинной шахте агрегата для разборки системы регулирования турбины или извлечения отдельной поврежденной лопатки направляющего аппарата). Для горизонтального перемещения узлов и деталей широко используются различные тележки и электрокары.

19.2. Состав вспомогательного оборудования

Для нормальной работы основного технологического оборудования гидростанции (турбин, гидрогенераторов, трансформаторов) и изменения развиваемой мощности в соответствии с нагрузкой энергосистемы на гидростанции необходим целый ряд вспомогательных систем и оборудования.

Вспомогательное оборудование включает в себя системы масляного хозяйства, технического водоснабжения, пневматического хозяйства, откачки воды из проточной части агрегатов и ряд других.

Масляное хозяйство (МХ) предназначено для обеспечения гидротурбинного оборудования смазочным маслом (турбинным) и главных силовых трансформаторов изоляционным маслом.

Техническое водоснабжение обеспечивает работу охладителей гидрогенераторов, охлаждение ванны подпятника, в некоторых случаях смазку турбинного подшипника, охлаждение крупных компрессорных установок, силовых трансформаторов с водяным охлаждением, что часто имеет место при их установке в закрытых помещениях. Основное количество воды в системе технического водоснабжения расходуется на охлаждение гидрогенератора.

Пневматическое хозяйство ГЭС (ПХ) предназначено для обеспечения гидросилового и электрического оборудования станции сжатым воздухом. Потребителями сжатого воздуха на ГЭС являются системы регулирования турбины, торможения, откачки воды из камеры рабочего колеса (при работе в режиме синхронного компенсатора) и пневматический инструмент.

Сжатый воздух применяют также для поддержания намерзающей полыньи у водоприемников и затворов.

Система откачки воды (СОВ) предназначена для откачки воды из проточного тракта агрегатов при проведении ремонтов и осмотров. В состав системы входят насосная станция (как правило, единая для всей ГЭС), сливные емкости и необходимые водоводы.

Для обеспечения нормальной эксплуатации ГЭС, ГАЭС предусматриваются также системы дренажа для удаления фильтрационных вод, системы вентиляции, отопления, а также необходимые противопожарные и санитарно-технические устройства.

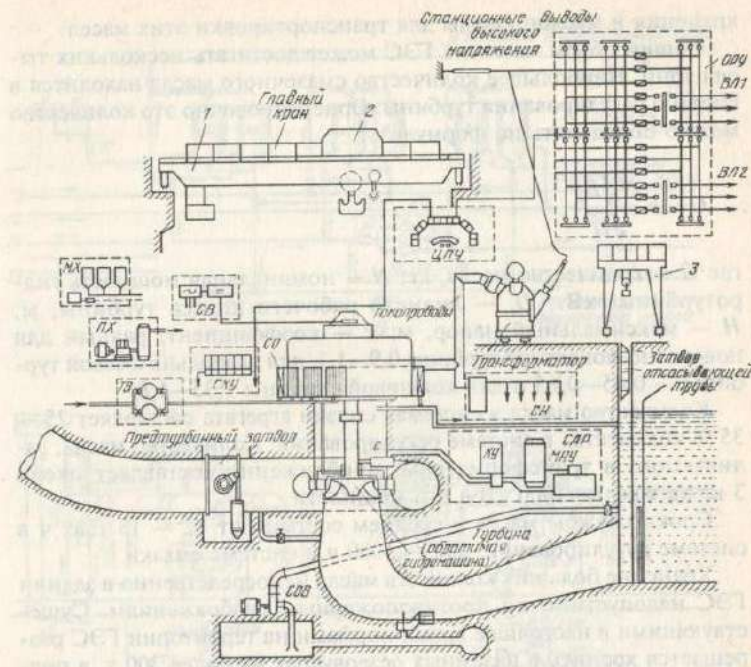


Рис. 19.3. Технологическая схема оборудования ГЭС или ГАЭС:

МХ — масляное хозяйство; ПХ — пневматическое хозяйство; СВ — система возбуждения гидрогенератора; ТВ — система технического водоснабжения; СКУ — система управления и контроля; СО — система охлаждения; С — сервомотор; СОВ — система откачки воды; ЦПУ — центральный пульт управления; СН — собственные нужды; САР — система автоматического регулирования; КУ — колонка управления; МНУ — маслонапорная установка

Состав вспомогательного оборудования, его взаимосвязь наглядно может быть представлена схемой, изображенной на рис. 19.3 [3]. Эта схема в равной степени может быть применена для ГАЭС.

19.3. Масляное хозяйство

На ГЭС используются два сорта масел: смазочное (турбинное) и изоляционное (трансформаторное), смешение которых недопустимо, поэтому предусматриваются отдельные емкости для

хранения и маслопроводы для транспортировки этих масел.

Общий объем масла на ГЭС может достигать нескольких тысяч тонн. Наибольшее количество смазочного масла находится в системе регулирования турбины. Ориентировочно это количество можно определить по формуле.

$$G = k \frac{N \sqrt{D_1}}{\sqrt{H}},$$

где G — количество масла, кг; N — номинальная мощность гидротурбины, кВт; D_1 — диаметр рабочего колеса турбины, м; H — максимальный напор, м; k — коэффициент, равный для поворотно-лопастной турбины 0,9—1,1, для радиально-осевой турбины — 0,45—0,65 и для ковшовой турбины 1,35—1,8.

Количество масла в системах смазки агрегата составляет 25—35 % количества в системе регулирования. Количество масла, заливаемого в трансформаторы, приблизительно составляет около 3 кг на каждые 1000 кВ·А его мощности.

Сроки службы масел в среднем составляют 12—15 тыс. ч в системе регулирования, 500—1000 ч в системе смазки.

Хранение больших количеств масла непосредственно в здании ГЭС недопустимо по противопожарным соображениям. Существующими в настоящее время нормами на территории ГЭС разрешается хранить в наземных резервуарах не более 300 т, в подземных 500 т.

В резервуарах масляного хозяйства здания ГЭС может храниться не более 100 т. Хранение больших запасов масла должно производиться в специальных емкостях, расположенных на отгороженных и безопасных в пожарном отношении площадках.

Принципиальная схема масляного хозяйства крупной ГЭС приведена на рис. 19.4. Там же показана схема маслопроводов в здании ГЭС, оборудованном поворотно-лопастными турбинами. На схеме изображена часть масляной системы, обеспечивающей регулирование агрегата и смазку подпятника гидротурбины и направляющего подшипника. Отдельно на станции располагаются емкости изоляционного масла.

В состав всех масляных систем входят маслоочистительные устройства (сепараторы и фильтропрессы), предназначенные для удаления механических примесей вод. На ГЭС большой мощности имеются также передвижные регенерационные установки, предназначенные для вос-

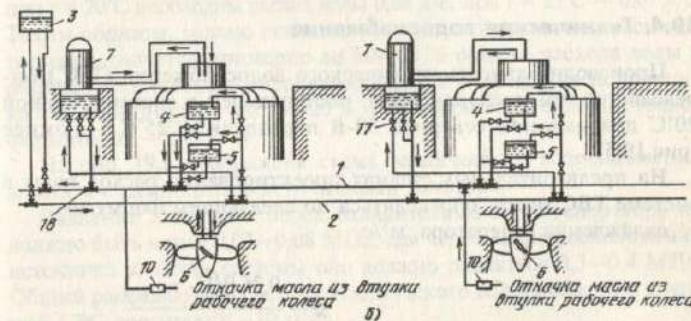
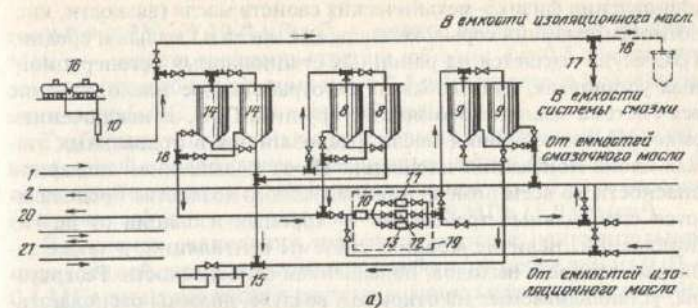


Рис. 19.4. Принципиальная схема масляного хозяйства и маслопроводов в здании ГЭС большой мощности:

a — общая схема; b — часть схемы, обеспечивающая регулирование агрегата и смазку подпятников и направляющих подшипников; 1 — сливная линия маслопроводов; 2 — напорная линия маслопроводов; 3 — бачок для добавки масла; 4 — масляная ванна подпятника агрегата; 5 — то же нижнего подшипника; 6 — сервомотор рабочего колеса турбины; 7 — маслonaпорная установка; 8 — емкость эксплуатационного масла; 9 — емкости отработавшего масла; 10 — насосная установка; 11 — фильтропрессы; 12 — регенерационная установка; 13 — сепараторы; 14 — емкость свежего масла; 15 — сливная емкость; 16 — транспортное устройство доставки масла; 17 — задвижка; 18 — места присоединения (тройники); 19 — помещение регенерации масла; 20 — маслопровод трансформаторного масла; 21 — маслопровод изоляционного масла

становления физико-механических свойств масла (вязкости, кислотности, наличия серы). Регенерация масла на малых и средних ГЭС осуществляется на районных стационарных регенерационных установках, куда добавляется отработанное масло. Обычно вся система масляного хозяйства крупных ГЭС, за исключением емкостей для хранения масла, располагается в подвальных этажах блока монтажной площадки. Из-за повышенной пожарной опасности ко всем помещениям масляного хозяйства предъявляются специальные требования — хорошая изоляция от других помещений, наличие мощной системы вентиляции, а также запасных входов и выходов, повышенная огнестойкость. Резервуары, устанавливаемые на открытом воздухе, должны располагаться не ближе 20 м от здания и иметь специальные противопожарные средства защиты.

19.4. Техническое водоснабжение

Производительность технического водоснабжения (ТВС) определяется температурой воды, поступающей в систему, равной 20°C для районов севернее 50-й параллели и 25°C — южнее (рис. 19.5).

На предварительных стадиях проектирования расход воды в системе ТВС может определяться по следующим формулам: охлаждение генератора, м³/с,

$$Q = \frac{0,36P(1 - \eta_{\text{ген}})}{\Delta t},$$

где P — номинальная мощность гидрогенератора, кВт; $\eta_{\text{ген}}$ — КПД гидрогенератора; Δt — перепад температуры охлаждающей воды, град, который принимается равным 10°C при температуре воды на входе в ТВС, равной менее 20°C, и 5°C при температуре воды на входе более 25°C;

охлаждение подпятника генератора, м³/с,

$$Q = \frac{0,86\Delta P}{\Delta t},$$

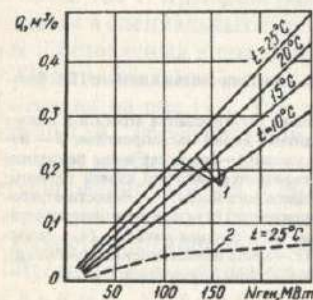


Рис. 19.5. Расход воды в системе технического водоснабжения на воздухоохлаждители гидрогенератора (1) и маслоохлаждение подпятника (2)

где $\Delta P = AP_z^{3/2} n^{1/2} 10^{-4}$, кВт; P_z — полное осевое усилие на пяту, МН; n — частота вращения агрегата, об/мин; $A = 0,5$ для генератора зонтичного исполнения и $A = 3,5$ для генератора подвешного типа; $\Delta t = 5-8^\circ\text{C}$ для охлаждающей воды.

Турбинные подшипники с резиновыми вкладышами смазываются водой с содержанием взвешенных частиц не более 2 г/л и должны обеспечиваться питанием не менее чем от двух насосов (источников) при давлении не более 0,15 МПа (1,5 кгс/см²).

В системах охлаждения трансформаторов с принудительной циркуляцией давление масла должно быть не менее чем на 0,03—0,1 МПа выше давления в системе водяного охлаждения во избежание ее попадания в трансформаторное масло.

Ориентировочно на 1 кВт потерянной мощности генератора при $t = 20^\circ\text{C}$ необходим расход воды 0,06 л/с, при $t = 25^\circ\text{C}$ — 0,07 л/с. Таким образом, можно считать, что на охлаждение гидрогенераторов расходуется примерно до 60—65 % общего расхода воды в системе технического водоснабжения, на охлаждение подпятника и подшипников — до 10—20 % и на охлаждение силовых трансформаторов — до 15 %.

На рис. 19.6 изображена схема технического водоснабжения агрегата с различными источниками питания.

Давление в системе перед охладителями гидрогенератора не должно быть менее 0,03—0,08 МПа, для чего в месте расположения источника питания системы оно должно равняться 0,3—0,4 МПа. Общий расход воды в системе технического водоснабжения крупной ГЭС достигает 4—10 м³/с.

Питание системы технического водоснабжения обычно осуществляется из верхнего или нижнего бьефа ГЭС. В зависимости от напора на ГЭС обычно рекомендуется принимать схемы питания:

а) при напорах до 15 или свыше 40—50 м — насосное питание из нижнего бьефа гидроэлектростанции. При напорах, больших 40—50 м, может также применяться питание из верхнего бьефа или турбинных водоводов с последующим понижением давления специальными редукторами или диафрагмами.

б) при напорах от 10 до 50 м — самотечная система с забором воды из верхнего бьефа гидроэлектростанции, а в приплотинных зданиях ГЭС — из турбинных водоводов.

Водозаборные устройства системы располагаются в бычках или устоях здания ГЭС со стороны верхнего или нижнего бьефов (русьловые здания ГЭС), на турбинных водоводах или в турбинных камерах (приплотинные и деривационные здания ГЭС).

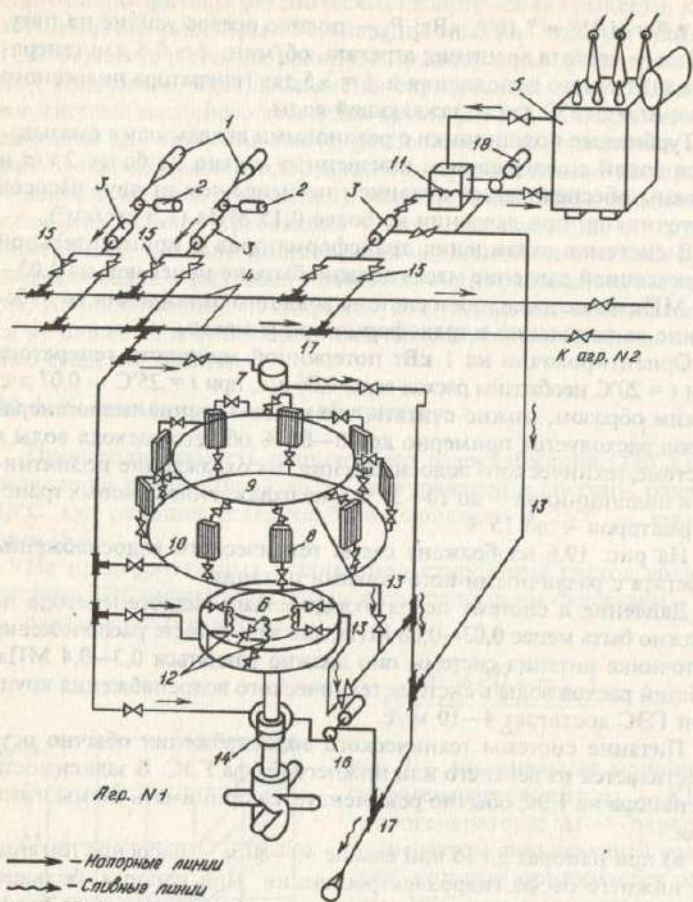


Рис.19.6. Принципиальная схема технического водоснабжения агрегата и трансформатора:
 1 — водозаборное устройство; 2 — насосы подкачки; 3 — фильтровальные установки; 4 — магистрали технического водоснабжения; 5 — силовой трансформатор; 6 — подпятник агрегата; 7 — верхний направляющий подшипник агрегата; 8 — охладитель гидрогенератора; 9 — напорное кольцо системы охлаждения гидрогенератора; 10 — сливное кольцо системы охлаждения гидрогенератора; 11 — змеевик водяного охлаждения подпятника агрегата; 12 — охладители подпятника; 13 — сливные линии; 14 — направляющий подшипник турбины; 15 — задвижки; 16 — откачка воды с крышки турбины; 17 — места присоединения (тройники); 18 — насос циркуляции масла

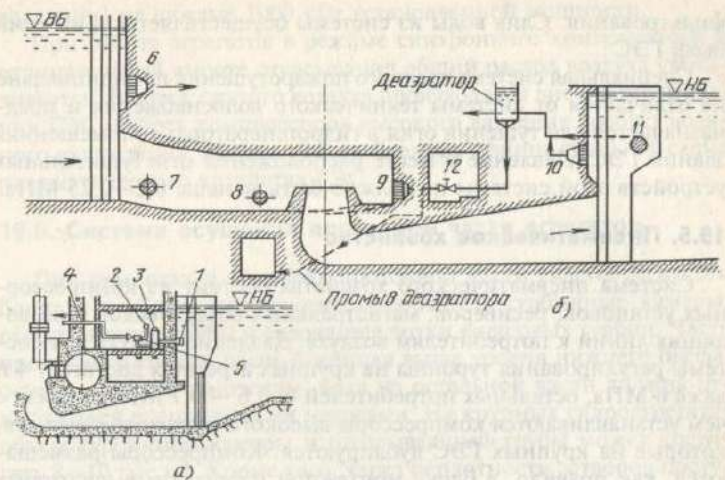


Рис.19.7. Схема расположения эжекторов (а) и места водозабора (б) технического водоснабжения:

1 — водоприемное отверстие из нижнего бьефа; 2 — магистраль подвода воды из верхнего бьефа; 3 — фильтры; 4 — трубопровод к агрегату; 5 — эжектор; 6 — водоприемное отверстие в напорной стенке верхнего бьефа; 7 — то же в напорном воловоде; 8 — то же в спиральной камере; 9 — то же в спиральной камере на боковой стенке; 10 — то же в напорной стенке нижнего бьефа; 11 — то же в раздельной бачке нижнего бьефа; 12 — задвижка (вентиль), нормально закрытая

В целях упрощения обслуживания системы и снижения эксплуатационных расходов питание системы технического водоснабжения в последнее время стали осуществлять с помощью струйных насосов (эжекторов), забирающих из верхнего бьефа лишь часть общего расхода системы и подсосывающих остальной расход из нижнего бьефа (рис.19.7). Эксплуатационные преимущества такого питания весьма велики, в связи с чем в настоящее время для многих проектируемых и строящихся ГЭС предусматривается только эжекторное питание, а на ряде действующих ГЭС, имевших насосное питание (например, Братской ГЭС), переход на эжекторное питание осуществлялся в процессе эксплуатации.

Эжекторная система питания ТВС может применяться при напорах 50 — 250 м.

Для очистки воды используются фильтры. Подача воды к агрегатам ГЭС осуществляется по двум магистральным водоводам, один из которых является резервным. В целях повышения надежности всей системы дублируются также системы водозабора и

фильтрации. Слив воды из системы осуществляется в нижний бьеф ГЭС.

Специальная система водяного пожаротушения принципиально не отличается от системы технического водоснабжения и предназначена для тушения огня в гидрогенераторах и помещениях здания ГЭС. Давление в месте расположения огнетушительных устройств этой системы не должно быть меньше 0,2—0,25 МПа.

19.5. Пневматическое хозяйство

Система пневматического хозяйства состоит из компрессорных установок, ресиверов, магистральных воздухопроводов и разводящих линий к потребителям воздуха. Давление воздуха для системы регулирования турбины на крупных агрегатах достигает 4 и даже 6 МПа, остальных потребителей — 0,6—0,7 МПа, в связи с чем устанавливаются компрессоры высокого и низкого давления, которые на крупных ГЭС дублируются. Компрессоры размещаются, как правило, в блоке монтажной площадки, в некоторых случаях — за пределами здания ГЭС. Магистральные воздухопроводы, проходящие вдоль всего здания, располагаются на промежуточных этажах.

Ориентировочный общий расход воздуха в системе пневматического хозяйства ГЭС составляет 13 м³/мин (при атмосферном

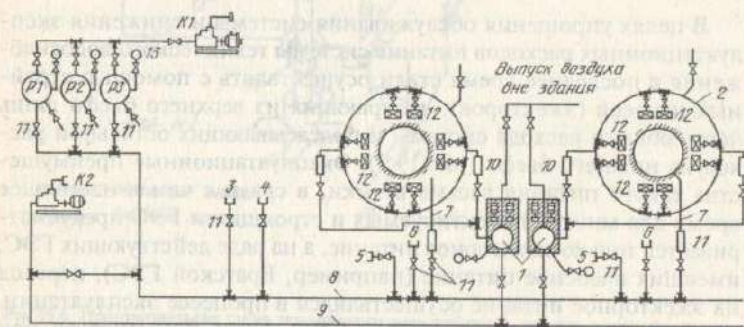


Рис.19.8. Принципиальная схема пневматического хозяйства гидроэлектростанции:

K1 — компрессор низкого давления; *K2* — компрессор высокого давления; *P1* — *P3* — резервуары низкого давления; 1 — котел МНУ; 2 — система торможения агрегата; 3 — штуцер на монтажной площадке; 4 — штуцер в механической мастерской; 5 — штуцер в турбинном помещении; 6 — штуцер в машинном зале; 7 — магистраль для подачи воздуха в камеру рабочего колеса; 8 — магистраль технических нужд; 9 — зарядка котлов МНУ; 10 — аппаратура автоматики; 11 — задвижки, вентили; 12 — тормозной домкрат; 13 — манометр

давлении) на каждые 1000 кВт установленной мощности.

При работе агрегатов в режиме синхронного компенсатора и отрицательной высоте отсасывания общий расход воздуха увеличивается. Выпуск сжатого воздуха производится вне пределов здания ГЭС. Работа компрессоров высокого давления требует водяного охлаждения. На рис.19.8 изображена принципиальная схема пневматического хозяйства ГЭС.

19.6. Система осушения проточной части агрегатов

При ремонтах и осмотрах проточной части гидроагрегатного блока и турбины необходимо опорожнять турбинные камеры, отсасывающие трубы и отводящие лотки ковшовых турбин. Часть проточного тракта, расположенная выше уровня нижнего бьефа, осуществляется самотеком, вода из остальной части должна откачиваться специальными насосами. На крупных гидроагрегатах объем турбинной камеры и отсасывающей трубы может достигать 8—10 тыс.м³. Кроме того, через неплотности затворов поступает дополнительный расход (принимается 0,5 л/с на 1 м уплотнений). Необходимо иметь в виду, что хорошее уплотнение затворов происходит только после образования некоторого перепада давления перед и за затвором, в связи с чем система осушения должна быть спроектирована таким образом, чтобы этот перепад возникал возможно быстрее.

Система осушения проектируется таким образом, чтобы длительность откачки составляла 4—8 ч.

На рис.19.9 приведено несколько возможных схем откачки, применяемых на ГЭС разной мощности с различным числом агрегатов.

Схема I характеризуется наличием индивидуальных насосов для каждого агрегата, что увеличивает их общее количество и требует достаточно высокой производительности.

Схемой II предусмотрена одна насосная станция, что позволяет уменьшить количество устанавливаемых насосов, но требует прокладки дополнительных трубопроводов и установки на них задвижек переключения.

Схема III с переносным насосом может быть применена только на агрегатах малых ГЭС и при небольшом их числе.

Схемы IV и V используются для ГЭС большой мощности с большим числом агрегатов. Центральные насосные станции располагаются в нижних этажах блока монтажной площадки, причем вода к ним подводится в *схеме IV* по водоприемной потерне,

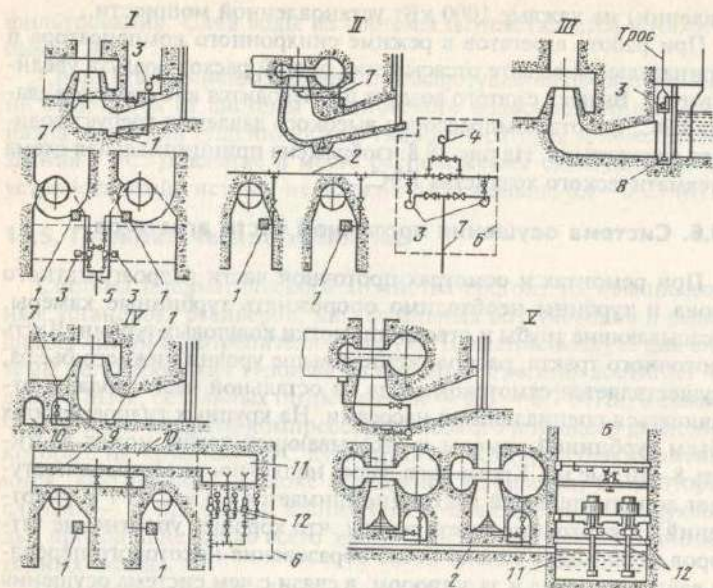


Рис.19.9. Схемы осушения проточного тракта агрегатов:

1 — приемок с сорозащитной решеткой; 2 — магистральный трубопровод (коллектор); 3 — насосные установки откачки воды; 4 — вакуумный насос; 5 — сброс воды в нижний бьеф; 6 — блок монтажной площадки; 7 — слив из турбинной камеры; 8 — клапан с сеткой; 9 — галерея задвижек; 10 — водоприемная потерня; 11 — емкость приема воды; 12 — вертикальные шахтные насосы

а в схеме V — магистральным коллектором.

Наличие потерны и емкости под монтажной площадкой позволяет увеличить продолжительность непосредственной откачки и снизить производительность насосов. Таким образом, осушив самотеком сравнительно быстро турбинную камеру и отсасывающую трубу, можно приступить к ремонтным работам.

Напорные сливные линии от насосов обычно выводятся в нижний бьеф (на низконапорных ГЭС в целях сокращения длины линий, возможно, и в верхний бьеф) под наименьший уровень воды с установкой обратного клапана. Подбор типов и числа насосов производится по требуемой подаче, определяемой с запасом не менее 50 %, и напору с учетом потерь в трубопроводе.

Для удаления фильтрационной воды, поступающей в здание ГЭС через деформационные швы, толщу бетона и т.д., предус-

матривается дренажная система, состоящая из приемков, расположенных на низких отметках, и специальных дренажных насосов, включение и выключение которых производится автоматически с помощью поплавкового реле. В настоящее время для этой цели используются также эжекторы.

19.7. Служебные помещения здания ГЭС

Вспомогательные системы (масляная, технического водоснабжения, пневматическая и др.), их обслуживание и проведение периодических планово-предупредительных и капитальных ремонтов, требуют специальных служебных и производственных помещений. Большая часть их находится непосредственно в здании ГЭС, где располагаются также служебные кабинеты и места общего пользования.

Непосредственно в пределах здания ГЭС располагается такое количество служебных и производственных помещений, которое позволяет обеспечить пуск станции во временную эксплуатацию еще до завершения основных строительно-монтажных работ.

В зависимости от типа здания ГЭС в его пределах может быть расположена часть необходимых помещений или все помещения целиком. Например, в зданиях высоконапорных деривационных ГЭС, имеющих малые размеры турбинного оборудования, часть служебных помещений приходится выносить в специальное здание, располагаемое вблизи здания ГЭС. В русловых зданиях ГЭС с большими размерами гидротурбин и развитой подводной частью, как правило, удается разместить все служебные помещения.

Общая площадь вспомогательных помещений зависит как от мощности ГЭС, так и от ее месторасположения. При расположении ГЭС вблизи промышленных районов или других электростанций каскада часть вспомогательных помещений может быть объединена или ликвидирована. В табл.19.1 приведен перечень вспомогательных помещений здания ГЭС и их ориентировочная площадь.

Помещения аккумуляторной и зарядной станций должны располагаться вдали от электроизмерительных устройств и кабелей и иметь усиленную вентиляцию. Центральный пульт управления ГЭС желательно располагать ближе к машинному залу или — на малых ГЭС с небольшим числом агрегатов — непосредственно в машинном зале. Приагрегатные щиты размещаются непосредственно в машинном зале и часто устанавливаются в нишах между подкрановыми колоннами.

Таблица 19.1. Перечень вспомогательных помещений здания ГЭС и их ориентировочная площадь

Вспомогательные помещения	Площадь, м ²	Рекомендуемое место расположения помещения
Помещения управленческого персонала	40—700	Служебно-производственный корпус
Гидротехнический цех	140—160	Отдельное здание
Электротехнический цех	120—160	Район монтажной площадки
Складские помещения	20—60	Блок монтажной площадки или служебно-производственный корпус
Механическая мастерская	40—100	Блок монтажной площадки или служебно-производственный корпус
Инструментальная	20—30	Блок монтажной площадки
Центральный пульт управления	80—100	В том числе при ЦПУ бытовые помещения около 45 м ²
Аккумуляторная	40—60	Блок монтажной площадки или служебно-производственный корпус
Зарядная станция	20—60	—
Щиты постоянного тока и релейные щиты	40—80	—
Масляное хозяйство	50—100	Район монтажной площадки или служебно-производственный корпус
Пневматическое хозяйство	30—40	Район монтажной площадки и за пределами машинного зала
Насосная технического водоснабжения	30—100	Агрегатные блоки
Насосная системы осушения проточной части агрегата	20—100	Блок монтажной площадки или агрегатные блоки

Мастерские, располагаемые в нижних этажах монтажной площадки, необходимы для проведения текущего, а также капитального ремонтов всего используемого на крупных ГЭС оборудования.

При проектировании новых ГЭС необходимо и наиболее целесообразно использовать помещения внутри здания ГЭС, получаемые в результате компоновки гидроагрегатных блоков и мон-

тажной площадки.

Сокращению подлежат помещения управленческого персонала, особенно при внедрении автоматизации управления технологическим процессом (АСУ ТП). Уже много лет в составе каскада ГЭС на реке Паз работает одна гидростанция без эксплуатационного персонала, а на другой ГЭС дежурный персонал состоит из одного человека.

Общая тенденция при определении состава и компоновки служебных помещений заключается в уменьшении их площади и уменьшении их числа.

Контрольные вопросы

1. Область применения мостовых и козловых кранов.
2. Водозабор для технического водоснабжения.
3. Масляное хозяйство.
4. Область применения сжатого воздуха.

Темы рефератов

1. Влияние применения козловых кранов на ускорение пуска первых агрегатов ГЭС.
2. Условия применения гидropодъемников.
3. Системы осушения водопроводящего тракта ГЭС.

Раздел шестой

Здания гидроэлектрических станций

Глава двадцатая

Типы и компоновка зданий ГЭС

20.1. Типы зданий станций и их основные части

Здание станции является наиболее сложным сооружением гидроузла и предназначается для установки в нем агрегатов и многочисленного вспомогательного оборудования. Его конструкция и компоновка должны обеспечивать надежные и возможно более удобные условия эксплуатации этого оборудования.

Тип здания станции (русловой, приплотинной и деривационный) в первую очередь зависит от схемы создания напора и его значения, а также от устанавливаемого основного оборудования. Основные типы зданий станций, области их применения и отличительные особенности приведены в табл. 20.1. В специфических природных условиях иногда вместо обычных типов применяют специальные типы зданий станций (см. гл. 21).

Здание станции состоит из нижней массивной части и верхней строения. В состав русловых зданий входит так же водоприемная часть, которую иногда называют входной или водозаборной (рис. 20.1).

Нижняя массивная часть, в пределах которой размещается проточный тракт реактивной гидромашины, состоит из фундаментной плиты, заделанных в нее основных и промежуточных бычков и поперечных бетонных конструкций.

В пределах нижней массивной части размещается ряд помещений, в частности турбинная (подгенераторная) шахта, а на крупных установках и так называемый турбинный этаж. При установке ковшовых турбин нижняя массивная часть отличается специфической конструкцией и компоновкой (см. рис. 20.14).

В состав верхнего строения входит шатер с мостовыми кранами, т.е. машинный зал и продолжение его — монтажная площадка, а на русловых ГЭС, строящихся в суровых климатических условиях, и щитовое помещение над водоприемной частью (см. рис. 20.4) вместо щитового отделения (рис. 20.1).

Таблица 20.1. Характерные особенности зданий ГЭС, их гидромашин и водоводов

Основные типы зданий ГЭС и место их размещения	Геология основания (породы)	Тип турбин (агрегатов)	Напор, м	Ось агрегатов	Спиральная (турбинная) камера	Отсасывающая труба	Напорные водоводы	Водопримемные устройства
Русловой с $H = 5 \div 40$ м (в русле реки, на пойме, или в деривационном канале ¹)	Мягкие и скальные, полускальные, скальные	Капсульные	5 — 25	Горизонтальная	Коническая	Прямая	Отсутствуют	В здании станции
		Пропеллерные	5 — 40	Вертикальная	Бетонная (изредка металлическая)	Изогнутая с коленом		
		Поворотные лопастные	5 — 40					
Приплотинный с $H = 30 \div 250$ м (в русле реки под защитой плотины)	Скальные ²	Радиально-осевые	30 — 40	То же	Металлическая (изредка бетонная)	То же	Короткие	В станионной части плотины
		Поворотные лопастные	30 — 90					
		Диagonальные	50 — 170					
Деривационный с $H = 10 \div 1800$ м (в канале или на трассе напорных водоводов)	Мягкие и скальные, полускальные, скальные	Радиально-осевые	30 — 250	То же	Бетонная или металлическая	То же	Обычно длинные	Вне здания станции (на головном устье или в напорном бассейне)
		Поворотные лопастные	10 — 90					
		Диagonальные	50 — 170					
		Ковшовые	400 — 1800	Вертикальная и горизонтальная	Отсутствует	Отсутствует		

¹ Имеется в виду воспринимающее напор здание станции, размещенное на созданном в канале перепаде, т.е. при деривационной схеме создания напора.

² Подразумеваются здания станций, построенные за бетонными плотинами, поскольку состав сооружений при строительстве плотин из местных материалов получается совсем другим.

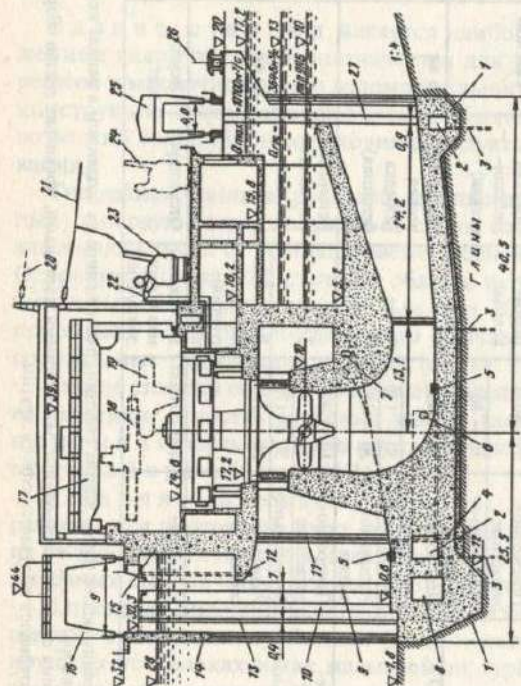


Рис. 20.1. Здание Рижской ГЭС на р. Даугаве руслового типа ($H_p = 12,9$; $Q = 608$ м³/с; $D_1 = 9,3$ м; $n = 55,6$ об/мин; $N_1 = 6 \times 6 = 396$ МВт): 1 — зуб фундаментной плиты; 2 — смотровые служебные потерины; 3 — скважины глубинного дренажа; 4 — вывод из горизонтального дренажа основная потерина; 5 — примки для осушения проточного тракта турбины; 6 — лаз в отсылающую трубу; 7 — лаз в спиральную камеру; 8 — водоприемная камера; 9 — лаз плоского турбинного затвора; 10 — лаз сорудерживающей решетки и ремонтного затвора; 11 — бычок в спиральной камере; 12 — азрационная труба; 13 — направляющий лаз трейфера; 14 — забирная балка; 15 — валовая стенка; 16 — козловой кран для обслуживания водоприемной части; 17 — подушковые краны с лебедками грузоподъемностью по 250/32 т; 18 — габарит ротора генератора массой 415 т при транспортировке; 19 — габарит рабочего колеса поворотно-лопастной турбины при транспортировке; 20 — защитный трос; 21 — ЛЭП 330 кВ; 22 — генераторные выходы напряжением 13,8 кВ; 23 — главный повышающий трансформатор с обмотками 13,8/347 кВ; 24 — габарит трансформатора при транспортировке; 25 — козловой кран грузоподъемностью 2х20 т; 26 — ось железнодорожного мостового перехода; 27 — лаз ремонтного заграждения

20.2. Водоприемные устройства

Водоприемные устройства на русловых ГЭС размещаются непосредственно в здании станции или примыкают к нему, а на

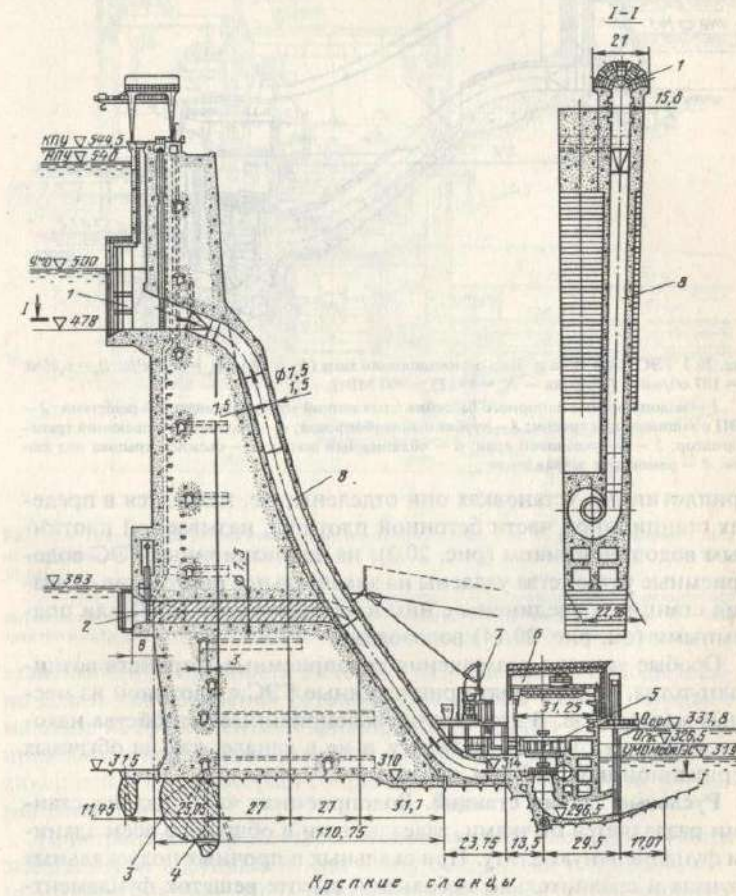


Рис. 20.2. Станционная часть плотины и здание приплотинного типа Саяно-Шушенской ГЭС на р. Енисее ($H_p = 194$ м; $Q = 358$ м³/с; $D_1 = 6,77$ м; $n = 142,8$ об/мин; $N_1 = 10 \times 640 = 6400$ МВт):

1 — постоянный водоприемник; 2 — временные водоприемники агрегатов № 1 и 2 со сменными рабочими колесами; 3 — цементационная завеса; 4 — скважины глубокой цементации; 5 — генератор; 6 — здание станции; 7 — главный повышающий трансформатор; 8 — сталежелезобетонный турбинный трубопровод

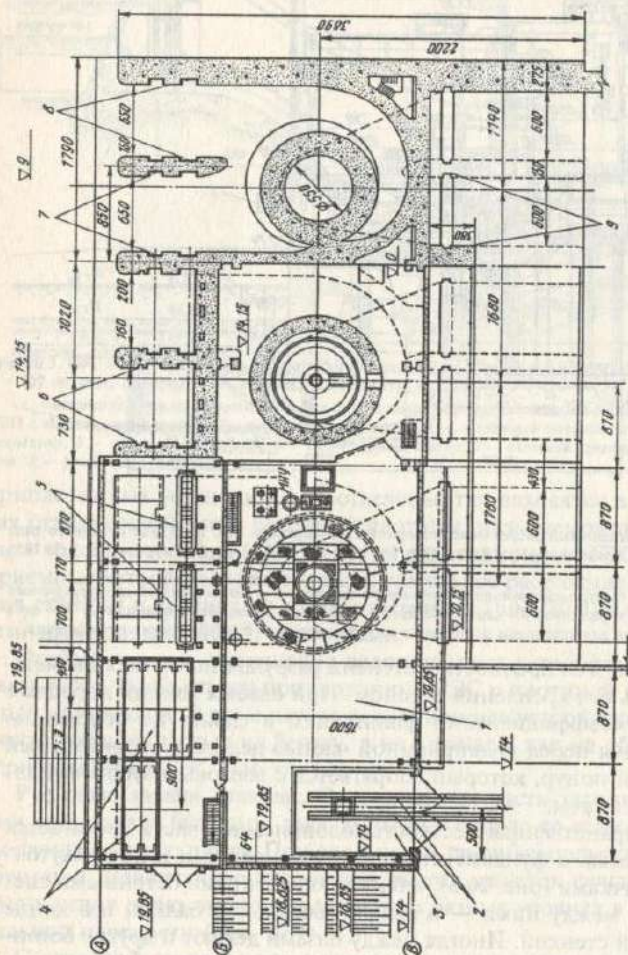


Рис. 20.5. План Палокорской ГЭС на разных отметках:
 1 — монтажная площадка; 2 — железнодорожный путь для доставки оборудования; 3 — перегруженное помещение; 4 — помещение для хранения ремонтных заграждений; 5 — быстродействующие затворы; 6 — пазы грейфера; 7 — совмещенные пазы ремонтного заграждения и решетки; 8 — пазы быстродействующего затвора; 9 — пазы ремонтного заграждения отсасывающей трубы

точный тракт гидромашин. Забральная балка должна быть заглублена под УМО на 1 — 1,5 м и более при большой толщине льда, от чего зависит и толщина забральной балки, назначаемая в пределах 1 — 2 м. Учитывая необходимость создания достаточной прочности и отсутствия фильтрации через бетон, толщина напорной стенки, как правило, принимается не менее 2,5 — 3 м.

При крупных турбинах водоприемная часть каждого агрегатного блока промежуточными бычками разделяется на два-три отсека, что сокращает размеры пролетов поперечных перекрытий, габариты плоских затворов и грузоподъемность обслуживающих их козловых или мостовых кранов (см. §19.1). Это достигается также расчленением затворов на несколько секций высотой по 3 — 4 м.

Решетка обычно делается вертикальной и по высоте разделяется на секции. Полная высота ее определяется разностью отметок нижней кромки забральной балки и верха фундаментной плиты. Скорость течения воды на решетке назначается не более 1,1 — 1,3 м/с, что иногда требует заглубить фундаментную плиту. Для очистки решетки грейфером перед ней необходимо свободное пространство шириной по течению не менее 2 — 3 м для выполнения операций с грейфером в раскрытом состоянии. Посередине этого пространства в бычках предусматривают пазы шириной около 30 см, обеспечивающие перемещение грейфера (см. рис. 20.1).

В бычках делают пазы, ширина которых зависит от размеров и конструкции устанавливаемых в них затворов и решеток. Расстояние между пазами рекомендуется принимать равным не менее полуторной ширины паза. Ориентировочная глубина пазов назначается в зависимости от пролета затвора в свету:

Пролет затвора, м	4	6	8	10	12	16
Глубина паза, м	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8

Последовательность размещения пазов зависит от чистоты воды в водохранилище или реке: если вода сравнительно чистая, без плавающего сора и топляков, то сначала устраивают паз ремонтного заграждения, затем решетки и далее паз основного затвора. При загрязненной воде первым делают паз для решетки, чтобы под ее защитой можно было установить ремонтные заграждения, иначе пазы для заграждения могут оказаться забитыми топляками.

В целях экономии вместо первых двух пазов делают один совмещенный паз для установки решетки, которую при ремонте вынимают и вместо нее опускают шандоры или затвор. Это решение следует особенно осуществлять при скальном основании, когда необходимость в удлинении фундаментной плиты здания станции вдоль потока не возникает, а объем бетона необходимо всемерно сокращать (рис. 20.6).

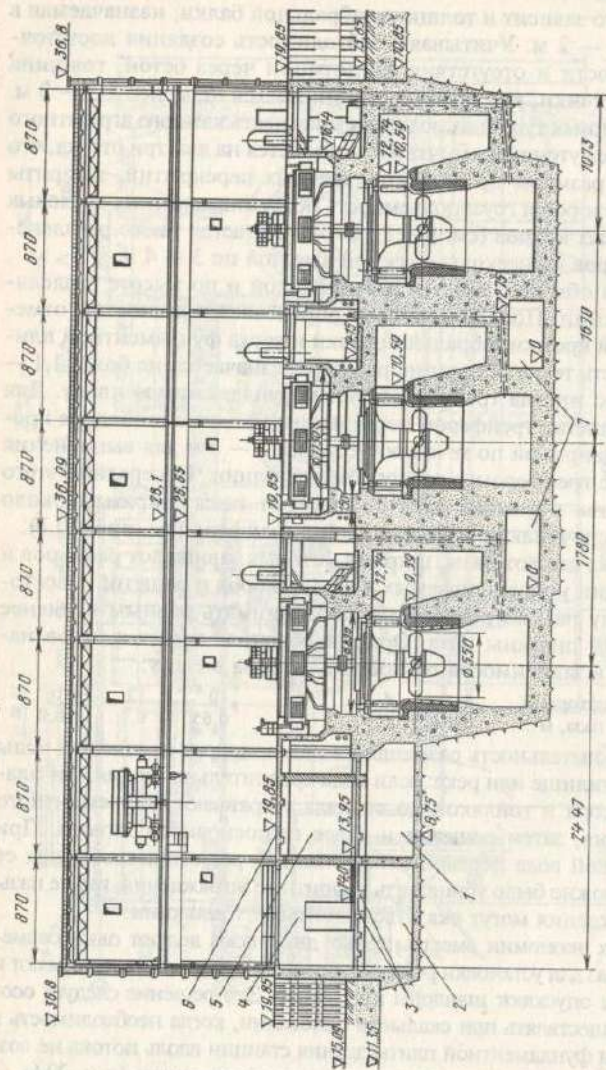


Рис. 20.6. Продольный разрез по оси агрегатов Палдокорской ГЭС.

1 — помещение насосов технического водоснабжения; 2 — механическая мастерская; 3 — железнодорожный путь для доставки оборудования; 4 — перекрытое помещение; 5 — генераторное распределительное устройство; 6 — монтажная площадка; 7 — сливные полости системы откачки проточного тракта турбин

На небольших ГЭС при ручной очистке решеток их устанавливают под углом $60 - 80^\circ$ и скорость на решетке уменьшают до $0,6 - 0,8$ м/с. За рубежом иногда решетки делают наклонными и на крупных ГЭС, особенно тогда, когда решетка вынесена вперед (см. рис. 21.8).

В суровых климатических условиях, когда над водоприемной частью строят закрытое щитовое помещение, операции с затворами и решетками осуществляются мостовыми кранами (см. рис. 20.4). Обычно открытое щитовое отделение обслуживается козловыми кранами, которые перемещаются по верху бычков.

Во избежание появления вакуума при маневрировании затворами в напорной стенке предусматривается устройство аэрационной трубы. Для предварительного заполнения водой турбинной камеры делают перепускную трубу, называемую байпасом (см. рис. 20.1). Незатопляемые отметки перекрытий щитовых помещений и отделений необходимо выбирать с достаточными запасами над НПУ и ФПУ.

Обычно этот запас принимается не менее 3 м, а на крупных водохранилищах с большой длиной разгона волны определяется специальными расчетами и достигает $4 - 5$ м и более [1].

Приплотинные здания станций. Водозаборные отверстия плотинного водоприемника устраиваются в станционной части плотины, размещаются у ее лицевой грани и оборудуются решетками и авторами. Берущие здесь же начало напорные трубопроводы (см. гл. 16) укладываются либо внутри тела бетонного массива и называются заделанными (см. рис. 20.8, а), либо по низовой грани плотины и называются выносными (см. рис. 20.2).

Поскольку ось трубопровода в пределах водоприемника в плане значительно смещена по отношению к оси агрегатов здания станции, продольные швы вдоль течения не являются сквозными, а доходят только до поперечного шва между массивом бетона водоприемника и агрегатным блоком (рис. 20.7).

Размещение водозаборных отверстий осуществляется на разных уровнях. При небольших сработках водохранилища для уменьшения давления на затворы отверстия высокого водозабора делают непосредственно под УМО так, чтобы их верхняя кромка была заглублена минимум на $1 - 2$ м под забральной балкой.

При низком водозаборе, распространенном за рубежом, отверстия размещают у основания станционной части плотины, чем достигается спрямление водоводов, уменьшение их длины, а следовательно, и потерь напора. Но давление на затворы значитель-

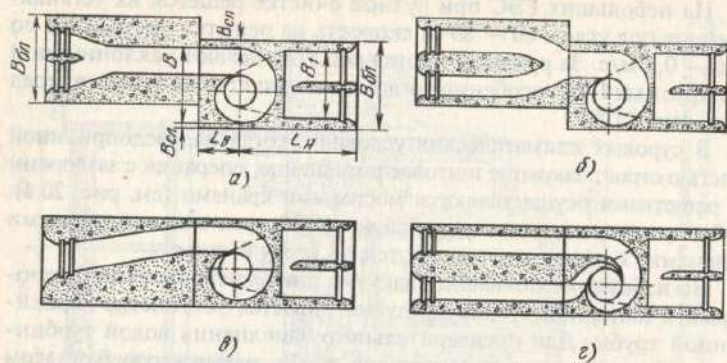


Рис. 20.7. Варианты сопряжения турбинных трубопроводов со спиральными камерами на приплотинных установках:

а — один развешенный в начале трубопровод и однопроводная спиральная камера при смещенном продольном шве на стыке водоприемника с агрегатным блоком; *б* — два трубопровода, переходящие в тройник перед спиральной камерой; *в* — один трубопровод с поворотом в пределах водоприемника для обеспечения прямых сквозных швов; *г* — два трубопровода и двухпроводная спиральная камера

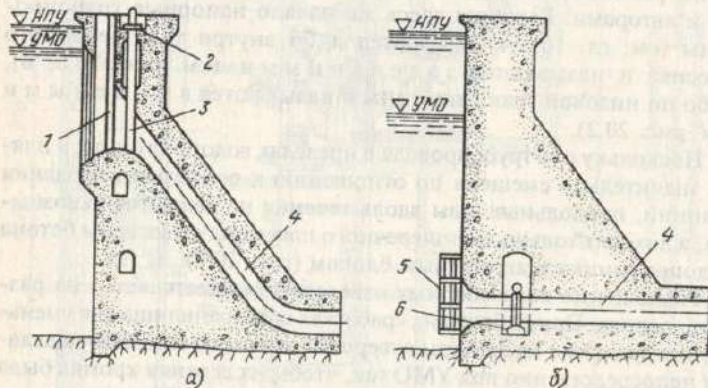


Рис. 20.8. Варианты размещения водозаборных отверстий на приплотинных установках:

а — высокий водозабор с очищаемыми решетками и плоскими затворами; *б* — низкий водозабор с неочищаемыми решетками и шаровыми или дисковыми затворами; 1 — паз очищаемой решетки; 2 — гидродъемник; 3 — паз плоского турбинного затвора; 4 — турбинный трубопровод; 5 — выносная неочищаемая решетка корзиночного типа; 6 — галерея для установки шаровых или дисковых затворов

но возрастает и приходится устанавливать более дорогие сегментные, дисковые или шаровые затворы (рис. 20.8, б).

При глубокой сработке водохранилища и на первых агрегатах, вводимых в эксплуатацию досрочно в условиях частично заполненного водохранилища, применяют вариант с размещением водозаборных отверстий на промежуточных отметках (см. рис. 20.2 и 20.11).

Каждый агрегат, как правило, питается одним напорным трубопроводом, а при сверхмощных агрегатах — двумя трубопроводами, которые переходят в тройник, как на Красноярской ГЭС с одноподводной спиральной камерой, или могут питать двухподводную спиральную камеру (см. гл. 17 и рис. 20.7, г).

На ряде установок, в частности на Днепровской ГЭС, при одном водоводе в целях уменьшения размеров плоских затворов предусматривается два водозаборных отверстия. Прямоугольные водозаборные отверстия должны плавно переходить в напорные трубопроводы круглого сечения.

Скорость течения воды на очищаемых решетках перед трубопроводами не должна превышать 1 — 1,2 м/с, при возможности ее уменьшают. Перед решетками должно быть предусмотрено свободное пространство не менее 2 — 3 м для работы грейфера в раскрытом состоянии. В условиях низкого водозабора приходится применять выносные неочищаемые решетки так называемого корзиночного типа, скорость воды на которых не должна превышать 0,3 — 0,5 м/с (рис. 20.8, б).

В большинстве случаев плоские основные затворы, устанавливаемые перед трубопроводами, обслуживаются гидродъемниками, а на старых установках — быстродействующими лебедками. Монтаж подъемных механизмов, а также обслуживание решеток и ремонтных затворов производится козловыми кранами, подкрановые пути которых прокладывают на оголовке водоприемника (см. § 19.1).

20.3. Нижняя массивная часть

При размещении на скальных породах устойчивость воспринимающего напор здания ГЭС руслового типа на сдвиг по основанию обычно заведомо обеспечивается, поэтому в целях экономии следует всемерно стремиться к уменьшению объема нижней массивной части, в которой сосредоточен основной объем бетона (см. § 22.3). Наоборот, при мягких грунтах нижняя часть зданий отличается массивностью, так как необходимо обеспечить их ус-

тойчивость на сдвиг по основанию. Промежуточное положение между этими двумя решениями занимают здания станций, строящиеся на полускальных породах.

Проточный тракт гидротурбин. Бетонные конструкции нижней массивной части здания станции должны обеспечивать оптимальные условия работы проточного тракта реактивных гидротурбин в любых режимах их работы.

Применительно к зданию ГЭС руслового типа с вертикальными агрегатами в состав проточного тракта входит водоприемная часть, спиральная бетонная камера рабочего колеса и изогнутая отсасывающая труба с коленом. При установке горизонтальных капсульных агрегатов вместо спиральной применяется коническая турбинная камера и прямоосная отсасывающая труба (см. рис. 21.8).

На приплотинных и деривационных ГЭС в нижней массивной части размещаются концевой участок трубопровода, металлическая спиральная камера, а также изогнутая отсасывающая труба (на небольших ГЭС — прямая коническая). Кроме того, на деривационных ГЭС, напор которых превышает 250 — 300 м, в здании станции с верхней стороны могут быть установлены дисковые или шаровые затворы (см. рис. 20.14) либо задвижки (см. рис. 20.13).

При установке агрегатов с ковшовыми турбинами отвод воды от них производится безнапорными лотками, переходящими в низовой канал, а подвод — кольцевыми трубопроводами (см. рис. 21.7).

Спиральные камеры. Почти на всех русловых и на некоторых деривационных ГЭС, в частности размещаемых в канале и воспринимających напор, поворотно-лопастные турбины устанавливаются в бетонных спиральных камерах таврового сечения. Обычно спиральная камера выполняется в массивном бетоне. Иногда в целях экономии, особенно при скальном основании, переходят к тонкостенной конструкции. При совмещенном с водосбросом здании ГЭС вместо симметричной тавровой формы делают несимметричную форму спиральной камеры с сечениями, полностью или частично развитыми вверх (см. рис. 21.1), либо вниз (см. рис. 20.4).

Минимальным с точки зрения ширины спиральной камеры B , а следовательно, и размера агрегатного блока поперек течения $B_{\text{ан}}$ является угол охвата $\varphi_0 = 180^\circ$, при котором $B/D_1 = 2,5 \div 2,6$ (см. §17.2). Любое увеличение угла охвата или уменьшение его на совмещенных ГЭС до 135° (см. рис. 21.2) приводит к тому, что

B/D_1 становится больше. Уменьшение угла охвата до 135° на двух крупнейших Волжских ГЭС совмещенного типа привело к снижению КПД турбин примерно на 1%.

Для определения $B_{\text{ан}}$ к B нужно добавить толщину двух полубычков. В результате, как показывает практика проектирования, при бетонных спиральных камерах, используемых для напоров до 80 м, ширина блока $B_{\text{ан}} = (2,9 \div 3,1)D_1$. Относительно большие размеры получаются при мягких грунтах за счет более толстых бычков (см. ниже).

Металлические спиральные камеры круглого сечения применяются при напорах от 50 до 700 м с углами охвата $\varphi_0 = 345 \div 360^\circ$, но ОСТ пока разработан для напоров до 400 м. В отличие от бетонных конструкций для металлических камер по мере роста напоров происходит не увеличение, а уменьшение отношения B/D_1 . Объясняется это тем, что расчетные скорости во входном сечении металлических спиралей существенно увеличиваются с ростом напоров.

В зоне напоров от 40 до 80 м могут быть применены как бетонные с металлической облицовкой при $H > 50$ м, так и металлические спиральные камеры, которые, однако, имеют большие размеры B и $B_{\text{ан}} = (4 \div 4,5)D_1$. При высоких напорах эти размеры уменьшаются и $B_{\text{ан}} = (3 \div 3,5)D_1$.

На высоконапорных установках применяют сталежелезобетонные спирали, состоящие из внешней железобетонной и внутренней стальной оболочки уменьшенной толщины. Как при стальной, так и сталежелезобетонной спиральной камере между ней и массивом бетона предусматривается зазор с мягкой прокладкой.

Отсасывающие трубы. Габариты изогнутых отсасывающих труб являются решающими для определения соответствующих размеров агрегатного блока в высоту и длину. Заводами-поставщиками гидромашин рекомендуется принимать высоту труб не менее $2D_1$ для поворотно-лопастных машин, а для радиально-осевых по мере роста напоров она увеличивается до $3,5D_1$.

Длина труб на русловых и приплотинных установках составляет обычно $(4 - 5)D_1$, а на деривационных установках при $H > 230$ м увеличивается до $(5 - 6)D_1$. Подробнее эти вопросы рассмотрены в § 17.2.

Ширина трубы на русловых ГЭС с ПЛ-гидротурбинами составляет $(2,5 - 3)D_1$, что хорошо согласуется с вышеуказанными размерами B и $B_{\text{ан}}$. При установке РО гидротурбин значения B и $B_{\text{ан}}$, как правило, больше ширины трубы, равной $(2-3,1)D_1$.

На подземных ГЭС рекомендуется применять особые типы

труб, у которых высота более $(3,5 - 4)D_1$, а ширина уменьшена до $(1,5 - 2)D_1$. Эти удлиненные трубы имеют обычно круглую или близкую к овальной форму сечения и выполняются в скальной выломке с облицовкой соответствующей толщины, зависящей от качества породы. Угол подъема подобных труб составляет до 20° , а при необходимости и больше (см. рис. 21.6).

В обычных условиях вертикальный конус и колено трубы окружены массивным бетоном. Дном горизонтального или наклонного под углом до 12° диффузора служит верх фундаментной плиты, а потолок его образуется либо перекрытием из монолитного бетона той или иной толщины, либо из сборного железобетона.

При установке горизонтальных капсульных агрегатов применяют удлиненные прямоосные отсасывающие трубы, имеющие пропускную способность, большую на 25 — 30%, чем изогнутые трубы. Пример такой установки приведен на рис. 21.8.

Фундаментная плита и бычки. Основную роль в обеспечении устойчивости русловых зданий станций, воспринимающих напор и строящихся на мягких грунтах, играет фундаментная плита. При глинистых и мелкозернистых песчаных грунтах с малыми коэффициентами трения толщина фундаментной плиты с верхней стороны может достигать 8 — 10 м и более, а с низовой стороны 3 — 4 м, изредка до 5,5 м. Подошву фундаментной плиты следует делать горизонтальной, в крайнем случае местами с возможно более пологим подъемом (см. рис. 20.1). Длина плиты вдоль течения должна быть такой, чтобы обеспечивалось давление на грунт, исключающие возможность появления растягивающих напряжений с верхней стороны.

Для удлинения путей фильтрации с верхней или низовой стороны, а при необходимости с обеих сторон, устраивают зубья с пологими откосами. Если основание сложено сильнофильтрующими грунтами, под зубьями устанавливают шпунтовую стенку (см. гл. 22).

Полускальные грунты позволяют делать фундаментную плиту с резкими переломами ее подошвы на переходе от верхней стороны к низовой. Толщина плиты с верхней стороны может быть уменьшена примерно вдвое, т.е. до 4 м и с низовой до 2 м, в зависимости от геотехнических характеристик породы.

Устройство зубьев позволяет увеличить устойчивость здания станции на сдвиг по основанию, чему способствует и подъем диффузора отсасывающей трубы на угол до 12° , который уменьшает также объем выемок грунта в нижнем бьефе по сравнению с горизонтальным дном трубы. Такой подъем делают и при скальных породах.

Толщину фундаментной плиты при скальных породах с верховой стороны уменьшают до 1 м, а с низовой — до 0,5 — 1 м (см. рис. 20.4); на очень крупных установках, например на Красноярской ГЭС, она равна 1,5 м [8]. Большая толщина назначается при значительной ширине отсасывающей трубы без промежуточного бычка.

Толщину разрезных бычков, заделанных в фундаментную плиту, при скальных грунтах следует принимать не менее 2,8 — 3 м, когда они находятся на границе агрегатных блоков или секций, отделяемых друг от друга температурно-осадочным швом (см. гл. 22).

При мягких грунтах основания толщину основных бычков увеличивают до 3,5 — 4 м и более, особенно тогда, когда они находятся на границе секций. Для полускальных грунтов принимают промежуточные средние значения рекомендованных выше толщин бычков для мягких и скальных грунтов.

Для уменьшения пролетов перекрытий над спиральными камерами и отсасывающими трубами при установке крупных гидромашин, когда эти пролеты превышают 10 — 12 м, в проточном тракте делают промежуточные бычки. Обычно толщину их принимают равной 1,8 — 2 м, при небольших размерах гидромашин ее уменьшают до 1,5 м.

На крупных русловых ГЭС при диаметрах рабочих колес гидромашин 8 м и более в отсасывающих трубах иногда делают два промежуточных бычка, что, однако, существенно ухудшает КПД, поэтому данное решение должно быть обосновано соответствующими доводами. Одновременно решается вопрос о целесообразности устройства двух бычков в спиральной камере.

Форму оголовков основных разрезных и неразрезных, а также промежуточных бычков необходимо с верхней стороны делать гидравлически наиболее совершенной во избежание потерь напора. С низовой стороны на выходе потока их делают лишь слегка закругленными.

Конец бычка в спиральной камере должен иметь удобообтекаемую форму для обеспечения свободного перетока воды из правого отсека в левый, из которого питается значительно большая часть направляющего аппарата (см. рис. 20.5). С этой целью выходная кромка бычка должна находиться от оси агрегата на расстоянии не меньше $1,4D_1$. В отсасывающей трубе расстояние до входной кромки промежуточного бычка рекомендуется принимать $1,35D_1$.

Рекомендации по определению габаритов агрегатных блоков более подробно рассматриваются в [88].

Подгенераторная шахта и другие помещения. Подгенераторная, или турбинная, шахта — это пространство между крышковой гидромашины и нижней крестовиной гидрогенератора внутри его опор в форме полого цилиндра, что хорошо видно на рис. 20.4 — 20.6.

Для прохода на крышку гидромашины с одной из сторон этого цилиндра делают дверной проем. Внутренний диаметр шахты предварительно назначается $D_{ш} = (1,3 \div 1,5)D_1$, а окончательно принимается равным внутреннему диаметру колонн статора гидротурбины.

Высота шахты зависит от формы спиральной камеры (степени ее развития вверх), толщины бетона над ней и конструкции нижней крестовины, которая должна опираться на достаточно массивный бетон. Наиболее трудно осуществлять вход в шахту при бетонных спиральных камерах, развитых вверх, и, наоборот, легче этот вопрос решается при спиральной камере, сечения которой полностью развиты вниз (см. рис. 20.1). Обычно высота шахты составляет 3,5 — 4 м и более.

Под полом машинного зала вокруг кожуха гидрогенератора или подгенераторных опор устраивается турбинный этаж, отметка пола которого определяется толщиной перекрытия над спиральной камерой максимального входного сечения. Этаж этот должен быть сквозным на всем протяжении здания станции, так как в нем прокладываются многочисленные коммуникации. На очень крупных установках это помещение может быть сделано двухэтажным.

Значительные по объему помещения получаются над отсасывающими трубами. На усиленном верхнем перекрытии этих помещений на русловых, а иногда и на приплотинных зданиях станций устанавливают главные повышающие трансформаторы (см. § 20.5). Здания станций, которые строят на скальных породах, независимо от их типа разрезаются поперек потока температурными сквозными швами на агрегатные блоки по осям основных бычков, поскольку осадка каждого отдельного блока практически исключается [3]. При этом оказывается, что расстояние между осями агрегатов $B_{ос} = B_{бр}$ (см. рис. 20.5).

Напротив, при мягких грунтах в основании возможность появления осадок делает более целесообразным поперечную разрезку температурно-осадочными швами так, чтобы в пределах одной секции находилось два-три агрегатных блока, общей длиной порядка 50 — 60 м (см. гл. 22). Большая толщина основного разрезного бычка на границе секций по сравнению с толщиной

неразрезного основного бычка между агрегатными блоками приводит к тому, что $B_{ос} > B_{бр}$ [88].

20.4. Верхнее строение

Машинный зал и крановое оборудование. По габаритным размерам машинный зал является наиболее крупной составной частью верхнего строения, в состав которого входят также монтажная площадка, а в суровых климатических условиях и щитовое помещение (см. рис. 20.4). Полногабаритный машинный зал и служащую его продолжением монтажную площадку оборудуют, как правило, мостовыми кранами, в связи с чем каркас шатра должен быть рассчитан на соответствующую крановую нагрузку.

Переход в последнее время на установку полукозловых кранов, как это осуществлено на Саяно-Шушенской (см. рис. 20.2) и Рижской ГЭС (см. рис. 20.1), Днепрогэс-II [15] и на других установках, позволяет низовую стену машинного зала делать облегченной, не рассчитанной на крановую нагрузку, что уменьшает стоимость шатра на 30 — 35%.

Каркас шатра состоит из колонн, обязательно заделанных в бетонные конструкции нижней массивной части, связанных в продольном направлении, подкрановых балок и верхнего перекрытия большей частью из стропильных ферм: односкатных (см. рис. 20.11) или двухскатных (см. рис. 20.4), а при небольших пролетах в виде железобетонной балочной конструкции (см. рис. 20.13).

Все эти элементы конструкции выполняют металлическими или железобетонными (возможны и комбинированные решения). Однако в целях экономии дефицитного металла следует всемерно ориентироваться на применение сборного железобетона заводского изготовления.

Шатер как конструкция промышленного назначения должен отвечать всем требованиям, предъявляемым к зданиям этого типа, за исключением шага колонн. Можно не придерживаться регламентированного в промышленных зданиях стандартного шага колонн, кратного 3 м, поскольку подчинение этому правилу в нижней массивной части вызывает неоправданное увеличение объема бетона здания станции. Колонны, устанавливаемые в местах, где проходят швы нижней массивной части, делают сдвоенными, несколько большего размера, чем обычные, учитывая их сквозную разрезку швами, которыми разрезаются и подкрановые балки.

Габариты шатра в длину и ширину $L_{шз}$ определяются как произведение числа агрегатных блоков l на их размер $B_{бр}$ с добавлением

длины монтажной площадки $L_{м.п.}$, т.е. $L_{м.з} = nB_{кр} + L_{м.п.}$. При использовании двух крупных кранов, ширина которых превышает $B_{кр}$, приходится отодвигать торцевую стену зала на ΔL , что соответственно увеличивает $L_{м.з}$.

Ширина шатра машинного зала $B_{м.з}$ зависит от наружного размера кожуха генератора $D_{к.г}$ и размеров проходов с обеих сторон, принимаемых равными 2—3 м в зависимости от мощности агрегатов и общей компоновки машинного зала. В среднем $B_{м.з} = D_{к.г} + 5$ м.

Высота машинного зала зависит главным образом от габаритных размеров наиболее крупной части гидроагрегата при транспортировке ее кранами во время монтажа или ремонта. В большинстве случаев определяющей является операция по транспортировке ротора генератора без вала при зонтичной конструкции и с валом при подвесной конструкции. В последнем случае для уменьшения габаритов зала в высоту целесообразно осуществлять транспортировку ротора с валом не посередине, а сбоку от соседних агрегатов, что, однако, может вызвать некоторое увеличение ширины зала (рис. 20.9, а). При установке двух кранов вал ротора может быть пропущен между кранами.

В сравнительно редких случаях высота машинного зала определяется транспортировкой рабочего колеса с валом радиально-

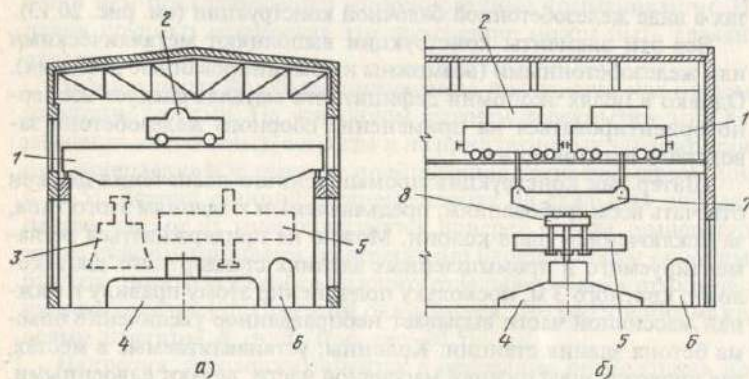


Рис. 20.9. Варианты транспортировки ротора гидрогенератора:

а — подвесного типа с валом одним краном сбоку от соседних агрегатов; б — зонтичного типа без вала двумя кранами с траверсой; 1 — мостовой кран; 2 — тележка с лебедкой; 3 — рабочее колесо радиально-осевой турбины; 4 — верхняя крестовина гидрогенератора; 5 — ротор гидрогенератора; 6 — МНУ; 7 — траверса; 8 — крепление ротора к траверсе

осевых гидромашин (см. рис. 20.1). При поворотных-лопастных турбинах следует ориентироваться на транспортировку только их втулки даже без обтекателя, который может быть отделен.

Полная высота машинного зала определяется как сумма следующих размеров: высота ротора или рабочего колеса с захватным устройством и запасом до 0,5 м над верхом соседних агрегатов, крепление к крюку крана (застропка), вынос крюка, высота моста и лебедки крана и запас над последней порядка 0,8—1 м до низа стропильной фермы или верхнего балочного перекрытия. При выполнении операций двумя кранами (рис. 20.9, б) добавляется еще высота траверсы [88].

В продольных стенах машинного зала для лучшей освещенности делают окна максимальной высоты, за исключением мест, где установлены пожароопасные трансформаторы (см. § 18.7).

Учитывая монументальность сооружений зданий ГЭУ, их внешнему архитектурному оформлению и интерьерам должно быть уделено надлежащее внимание.

В целях экономии в благоприятных климатических условиях применяют пониженную конструкцию машинного зала, т.е. переходят к полукрытому типу установок (см. § 21.4) или к облегченной конструкции шатра в виде ангара с внутренним козловым краном (см. рис. 20.3).

Принципы определения габаритов щитового помещения над водоприемной частью руслых установок примерно такие же, как и для машинного зала. Длина этих помещений обычно одинакова. Ширина определяется числом пазов, предусматриваемых в водоприемной части, межпазовыми расстояниями и свободным пространством перед решетками для маневрирования грейфером (см. § 20.2). Высота определяется операцией по транспортировке секции рабочего затвора с учетом застропки и выноса крюка крана, а также габарита мостового крана и его лебедки (высота секции решетки назначается меньше, чем затвора).

Монтажная площадка. Размеры монтажной площадки выбираются таким образом, чтобы на ней во время первичного монтажа оборудования и последующих его ремонтов могли быть размещены основные части одного агрегата, не считая зоны, которая занята концевым участком подъездного пути, т.е. въездом железной или автомобильной дороги.

Поскольку весь шатер здания обслуживается одними и теми же кранами, ширина площадки принимается равной ранее выбранной ширине машинного зала, т.е. $B_{м.п.} = B_{м.з}$.

Длина монтажной площадки $L_{м.п}$ зависит от размеров монтируемого оборудования, ширины подъездного пути, если он сделан фронтальным, и ширины "мертвой", не обслуживаемой краном зоны в торце (см. ниже). Минимальной длина монтажной площадки получается в тех случаях, когда пол ее находится на одной отметке с машинным залом, т.е. $\nabla МП = \nabla МЗ$, так как в этом случае часть монтируемых деталей агрегата может быть размещена на примыкающей к ней части машинного зала.

Обычно при небольшом числе агрегатов (до четырех-пяти) и при $\nabla МП = \nabla МЗ$ следует принимать $L_{м.п} = (1 \div 1,2) B_{бн}$ с проверкой габаритов ее в плане на основании "раскладки" основных деталей гидроагрегата (рис. 20.10). К их числу относятся: ротор генератора, подпятник, рабочее колесо гидромашины и ее крышка с регулирующим кольцом и другие малогабаритные детали. Крестовина гидрогенератора может быть установлена на роторе или под ним.

Согласно нормам технологического проектирования длина монтажной площадки не должна превышать $1,5 B_{бн}$ [11]. Однако при большом числе агрегатов отступают от этого правила и принимают $L_{м.п} = (1,5 \div 2) B_{бн}$ или делают две монтажные площадки, как на Братской ГЭС.

Во всех случаях необходимо учитывать наличие "мертвой", не обслуживаемой краном зоны в торце монтажной площадки, равной примерно половине ширины крана — $0,5 B_{кр}$ (при грузоподъемности кранов 400 — 500 т $B_{кр}$ достигает 14 — 16 м). В связи с этим ось фронтального подъездного пути должна быть удалена от

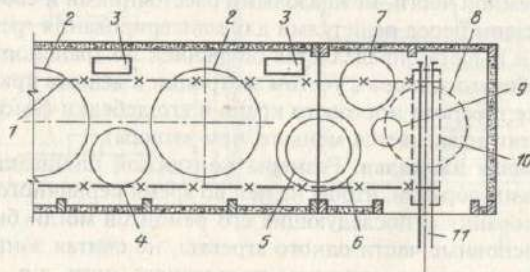


Рис. 20.10. Монтажная площадка с фронтальным подъездным путем:

1 — зона действия главного крюка крана; 2 — смонтированные агрегаты; 3 — МНУ; 4 — крышка турбины; 5 — ротор гидрогенератора; 6 — верхняя крестовина; 7 — рабочее колесо; 8 — первичное положение верхней крестовины; 9 — опора плиты с подпятником; 10 — вагон (платформа); 11 — ось подъездного железнодорожного пути

торцевой стены на расстояние более $0,5 B_{кр}$, а при необходимости сама стена отодвинута.

Габариты монтажной площадки в плане должны быть выбраны таким образом, чтобы на ней можно было выполнять необходимые операции с трансформаторами, которые на собственном ходу по рельсовому пути соответствующей ширины транспортируются на место установки либо в обратном направлении при ремонте или при замене на новые после истечения срока службы.

При определении габаритов монтажной площадки сложным является выбор отметки ее пола $\nabla МП$, т.е. высоты $H_{м.п}$, так как в практике проектирования часто отметка въезда подъездного пути на монтажную площадку $\nabla ПП$ получается значительно ниже $\nabla МЗ$ (см. рис. 20.6).

Решается вопрос двояко: 1) предпочитают опустить монтажную площадку на более низкие отметки, что потребует некоторого увеличения ее $L_{м.п}$, так как $\nabla МП = \nabla ПП < \nabla МЗ$ и использовать ближайший агрегатный блок невозможно; 2) на низкой отметке делают только подъездной путь, а для остальной части площадки сохраняют условие, что $\nabla МП = \nabla МЗ$.

Когда монтажная площадка становится как бы двухэтажной, под ее рабочей площадью можно сделать трансформаторную мастерскую, т.е. предусмотреть внизу помещение таким образом, чтобы операция по поднятию и опусканию сердечника трансформатора ни в коем случае не вызвала увеличения $H_{м.п}$. Последнее условие необходимо соблюдать и тогда, когда $\nabla МП = \nabla МЗ$. С этой целью для операций с трансформатором делают местное понижение пола — трансформаторную яму такой глубины, чтобы из-за подъема сердечника не пришлось увеличивать $H_{м.п}$.

Подъездные пути и мостовые переходы. Местоположение монтажной площадки зависит от рельефа местности и типа подъездного пути железнодорожного или автодорожного. Въезд этого пути на русловых гидроузлах большей частью, а на приплотинных почти всегда фронтальный, так как крутые берега, особенно на приплотинных гидроузлах, практически исключают возможность осуществить подъезд с торца, т.е. поперек горизонталей. Подъезд с торца может оказаться целесообразным на деривационных установках и изредка на русловых, когда его можно сделать по берме плотины из местных материалов.

Подъезд на монтажную площадку следует делать прямолинейным и на подходе к ней без уклона. Ширина въезда исходя из железнодорожного габарита при нормальной колее 1524 мм должна быть не менее 4,5 — 5 м, а при совмещении его с путями

прокатки трансформатора назначается исходя из длины последнего с соответствующими запасами с обеих сторон. Этим определяется и ширина ворот на монтажной площадке.

Уклоны подъездных путей к сооружениям гидроузла обычно не должны превышать при железнодорожном транспорте 0,003 и автомобильном 0,09 (как исключение, 0,1), а минимальные радиусы закруглений соответственно 100 — 150 и 35 м (желательно не менее 300 и 125 м). В исключительных, специально обоснованных случаях допускаются отклонения от этих рекомендаций.

Наиболее приемлемым местом размещения мостовых переходов на русловых зданиях станций являются консоли бычков водоприемной части, при необходимости несколько выдвинутые в сторону верхнего бьефа. Такое решение хорошо согласуется с прокладкой транзитного пути аналогичным способом на водосливной плотине и по гребню плотины из местных материалов.

Со стороны нижнего бьефа одним из простейших вариантов является устройство мостового перехода на консолях низовых бычков (см. рис. 20.1) с дальнейшим выходом пути на берму плотины из местных материалов на всем ее протяжении или с подъемом на гребень. Однако сравнительно низкие отметки подобного перехода не всегда позволяют аналогично решить вопрос об устройстве моста в пределах водосливной плотины.

Наиболее приемлемым местом размещения мостовых переходов транзитных дорог на приплотинных установках является расширение бетонного оголовка станционной части плотины с низовой его стороны или более экономичный вариант — устройство мостов на контрфорсах, примыкающих к оголовку (см. рис. 20.11).

Что касается внутростанционных служебных мостовых переходов на низких отметках, т.е. непосредственно в пределах здания станции, то они при наличии свободного моста могут быть сделаны над отсасывающими трубами, а в затрудненных условиях — на консолях низовых бычков (см. рис. 20.2).

20.5. Компонировка зданий станций

Русловые ГЭС. При небольших напорах до 15 — 20 м на русловых ГЭС стали теперь устанавливать горизонтальные капсульные агрегаты (см. рис. 21.8), что обеспечивает значительное сокращение длины здания станции поперек русла реки по сравнению с вертикальными машинами [3]. Экономия от применения капсульных агрегатов составляет 15 — 20%. Довольно часто их устанавливают на низконапорных водосливных ГЭС (см. §21.2).

Когда ГЭС оборудована вертикальными поворотно-лопастны-

ми турбинами, конструкция и компоновка здания станции на мягких или слабых полускальных грунтах в основании требуют устройства толстой фундаментной плиты для обеспечения устойчивости его на сдвиг (см. рис. 20.1).

При скальных грунтах конструкцию здания делают возможно более компактной и легкой. Наглядным примером служит Палокоргская ГЭС (см. рис. 20.4). Если бы она строилась в менее суровых климатических условиях, то можно было бы отказаться и от щитового помещения, сделав открытое щитовое отделение с козловыми кранами.

Главные повышающие трансформаторы устанавливают обычно с низовой стороны здания станции над отсасывающими трубами, где предусматривается также путь для прокатки их на собственном ходу (см. рис. 20.1). Непосредственно над отсасывающими трубами образуется значительное пространство, которое используют для устройства помещений, разделяемых на ряд этажей. Иногда пространство над отсасывающими трубами полностью (см. рис. 20.4) или частично (см. рис. 20.1) заполняется водой.

Приплотинные установки. В большинстве приплотинных зданий станций установлены агрегаты с вертикальными радиально-осевыми гидромашинами. При этом типе здания станций воспринимают напор только по сечению трубопроводов, заделанных или выносных (см. §20.2).

Для установки трансформаторов и путей их прокатки, как правило, используется пазуха, образующаяся с верховой стороны между низовой гранью плотины и стеной машинного зала. В связи с этим и помещения, предназначенные для размещения устройств электрической части, также находятся с верховой стороны (рис. 20.11).

Станционная часть плотины может быть массивной гравитационной, как на большинстве приплотинных установок, либо облегченного типа, например контрфорсной на Зейской ГЭС или арочно-гравитационной на Саяно-Шушенской ГЭС (см. рис. 20.2).

Интересным примером в мировой практике гидростроительства является постройка одной из крупнейших в мире ГЭС Гури в две очереди, что позволило увеличить установленную мощность более чем втрое, доведя ее до 10,3 ГВт [88].

На крупнейшей в мире ГЭС Итайпу мощностью 12,6 ГВт станционная часть плотины высотой до 196 м имеет расширенные швы. Выносные трубопроводы имеют уникальный диаметр 10,5 м (рис. 20.12). Обращает внимание большое количество помещений рядом с машинным залом.

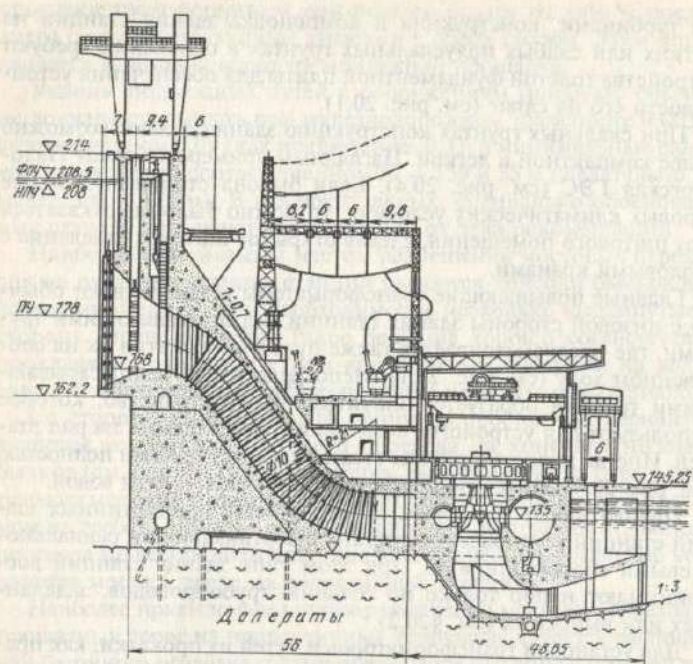


Рис. 20.11. Приплотинная Богучанская ГЭС на р. Ангаре ($H_p = 65,5$ м; $Q = 585$ м³/с; $D_1 = 7,5$ м; $n = 90,9$ об/мин; $N = 12 \times 333 = 4000$ МВт)

Деривационные установки. Строительство зданий станций этого типа, воспринимающих напор только по сечению трубопроводов, осуществляется в очень широком диапазоне напоров вплоть до 1800 м, что предопределяет возможность установки на них гидравлических машин разных типов в вертикальном и реже в горизонтальном исполнениях (см. гл. 17).

При напорах до 700 м, как правило, устанавливают радиально-осевые гидромашин, а при больших напорах — ковшовые турбины. При напорах более 250 — 300 м на напорных трубопроводах необходимо устанавливать быстродействующие затворы обычно шарового, иногда дискового типов (см. гл. 16). В случаях, когда оптимальным оказывается вариант установки этих затворов внутри здания станции, а не в отдельном помещении, компоновка здания усложняется и размеры его увеличиваются.

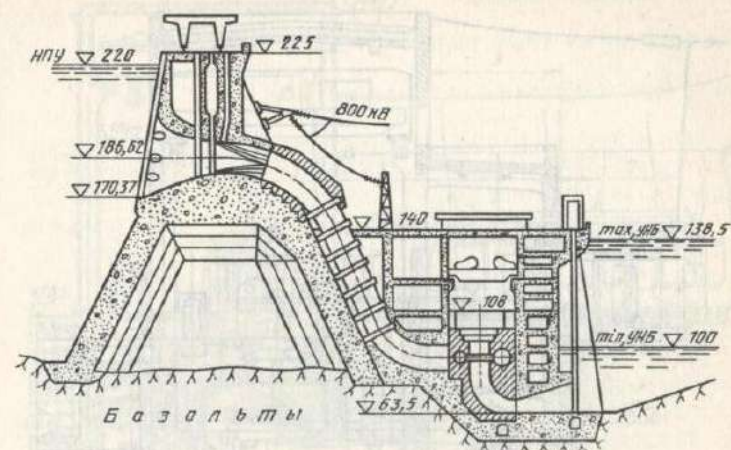


Рис. 20.12. Крупнейшая в мире ГЭС Итайпу на р. Паране (Бразилия — Парагвай) с массивно-контрфорсной станционной частью плотины ($H_p = 118,4$ м; $Q = 690$ м³/с; $D_1 = 8,5$ м; $n = 92,3$ об/мин; $N = 18 \times 700 = 12\,600$ МВт)

Вместо индивидуальных водоводов для каждого агрегата на высоконапорных деривационных установках сравнительно небольшие расходы воды позволяют осуществлять питание здания станции одним-двумя водоводами, которые переходят в коллектор, размещаемый вдоль этого здания (рис. 20.13). Более целесообразным решением является устройство коллектора вне здания станции.

При установке ковшовых турбин подвод воды осуществляется кольцевым трубопроводом, занимающим в плане значительную площадь (см. рис. 21.7). Отвод воды от турбин часто производится безнапорным лотком-каналом с плоским ремонтным затвором, обслуживаемым электрической талью.

Свойственное деривационным установкам применение гидрогенераторов подвешенного типа обуславливает целесообразность островной или полуостровной компоновки и транспортировки их ротора с валом сбоку от соседних агрегатов, которые размещаются асимметрично по отношению к продольной оси здания станции (рис. 20.14).

Поскольку не исключается возможность разрыва трубопровода при аварии, а для горных условий характерна возможность возникновения таких опасных для зданий станций явлений, как

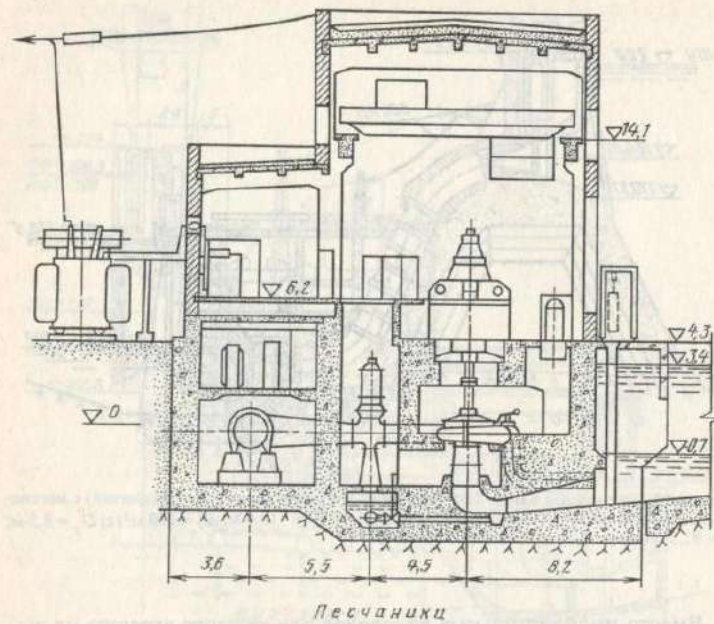


Рис. 20.13. Здание деривационной Тересля-Рикской ГЭС с радиально-осевыми турбинами, перед которыми установлены задвижки, и островной компоновкой гидрогенераторов ($H_p = 200$ м; $Q = 6$ м³/с; $D_t = 1,6$ м; $n = 600$ об/мин; $N_t = 3 \times 9 = 27$ МВт)

ливневые и селевые потоки, снежные лавины, камнепады и оползни, иногда отказываются от наиболее простого фронтального подвода трубопроводов и переходят на боковой подвод или предусматривают соответствующие защитные мероприятия (бетонные стенки, усиленные парапеты, отводные лотки и т.п.).

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначается здание ГЭС и каким требованиям оно должно удовлетворять?
2. Каковы основные типы зданий ГЭС?
3. Оборудование водоприемной части здания ГЭС и его назначение.
4. Преимущества и недостатки различных вариантов прокладки турбинных трубопроводов в станционной части плотин приплотинных ГЭС.

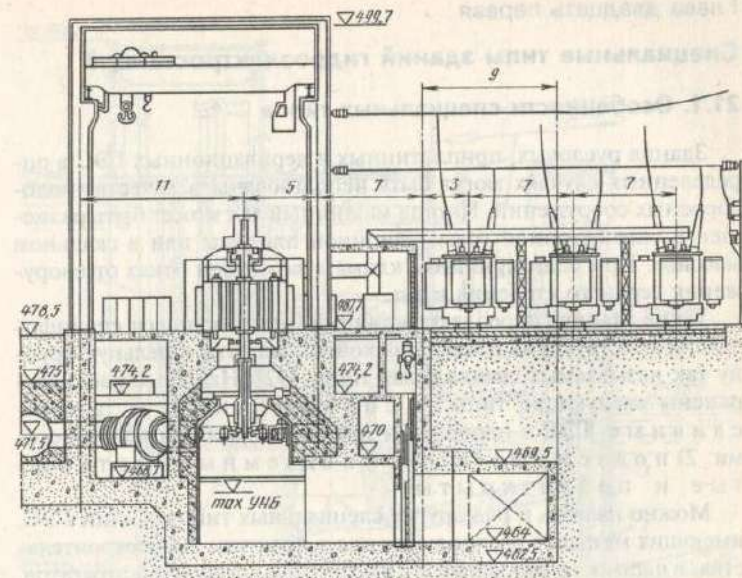


Рис. 20.14. Здание деривационной ГЭС Чивор (Колумбия) с ковшовыми турбинами и полуостровной компоновкой гидрогенераторов ($H_p = 741$ м; $Q = 19$ м³/с; $D_t = 2,36$ м; $n = 450$ об/мин; $N_t = 8 \times 125 = 1000$ МВт)

5. От чего зависит толщина основных и промежуточных бычков зданий ГЭС?
6. Как определяют габариты машинного зала зданий ГЭС?
7. Виды монтажных кранов зданий ГЭС и их влияние на выбор типа здания.
8. Назначение монтажной площадки и ее габариты.

Темы рефератов

1. Здания станций крупнейших ГЭС мира и их основное оборудование.
2. Выбор размеров агрегатного блока ГЭС в зависимости от функциональных особенностей и применяемого основного оборудования.
3. Обзор рациональных вариантов прокладки турбинных трубопроводов приплотинных ГЭС.

Специальные типы зданий гидроэлектростанций

21.1. Особенности специальных типов

Здания русловых, приплотинных и деривационных ГЭС в определенных случаях могут быть использованы в качестве водосбросных сооружений. Иногда машинный зал может быть размещен в теле бетонной гравитационной плотины или в скальном массиве. При благоприятном климате возможен отказ от сооружения верхнего строения и т.п.

Такие здания гидроэлектростанций, отличающиеся специфической конструкцией и компоновкой, выделяют в отдельную группу так называемых **специальных** типов [92]. Наиболее распространены следующие типы: 1) совмещенные и водосливные ГЭС с напорными или безнапорными водосбросами; 2) подземные и полуподземные; 3) открытые и полукрытые.

Можно назвать и ряд других специальных типов зданий ГЭС, имеющих меньшее распространение в практике гидростроительства, в частности бычковые и с двухрядной установкой агрегатов, а также несколько комбинированных типов, полуподземных-полукрытых, встроенно-водосливных и др. (см. §21.5).

Области применения и характерные особенности основных специальных типов зданий станций приведены в табл. 21.1, а параметры крупнейших в мире ГЭС и ГАЭС этих типов — в табл. 21.2.

21.2. Совмещенные и водосливные здания ГЭС

Совмещенные здания станций. На первых совмещенных зданиях станций безнапорные водосбросные галереи по высоте размещали между опорными частями гидрогенераторов и потолком спиральной камеры турбины. Затворы устанавливали с верховой стороны галерей, высокое расположение которых исключало возможность использования их для пропуска паводковых расходов в строительный период.

На большинстве отечественных совмещенных ГЭС осуществлен наиболее совершенный для строительного периода вариант с напорными донными галереями, которые берут начало под водоприемной частью здания станции, огибают тор отсасывающей трубы и выводятся над выходным ее участком, где устанавливают основные затворы. В начале этих заглубленных галерей, которые

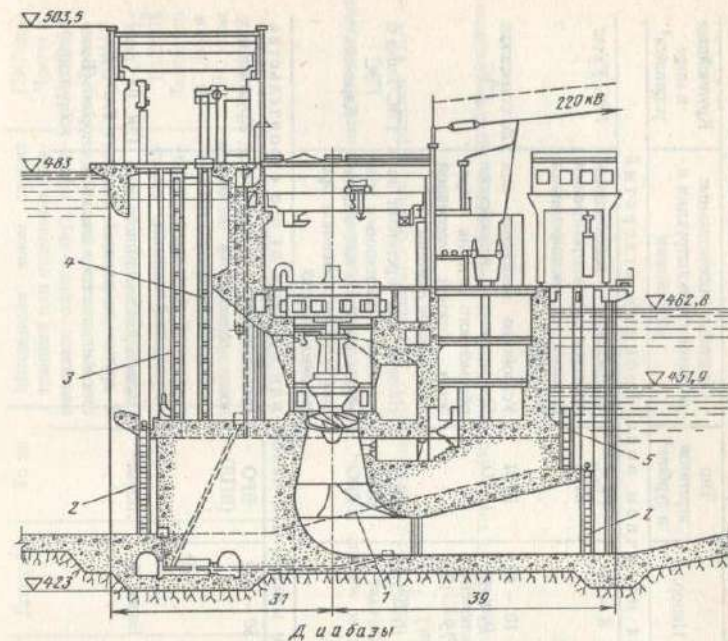


Рис. 21.1. Вилуйская ГЭС-III совмещенного типа с напорными водосбросными галереями: 1 — очертание дна водосбросной галереи; 2 — ремонтные затворы; 3 — сороудерживающая решетка; 4 — турбинный затвор, обслуживаемый гидропальником; 5 — основной затвор водосброса

используют для пропуска строительных расходов, размещают ремонтные затворы (рис. 21.1).

Площадь сечения галерей может значительно изменяться вдоль течения или быть постоянной. Обычно входное отверстие имеет в 2,5 — 3 раза большую площадь, чем сечение на продольной оси здания станции, а сечение выходного расчетного отверстия F_0 делают еще на 3 — 5% меньше, чтобы увеличить скорость воды, как в насадке [92].

При хорошо подобранной плавно изменяющейся форме сечений галерей на всем их протяжении коэффициент расхода μ достигает 0,95 — 0,98, а расход воды Q , м³/с, при напоре H_0 , имеющем место в паводок,

$$Q = \mu F_0 \sqrt{2gH_0}$$

Таблица 21.1. Основные факторы, определяющие целесообразность применения зданий станций специальных типов

Тип здания	Типы ГЭС	Характерные места размещения	Грунты, пригодные для размещения	Напор, м	Тип агрегатов и турбин ³	Основные отличительные особенности конструкции и компоновки	Крупнейшая в мире установка ⁴
I. Группа типов, отличающихся наличием водобросных отверстий							
Бычковый	ГЭС	В русле ¹	Любые ²	8 — 30	ГКА, ВПЛ	Чередование водосливных пролетов с одноагрегатными блоками — расширенными бычками	ГЭС Уэллс
Совмещенный	ГЭС	То же	То же	10 — 40 (как исключение, 75 — 125)	ВПЛ (ВРО)	Устройство напорных или безнапорных водобросов переменного сечения в пределах нижней массивной части здания станции	Волгодарская ГЭС
Водосливный и встроенно-водосливный	ГЭС (иногда ГАЭС)	" "	То же (при $H > 40$ м — скальные)	10 — 200	ГКА, ВПЛ, ВРО	Наличие над агрегатами водосливов с постоянным размером пролетов или отдельных лотков-трамплинов при высоких напорах	ГЭС Таба и ГЭС Каракайя
II. Группа типов, отличающихся специфичным машинным залом или отказом от его строительства							
Встроенный	ГЭС	В русле реки	Скальные	50 — 150	ВРО (ВПЛ)	Машинный зал в виде полости размещается в теле массивной бетонной гравитационной или арочно-гравитационной плотины	Крупных нет
Подземный	ГЭС и ГАЭС	В береговом склоне	То же	Более 20	Любые ⁵	Полость для машинного зала и других помещений станции выполняется в скальном массиве	ГЭС Ла Гранд и ГАЭС Диноррик (Великобритания)

Полуподземный	ГЭС и ГАЭС	В береговом склоне или на берегу низового водоема ГАЭС	Любые	Более 30	То же	Машинным залом служит траншея или отдельные шахты для одного-двух агрегатов, при нескальных грунтах — железобетонная полость конструкции	ГЭС Эль Чохон и ГАЭС Бас Каунти (США)
Открытый и полуподземный	ГЭС и ГАЭС	Любые	То же	Любые	" "	Открытая установка агрегатов или наличие пониженного малотарифного машинного зала с наружным размещением козловых или полукозловых кранов	ГАЭС Ладдингтон (США) и ГЭС Илья Солтейра

¹ Может оказаться целесообразным размещение в канале.

² Имеются в виду обычные скальные, полускальные и мягкие грунты, не обладающие какими-либо отрицательными свойствами, которые исключали бы возможность строительства.

³ Условие обозначения вертикальных турбин: ВПЛ — поворотно-лопастные, ВРО — радиально-осевые, агрегатов: ГКА — горизонтальные капсульные (в скобках — как исключение).

⁴ Параметры нижеперечисленных ГЭС приведены в табл. 21.2.

⁵ Подразумеваются все типы турбин, устанавливаемых на ГЭС, а также двухмашинная, трехмашинная и четырехмашинная схемы агрегатов, применяемых на ГАЭС (см. § 25.4).

Таблица 21.2. Крупнейшие ГЭС специальных типов

Наименование ГЭС	Страна	Год пуска	Напор, м	Мощность, МВт	Агрегаты ¹	Тип здания
Ла Гранд-П	Канада	1979	140	5328	16×333	Подземный
Черчилл Фолс	Канада	1972	321	5225	11×475	То же
Шингу	Бразилия	Строится	125	4000	10×400	Встроенно-водосливный
Рогунская	Таджикистан	То же	320	3600	6×600	Подземный
Илья Солтейра	Бразилия	1973	50	3200	20×160	Полуоткрытый
Нурекская	Таджикистан	1972	275	2700	9×300 ²	Полуподземный-полуоткрытый
Волгоградская	Россия	1958	27	2530	22×115	Совмещенный
Фоз-до-Арейя	Бразилия	1980	140	2508	6×430	Полуоткрытый
Самарская	Россия	1955	30	2300	20×115	Совмещенный
Асуанская	Египет	1970	75	2100	12×175	То же
Каракайя	Турция	1988	160	1800	6×300 ³	Встроенно-водосливный
Саратовская	Россия	1968	15	1350	21×60	Совмещенный и полуоткрытый
Ингульская	Грузия	1978	404	1300	2×45 ⁴	Подземный
Токтогульская	Киргизия	1976	183	1200	5×260	Подземный
Чиркейская	Россия	1974	205	1000	4×300	Водосливный двухрядный ⁵
Уэллс	США	1968	30	850	4×250	Бычковый
Евфратская (Табка)	Сирия	1974	48	800	10×85	Водосливный

¹ Указано число и мощность агрегатов, МВт.

² Намечается перемаркировка на 333 МВт.

³ По новым данным, требующим проверки, 350 МВт.

⁴ Горизонтальные капсульные агрегаты.

⁵ Имеется в виду двухрядная установка агрегатов.

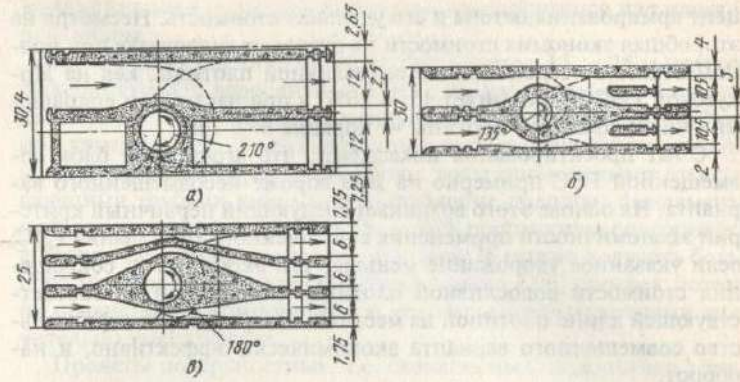


Рис. 21.2. Варианты числа водосбросных напорных галерей совмещенных ГЭС при разных углах охвата спиральной камеры φ_0 :

a — одна галерея 210°; *б* — две галереи 135°; *в* — три галереи 180°

По числу напорных донных галерей в агрегатном блоке различают три варианта: с одной, с двумя или тремя галереями, что связано с углами охвата φ_0 спиральных камер (рис. 21.2). Отношение расходов водосбросов агрегатного блока и турбины $Q_в/Q_t$ находится примерно в пределах от 1,2 до 3 и лишь на Саратовской ГЭС составило 3,35, что потребовало весьма существенного и вряд ли оправдываемого увеличения отношения $B_{вх}/D_1$ до 4,37.

При соответствующем образом подобранном отношении $Q_в/Q_t$ и высотном размещении выходных отверстий водосбросных галерей по отношению к уровням нижнего бьефа во время паводков может быть получен существенный эффект эжекции, т.е. восстановление напора [3, 90].

К основным преимуществам строительства совмещенных ГЭС относятся: сокращение фронта бетонных сооружений, что иногда позволяет отказаться от сооружения перемычек второй очереди и улучшает условия судоходства в строительный период; возможность использования для пропуска строительных расходов донных водосбросных галерей; восстановление напоров во время прохождения паводков благодаря эффекту эжекции.

К числу основных недостатков зданий совмещенного типа относятся некоторое усложнение условий эксплуатации за счет наличия водосбросных галерей и затворов на них, а также то, что при устройстве галерей вследствие большей изрезанности нижней массивной части здания могут несколько повыситься про-

цент армирования бетона и его удельная стоимость. Несмотря на это, общая экономия стоимости на русловых гидроузлах при полном отказе от строительства водосливной плотины, как на Иркутской ГЭС [5] достигает 15 — 20%, а при частичном сокращении числа пролетов плотины — порядка 8 — 10%.

Опыт проектирования показывает, что агрегатный блок совмещенной ГЭС примерно на 20% дороже несовмещенного варианта. На основе этого возникает следующий первичный критерий экономичности применения совмещенного типа здания ГЭС: если указанное удорожание меньше, чем экономия от сокращения стоимости водосливной плотины, заменяемой на соответствующей длине плотиной из местных материалов, то строительство совмещенного варианта экономически эффективно, и наоборот.

Особое место занимают высоконапорные совмещенные установки. Наглядным примером служит Асуанская ГЭС на р. Нил (см. табл. 21.2). В каждом агрегатном блоке здания станции с бетонной спиральной камерой, имеющей $\phi_0 = 285^\circ$, сделана одна водосбросная галерея с сегментным затвором в конце, которая ответвляется от водовода, питающего турбину [92]. Примерно такой же вариант осуществляется при еще большем напоре на ГЭС Котинго-1 (рис. 21.3).

Водосливные здания станций. На водосливных зданиях станций сброс воды осуществляется поверхностными, обычно пря-

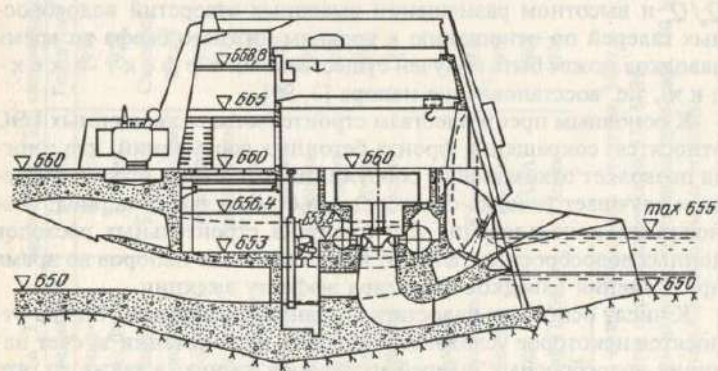


Рис. 21.3. Высоконапорная совмещенная ГЭС Котинго-1 (Бразилия) с сегментными затворами на напорных водосбросах ($H_p = 125$ м; $N_p = 10 \times 400 = 4000$ МВт)

молинейными в плане водосбросами, находящимися над машинным залом.

На крупных равнинных реках при напорах 15 — 25 м целесообразно строить водосливные ГЭС с горизонтальными капсульными агрегатами (ГКА), размещенными в конической турбинной камере [3.15]. Такая компоновка весьма существенно уменьшает отношение $B_{\text{на}}/D_1 \leq 2,4$. Отвод воды прямоосными отсасывающими трубами уменьшает заглубление подошвы фундаментной плиты и увеличивает на 25 — 30% пропускную способность агрегата, т.е. при относительно меньшем D_1 можно получить большую мощность. В результате длина здания ГЭС поперек потока по сравнению с компоновкой с вертикальными агрегатами значительно уменьшается.

Пролеты поверхностных, т.е. безнапорных, водосливов с широким порогом размещаются по всей длине здания станции и разделяются бычками, находящимися на границе агрегатных блоков. Коэффициент расхода таких водосливов $m = 0,36 \div 0,38$, а пропускная способность Q , м³/с, пролета шириной b при переливающемся слое H , м,

$$Q = mb\sqrt{2g} H^{3/2}.$$

Отечественная практика проектирования и строительства водосливных ГЭС, оборудованных ГКА, показывает, что экономия стоимости за счет сокращения фронта бетонных сооружений в целом по гидроузлу достигает 20 — 25%, особенно тогда, когда полностью ликвидируется водосливная плотина [92].

На низконапорных водосливных ГЭС как с ГКА, так и с вертикальными агрегатами монтаж агрегатов производится снаружи установленными козловыми кранами через люки со съемными крышками в верхнем перекрытии здания ГЭС. Одновременно это перекрытие служит и водосливом, что является основным недостатком этих вариантов.

Если напоры превышают 30 м и на ГЭС устанавливаются агрегаты мощностью примерно 80 — 100 МВт, представляется возможность избавиться от указанного недостатка и монтажные мостовые краны установить внутри машинного зала, т.е. отказаться от устройства люков. Примером наиболее крупной водосливной ГЭС с внутренними мостовыми кранами служит ГЭС Табка (рис. 21.4). Подобные типы зданий станций построены в составе Днестровского [15] и Плявиньского [8] гидроузлов.

Особое место занимает группа высоконапорных водосливных

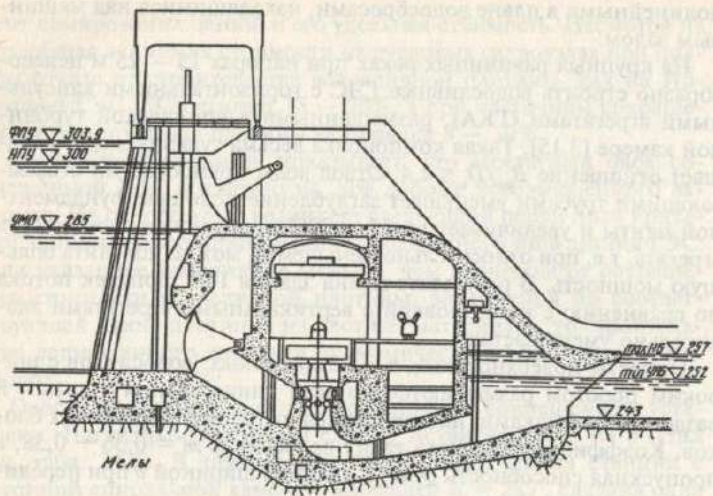


Рис. 21.4. ГЭС Табка водосливного типа с сегментными затворами в составе Евфратского гидроузла в Сирийской Арабской Республике ($H_p = 48$ м; $D_1 = 6,0$ м; $n = 150$ об/мин; $N_p = 8 \times 100 = 800$ МВт)

установок, которые строят в узких каньонобразных ущельях. При сравнительно небольших паводковых расходах ограничиваются устройством одного-двух лотков-трамплинов, обеспечивающих дальний отлет струи от здания станции (рис. 21.5). На ряде водосливных ГЭС, построенных во Франции, лотки-трамплины сделаны встречного направления, чтобы обеспечить соударение струй для интенсивного гашения энергии [92].

В соответствующих условиях, при наличии достаточно высокой гравитационной или арочно-гравитационной плотины и при сравнительно небольших агрегатах, целесообразно строительство установок комбинированного встроено-водосливного типа (см. рис. 21.9); примеры их имеются в [6,88].

21.3. Подземные и полуподземные установки.

Подземные здания станций. Подземные установки последние десятилетия получают все большее распространение, особенно в связи с активным строительством ГАЭС во многих странах (см. §25.5). Общее число этих установок в мире превышает

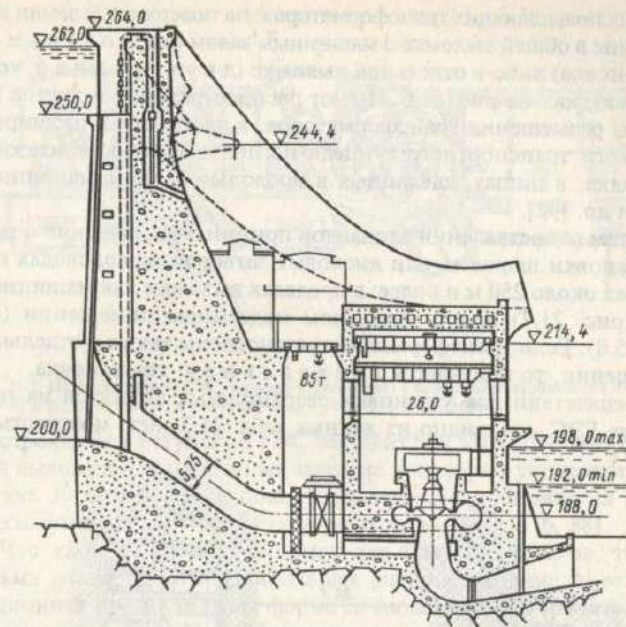


Рис. 21.5. Высоконапорная ГЭС Шастан (Франция) водосливного типа ($H_p = 71$ м; $Q_p = 135$ м³/с; $n = 150$ об/мин; $N_p = 3 \times 75 = 200$ МВт)

600, что в несколько раз больше количества всех других вместе взятых установок специальных типов. Способствуют этому и большие достижения в области горнопроходческих работ — применение горных комбайнов, а также специальных экскаваторов с укороченной стрелой и значительным объемом ковша.

Очень широкий диапазон напоров, при которых строятся подземные установки, а также разнообразие типов устанавливаемых на ГЭС и ГАЭС агрегатов определяют возможность разработки многочисленных вариантов компоновки и конструкции, подлежащих сопоставлению для выбора оптимального решения.

В зависимости от типа установки и напора при заданной мощности и числе агрегатов в первую очередь определяют оптимальный для данных условий тип гидравлических машин и в целом гидроагрегатов, габариты которых оказывают влияние на форму и размеры подземных выломок.

Одновременно должен быть решен вопрос о месте размещения

главных повышающих трансформаторов: на поверхности земли или в глубине в общей выломке с машинным залом (однозальная компоновка) либо в отдельной выломке (двухзальная компоновка), как на рис. 21.6. Имеют распространение и другие варианты размещения трансформаторов, в частности в расширенной части транспортного туннеля на подходе его к монтажной площадке, в нишах, сделанных в продольной стене машинного зала, и др. [92].

Путем сопоставления вариантов принимается решение о месте установки шаровых или дисковых затворов на водоводах при напорах около 250 м и более: в пределах выломки для машинного зала (рис. 21.7) или в отдельном подземном помещении (см. рис. 25.8). Если трансформаторы установлены также в отдельном помещении, то получается трехзальная компоновка.

Препятствий для установки сверхмощных агрегатов на подземных ГЭС, как видно из данных табл. 21.2, нет: мощность их

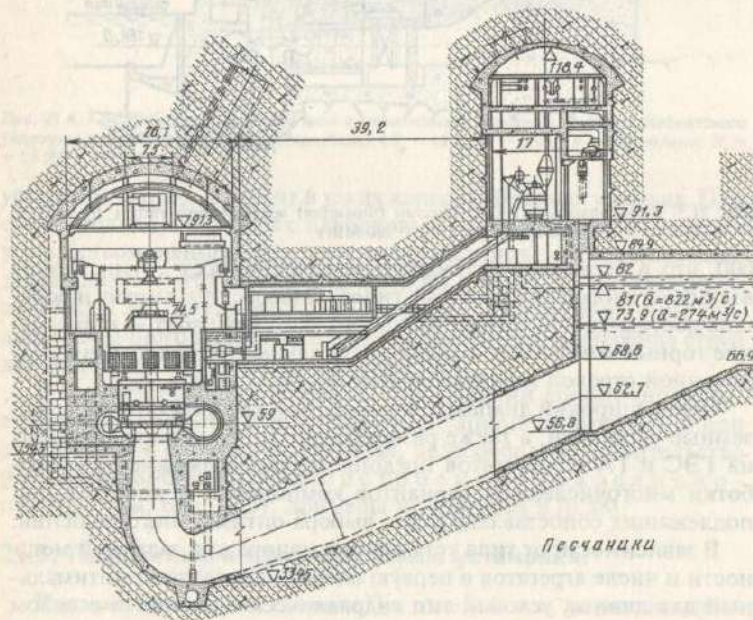


Рис. 21.6. Рогунская ГЭС на р. Ваши подземного типа с двумя залами ($H_p = 245$ м; $Q_p = 274$ м³/с; $D_1 = 6,0$ м; $n = 166,7$ об/мин; $N_p = 6 \times 600 = 3600$ МВт)

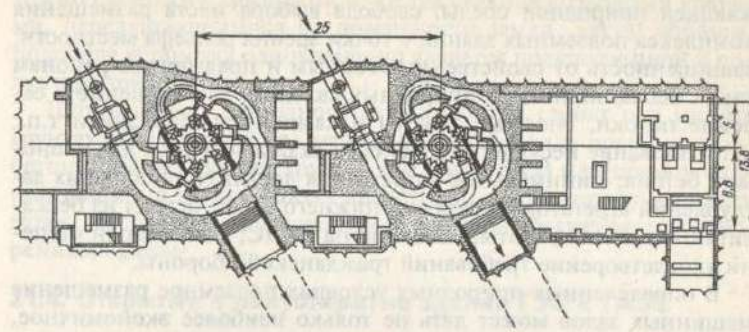


Рис. 21.7. План подземной ГЭС Аурланд-1 (Норвегия) с ковшовыми турбинами ($H = 243$ м; $Q_p = 32$ м³/с; $D_1 = 3,08$ м; $n = 375$ об/мин; $N_p = 2 \times 243 = 486$ МВт)

на строящейся Рогунской ГЭС составит 600 МВт. Ширина скальной выломки для машинных залов на некоторых установках достигала 30 м и более, а полная высота при установке на ГАЭС трехмашинных вертикальных агрегатов 50 — 60 м [6, 88].

Что касается формы выломок для машинных залов, то они весьма разнообразны. Наибольшее распространение имеет традиционная прямоугольная форма со сводом иногда значительной толщины (см. рис. 21.6). При прочных породах стены иногда оставляют в естественном состоянии без облицовки и даже отказываются от крепления свода (см. рис. 25.8). Взамен этого применяют усиленную анкерровку, иногда с преднапряженными анкерами [91].

В определенных условиях целесообразной является овальная или эллипсоидная (см. рис. 25.12), иногда круглая форма машинного зала, которые лучше всего отвечают напряженному состоянию скального массива при устройстве в нем полости. При этом ограничиваются облицовкой толщиной 20 — 30 см, но с условием выполнения усиленной анкерровки по всему контуру полости.

При слабых грунтах и больших пролетах применяют почти полукруглую или близкую к ней форму с толстой облицовкой по всему контуру машинного зала [6]. Эта форма хорошо сочетается с применением горизонтальных агрегатов и установкой рядом с ними в машинном зале трансформаторов, отделяемых пожаростойкой стенкой [8].

К числу основных преимуществ подземных установок относятся: незначительные изменения экологических условий окру-

жающей природной среды; свобода выбора места размещения комплекса подземных зданий с точки зрения рельефа местности; защищенность от свойственных горным и предгорным районам таких неблагоприятных природных явлений, как ливневые и селевые потоки, снежные лавины и камнепады, оползни и т.п.; использование несущей способности скальных пород для экономии бетона; минимальные затраты для достижения больших заглублений агрегатов под уровни нижнего бьефа исходя из бескавитационной их работы, особенно на ГАЭС; в некоторой степени удовлетворение требований гражданской обороны.

В определенных природных условиях подземное размещение машинных залов может дать не только наиболее экономичное, но и единственно приемлемое решение.

Неизбежные недостатки при подземном размещении гидротановки вызваны трудностями транспортных связей с поверхностью земли, а также неудобствами эксплуатации в условиях искусственного освещения и принудительной вентиляции.

Полуподземные здания станций. У полуподземных установок весь агрегат находится ниже отметки поверхности земли спланированной пристанционной площадки [6, 8, 104].

Наиболее распространенным и целесообразным для строительства крупных установок является так называемый т р а н ш е й - н ы й тип полуподземного здания станции, при котором машинным залом служит поверхностная скальная выемка в виде сквозной траншеи, а верхним перекрытием служит стропильная ферма, как на Вилуйской ГЭС [5], или бетонный свод, когда выемка сделана в скале [92].

На ряде установок над поверхностью земли возвышается полногабаритный машинный зал с мостовыми кранами, подобно тому как это показано на рис. 25.9, но чаще предпочитают более экономичный комбинированный п о л у п о д з е м н ы й - п о л у о т к р ы т ы й тип зданий станции с пониженным машинным залом (см. рис. 25.10). Такой вариант может с успехом строиться только в условиях благоприятного климата.

Вопрос о допустимости перехода от полногабаритного к пониженному, малогабаритному машинному залу должен быть решен с учетом экономии стоимости и требований эксплуатации, предъявляемых к данной установке.

При сравнительно малом числе агрегатов в соответствующих благоприятных условиях отдают предпочтение ш а х т н о м у типу полуподземных установок, который отличается тем, что шахты, сделанные в скальном грунте, имеют люки в верхнем перекры-

тии со съёмными крышками и обслуживаются козловыми кранами, передвигающимися по поверхности земли. Таким образом, подобная установка одновременно является полуподземной и полуоткрытой.

Шахтный тип для одного-двух агрегатов строят и в мягких грунтах путем устройства машинного зала в виде полый железобетонной конструкции круглой (см. рис. 25.11) или прямоугольной формы в плане. Шахта аналогично предыдущему варианту может иметь люки с крышками или агрегаты обслуживаются внутренним краном.

21.4. Открытые и полуоткрытые здания ГЭС и ГАЭС

Открытые здания станций. У зданий станций открытого типа машинный зал отсутствует и генераторы вертикальных агрегатов защищены от атмосферных воздействий съёмными колпаками. Подъем металлических или железобетонных колпаков во время ремонта и осмотра производится снаружи установленными, как правило, козловыми кранами. Иногда исходя из особенностей конструкции и компоновки здания станции рациональной оказывается применение полукозловых кранов [8] или устройство эстакады с мостовыми кранами.

Строительство открытых зданий может осуществляться при любых напорах и любых геологических условиях, если только грунты в основании пригодны по своим геотехническим характеристикам. Однако необходимыми являются благоприятные климатические условия с умеренной температурой, отсутствием тяжелых ливней, а также сильных ветров, могущих вызывать пыльные бури.

С точки зрения обеспечения нормальных условий эксплуатации необходимо предусматривать мероприятия, обеспечивающие защиту генераторов от попадания в них пыли и капель воды, конденсирующихся на внутренней поверхности колпаков при снижении наружной температуры.

До сих пор открытые установки строились главным образом в США, по одной-две ГЭС успешно эксплуатируются в Швеции, ГДР и других странах даже в условиях умеренного климата. Некоторое усложнение условий эксплуатации открытых установок компенсируется существенной экономией затрат на их сооружение.

Полуоткрытые здания станций. На п о л у о т к р ы т ы х установках в верхнем перекрытии малогабаритного пониженного ма-

шинного зала устроены люки со съёмными круглыми или квадратными крышками, операции с которыми производятся, как правило, козловыми кранами (рис. 21.8). Иногда предпочитают установку полукозловых кранов или устройство эстакады с мостовыми кранами.

На ряде ГЭС и ГАЭС полуоткрытого типа кроме наружных козловых кранов внутри пониженного машинного зала установлен вспомогательный мостовой кран грузоподъемностью 30 — 50 т, который используют для текущего мелкого ремонта при закрытых крышках люков (см. рис. 25.10). Установка таких кранов даже при большом количестве агрегатов требует специального обоснования.

Строительство полуоткрытых установок возможно при любых напорах и любых геологических условиях (см. табл. 21.1). Они могут строиться в менее благоприятных климатических условиях, чем открытые, поскольку генераторы вертикальных или горизонтальных агрегатов находятся в машинном зале, хотя и малогабаритном. Количество их в мире составляет около 150, в том числе в странах СНГ более 10 [92].

Возможно строительство таких зданий станций, как совмещенные — полуоткрытые и полуподземные — полуоткрытые. Примерами служат следующие установки

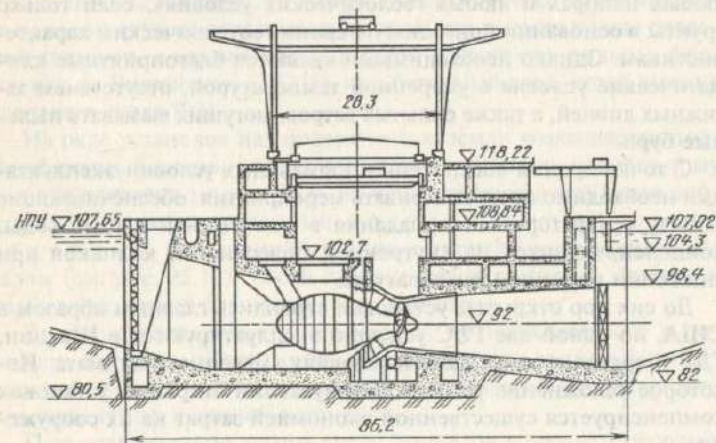


Рис. 21.8. Русловая ГЭС Надьмарош на р. Дунае (Чехословакия — Венгрия) полуоткрытого типа с горизонтальными капсульными агрегатами ($N_g = 6,8$ М; $Q = 466$ м³/с; $D_g = 7,5$ м; $n = 62,5$ об/мин; $N_e = 6 \times 26,3 = 158$ МВт)

[15]: совмещенная-полуоткрытая Саратовская ГЭС, а также полуподземные-полуоткрытые Киевская ГАЭС и Нурекская ГЭС — одна из крупнейших установок мира этого типа (см. табл. 21.2).

Экономичность строительства открытых и полуоткрытых установок обеспечивается благодаря полному отказу от строительства машинного зала при открытом типе или сокращением его объема при полуоткрытом типе, а также более быстрому пуску агрегатов вследствие опережающего монтажа козловых кранов на более низких отметках (в отличие от необходимости сооружения шатра до высоты установки подкрановых путей мостовых кранов).

Экономическая эффективность второго фактора является обычно даже более высокой, чем первого. Новым эффективным решением является замена шатра машинного зала, несущего крановую нагрузку, на облегченную не несущую этой нагрузки конструкцию в виде ангара над козловыми кранами (см. рис. 20.3).

Основным недостатком полуоткрытого типа установок является некоторое усложнение условий эксплуатации, вызванных более стесненными габаритами пониженного машинного зала, а для открытого типа зависимость срока ремонта агрегатов от погоды. Однако более чем полувековой опыт эксплуатации полуоткрытой Ивановской ГЭС в довольно суровых климатических условиях показывает, что возникающие затруднения успешно преодолеваются.

21.5. Прочие специальные типы установок

Двухрядная установка агрегатов ГЭС. В условиях очень узких каньонобразных ущелий значительная длина здания станции может оказаться шире створа и возникает необходимость выполнения больших объемов скальных работ на берегах. В подобных случаях целесообразно строительство зданий станций с двумя рядами размещением вертикальных агрегатов. Вдоль течения агрегаты устанавливаются в два ряда один за другим. В верхнем их ряду агрегаты имеют более глубокие и длинные отсасывающие трубы, а в низовом — нормальных габаритов. В плане агрегаты иногда размещают в шахматном порядке.

В СНГ построены две крупные ГЭС с двухрядной установкой агрегатов — Чиркейская и Токтогульская [5]; последняя одновременно относится и к водосливному типу, поскольку имеет водосброс над крышей здания станции (см. табл. 21.2).

Бычковые ГЭС. Комплекс сооружений состоит из водослив-

ных пролетов плотины (обычно с широким порогом), которые чередуются с расширенными до необходимых размеров бычками, служащими агрегатными блоками для установки горизонтальных или вертикальных машин.

Монтаж и ремонт агрегатов обычно производится козловыми кранами (обслуживающими и водосливные пролеты плотины) через люки со съёмными крышками, т.е. так же, как на полукрытых установках.

К числу преимуществ бычковых ГЭС, служащих альтернативным вариантом русловых установок, в первую очередь относятся: заметное сокращение длины фронта бетонных сооружений благодаря совмещению одноагрегатных блоков с расширенными бычками водосливной плотины; лучшие условия растекания потока в нижнем бьефе благодаря наличию расширенных бычков; возможность промыва наносов, а также пропуска плавающих тел и сора без осложнения условий эксплуатации водоприемников одноагрегатных блоков; использование бокового эффекта эжекции для восстановления напора в паводковый период.

Основной недостаток бычковых ГЭС заключается в том, что расчленение агрегатных блоков водосливными пролетами заметно усложняет эксплуатацию разобщенных ими агрегатов.

В мире построено более 20 бычковых ГЭС [92], в том числе крупнейшая Уэллс (см. табл. 21.2). Дальнейшим развитием идеи строительства бычковых ГЭС в узких створах может служить устройство в расширенных бычках-блоках донных водосбросных галерей, т.е. переход к бычково-совмещенному типу.

Встроенные ГЭС. Установка относительно крупных агрегатов в машинном зале, сделанном в виде полости внутри тела глухой гравитационной плотины, возможна только при достаточной ее высоте (см. табл. 21.1). Наличие полости сильно усложняет напряженное состояние тела плотины, увеличивает степень армирования, а значит, и удельную стоимость бетона, которая возрастает и вследствие значительно более сложных условий производства работ. В результате этот тип не получил распространения.

Встроенно-водосливные ГЭС. Размещение агрегатов осуществляют внутри полости достаточно высокой водосливной плотины, что способствует применению этого подварианта в практике гидростроительства. В мире построено и успешно эксплуатируется до 10 установок такого типа в составе гидроузлов с гравитационными (рис. 21.9) и арочно-гравитационными плотинами.

Для пропуска паводковых расходов в зависимости от их вели-

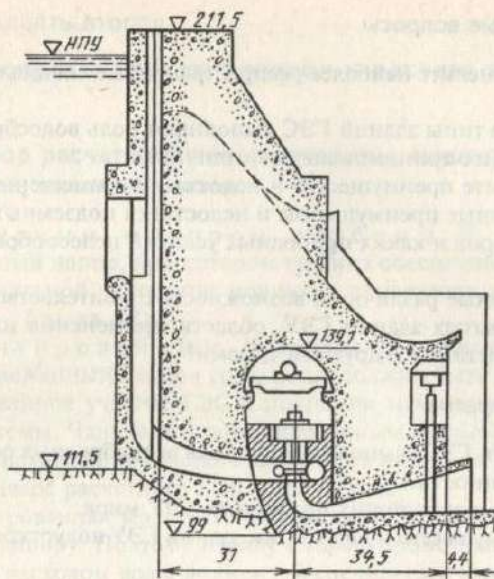


Рис. 21.9. Встроенно-водосливная ГЭС Фэнтань (КНР) с двухъярусными водосбросами ($H = 100$ м; $N_1 = 4 \times 100 = 400$ МВт)

чины используются отдельные лотки-трамплины, как на ГЭС Монтейнар [6], или вся длина верхнего перекрытия здания станции [88], как на самой мощной в мире такого типа ГЭС Каракайя (см. табл. 21.2). В обоих случаях узкие створы позволили успешно применить арочно-гравитационные плотины. Отброс потока воды от сооружения обеспечивается путем подбора оптимальных параметров носка водослива (высотного положения, угла схода струи, степени растекания по фронту, наличия прорезей и т.п.).

Предплотинные ГЭС. В Индонезии построена весьма оригинальная ГЭС Джатилухур мощностью 129 МВт с шестью агрегатами при напоре до 80 м [8]. Это сооружение в виде железобетонной цилиндрической башни высотой и диаметром около 100 м размещается в верхнем бьефе перед плотиной из местных материалов. Таким образом, ГЭС Джатилухур является комбинированной башенно-предплотинной и встроенно-водосливной установкой [92].

Контрольные вопросы

1. Перечислите наиболее распространенные специальные типы ГЭУ.
2. Какие типы зданий ГЭС выполняют роль водосбросных сооружений (их принципиальные отличия)?
3. Укажите преимущества и недостатки совмещенных ГЭС.
4. Основные преимущества и недостатки подземных ГЭУ. Для каких напоров и каких природных условий целесообразно их сооружение?
5. Основные различия и возможность строительства открытых и полукрытых зданий ГЭУ, области применения их по напорам и в сочетании с другими типами?

Темы рефератов

1. Здания ГЭС, выполняющие роль водосбросных сооружений и их особенности.
2. Обзор крупнейших подземных ГЭУ мира.
3. Преимущества и недостатки зданий ГЭУ полукрытого типа.

Глава двадцать вторая

Общие вопросы проектирования и расчета зданий ГЭС

22.1. Выбор расчетного напора турбины, мощности генератора, числа агрегатов

Расчетным напором турбины H_p называется минимальный напор, при котором турбина обеспечивает получение номинальной активной мощности генератора при расчетном $\cos \varphi_{\text{ном}}$ (см. гл. 18).

Гарантированным $H_{\text{гпр}}$ считается напор в энергетически напряженный период года, когда должно быть обеспечено гарантированное участие ГЭС в покрытии максимума нагрузки энергосистемы. Чаще всего гарантированным оказывается напор в период прохождения годового максимума нагрузки, т.е. напор в декабре-январе расчетного маловодного года.

Гарантированная мощность ГЭС должна быть обеспечена по воде и по напору. Поэтому наряду с гарантированным зарегулированным расходом воды должен обеспечиваться гарантированный напор.

При напорах ниже расчетного ($H < H_p$) мощность агрегата ограничивается турбиной. Если не допускается форсирование мощности генератора, то при напорах выше расчетного ($H > H_p$) мощность гидрогенератора ограничивается по номинальной мощности $P_{\text{ном}}$ генератора и остается постоянной, равной номинальной мощности гидроагрегата $N_{\text{га}} = P_{\text{ном}}$, если $\cos \varphi$ генератора не меняется. При этом в зоне напоров от H_p до H_{max} мощность турбины недоиспользуется.

Диаметр турбины определяется по номинальной мощности агрегата и расчетному напору. При округлении диаметра турбины до ближайшего унифицированного значения и частоты вращения до синхронной изменяются параметры гидроагрегата. При этом для использования полной мощности турбины в общем случае необходимо изменить или расчетный напор, или номинальную мощность турбины.

При выбранном диаметре турбины изменение расчетного напора H_p потребует изменения мощности генератора. Чем выше будет назначаться расчетный напор H_p , тем больше должна быть мощность генератора, и наоборот. Следовательно, при заданном числе турбин и их диаметре увеличение расчетного напора H_p

По соотношению дополнительных затрат по ГЭС и экономии затрат по заменяемой мощности тепловой электростанции или другой ГЭС можно определить наивыгоднейшую мощность генератора. Соответствующий этой мощности напор считается расчетным напором H_p .

3-й случай. На ГЭС устанавливается сезонная, дублирующая мощность. Этот случай может иметь место когда незарегулированная или малозарегулированная ГЭС предназначена для работы в энергосистеме с большим сезонным снижением нагрузки, достаточным для проведения ремонта агрегатов. В данном случае определяется выгодность увеличения мощности генератора для выработки сезонной электроэнергии и получения экономии топлива в системе. Сопоставляя дополнительные затраты по ГЭС при увеличении мощности ее генераторов с экономией в энергосистеме затрат по топливу, можно определить наивыгоднейшую мощность генератора и тем самым получить значение H_p .

Выбор числа агрегатов. При одних и тех же параметрах (напоре и мощности) самыми дешевыми оказываются турбины ПР, затем РО и самыми дорогими ПЛ. К тому же из-за протечек масла в реку поворотно-лопастные турбины оказываются самыми неблагоприятными в экологическом отношении.

К настоящему времени на ЛМЗ разработаны и осваиваются конструкции ПЛ турбин без протечек масла через уплотнения.

Наблюдается общая тенденция к уменьшению числа агрегатов, так как это обычно дает уменьшение стоимости ГЭС.

Для небольших ГЭС, не имеющих существенного значения для энергосистем, в которых ГЭС будут работать, ограничиваются установкой двух, а иногда одного агрегата.

Для ГЭС средней мощности три-четыре агрегата дают хорошую рабочую характеристику станции и часто оказываются экономически оптимальными.

В первом приближении число агрегатов определяют ориентируясь на значение средневзвешенного КПД по мощности:

$$\eta_{\text{срвз}} = \frac{\sum \Delta N_i \Delta t_i \eta_i}{\sum \Delta N_i \Delta t_i},$$

где ΔN_i — располагаемая мощность ГЭС; Δt_i — промежуток времени.

При более детальном проектировании число агрегатов выбирается на основе технико-экономических расчетов.

Для сверхмощных ГЭС число агрегатов Z часто определяют

исходя из возможности завода по изготовлению крупнейших агрегатов с P_{max} :

$$Z = \frac{N_{\text{уст}}}{P_{\text{ген max}}}.$$

Мощность турбины $N_{\text{max}} = P_{\text{max}} \eta_{\text{ген}}$.

Зная мощность турбины N_{max} и расчетный напор H_p , можно определить все параметры турбины.

22.2. Плановое и высотное положение здания ГЭС

Основным этапом проектирования здания ГЭС является компоновка гидроагрегатного блока и определение его габаритов. При компоновке гидроагрегатного блока должны быть установлены: расположение генераторов по отношению к турбине, тип подгенераторных опорных конструкций, габариты турбинной шахты, плановые и высотные размеры и разрезы гидроагрегатного блока.

Высотное положение здания ГЭС определяется расположением рабочего колеса в отношении уровня воды в нижнем бьефе.

Допустимая высота отсасывания реактивной турбины H_s зависит от ее мощности и напора. Уровень нижнего бьефа ГЭС колеблется в больших пределах в течение года, недели, суток. Поэтому при установке турбины на той или иной отметке фактическая высота отсасывания $H_{\text{ф}}$ при эксплуатации все время меняется. Наинизший уровень нижнего бьефа не может определить высотное положение рабочего колеса турбины, так как уровень становится наинизшим при остановленных турбинах. Высотное положение рабочего колеса выбирают по реально возможному наихудшему сочетанию допустимой высоты отсасывания H_s и уровня нижнего бьефа $\nabla \text{НБ}$ с учетом возможного размыва русла в будущем и с учетом подпора от плотины нижерасположенной ГЭС. Наихудшее сочетание H_s и $\nabla \text{НБ}$ будет давать минимум алгебраической суммы $\nabla \text{НБ} + H_s$. Положительное значение H_s должно добавиться, а отрицательное H_s вычитаться из отметки $\nabla \text{НБ}$.

В предварительных расчетах ограничиваются рассмотрением, как минимум, двух режимов:

- 1) работы полной мощностью минимального числа турбин при расчетном напоре;
- 2) то же при максимально возможном напоре.

Для этих режимов в условиях неустановившегося режима в бьефах ГЭС определяется алгебраическая сумма $\nabla \text{НБ} + H_s$. Наи-

меньшая сумма $\nabla\text{НБ} + H_s$ в первом приближении считается отметкой расчетной плоскости турбины $\nabla\text{РК} = \nabla\text{НБ}_p + H_{sp}$. В гл. 17 указано, где проходит расчетная плоскость у турбин разных типов.

Если минимальная нагрузка турбины N_{min} мала, то наименьшая сумма $\nabla\text{НБ} + H_s$ и более низкая отметка расчетной плоскости турбины может получаться при максимально возможном напоре и минимальной нагрузке.

При детальном проектировании высотное положение рабочего колеса определяется в результате анализа суточных режимов работы ГЭС и ее турбины.

С целью более надежных результатов необходимо провести расчеты для нескольких суточных режимов в летних и зимних условиях для разных среднесуточных расходов ГЭС и разных отметок верхнего бьефа и построить кривую обеспеченности $\nabla\text{НБ} + H_s$ по которой при заданной обеспеченности, например, $p = 98 \div 99\%$ определяется отметка расчетной плоскости турбины.

На рис. 22.2 дана схема высотной привязки здания ГЭС с поворотно-лопастными турбинами. Отложив от расчетного уровня нижнего бьефа $\nabla\text{НБ}_p$ расчетную высоту отсасывания H_{sp} (вверх, если $H_s > 0$, и вниз, если $H_s < 0$), получим отметку $\nabla\text{РК}$ оси поворота лопастей рабочего колеса. От этой отметки $\nabla\text{РК}$ отложим вверх значения h_1 и $b_0/2$. В результате получим отметку $\nabla\text{О}$ оси направляющего аппарата и отметку $\nabla\text{К}$ верха конуса отсасы-

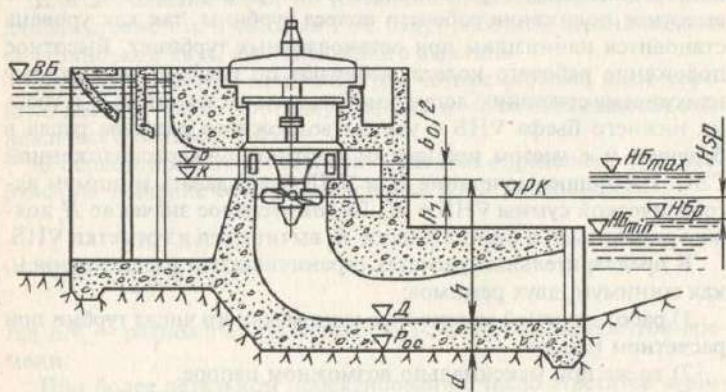


Рис. 22.2. Схема высотной привязки здания ГЭС

вающей трубы. Затем, зная высоту отсасывающей трубы h , можно определить отметку дна $\nabla\text{Д}$ отсасывающей трубы и при известной толщине плиты d расчетную отметку $\nabla\text{Р}_\infty$ основания здания ГЭС.

Исходя из отметки оси направляющего аппарата и габаритов турбинной шахты, длины вала и габаритов генератора, можно определить отметки пола турбинного помещения и пола машинного зала. Затем определяют отметки подкрановых путей, а в конечном итоге — отметки крыши здания.

Таким образом, почти все отметки здания ГЭС с реактивными турбинами определяют последовательно, исходя из минимального расчетного уровня воды в нижнем бьефе $\nabla\text{НБ}_p$, расчетной высоты отсасывания H_{sp} и отметки $\nabla\text{РК}$ расчетной плоскости турбины.

Высотное положение ковшовых турбин определяется по условиям незатопления оборудования и надводных помещений здания ГЭС при высоких уровнях воды в отводящем канале. Если колебания уровней воды в нижнем бьефе велики, то с целью уменьшения потерь напора при низких уровнях может оказаться целесообразным устройство для отжатия воды в кожухе турбины сжатый воздух от компрессора. Это позволяет располагать рабочее колесо ниже наивысшего уровня воды в отводящем канале.

При выборе местоположения здания ГЭС необходимо обеспечить плавный подвод воды к турбинам ГЭС и по возможности плавный отвод отработавшей воды от здания. Размещение здания низконапорной русловой ГЭС на пойме требует расчисток в верхнем бьефе и устройства водоотводящего канала. При расположении здания ГЭС в русле реки приходится делать расчистки в нижнем, а иногда и в верхнем бьефах. Для приплотинных ГЭС обычно требуется только расчистка в нижнем бьефе (более подробно — см. гл. 12).

Местоположение здания ГЭС в гидроузле определяется в результате технико-экономического сравнения вариантов компоновки гидроузла и лабораторного исследования его моделей.

Иногда по условиям общей компоновки гидроузла приходится отступать от такого расположения, которое является наилучшим для здания, но затрудняет размещение других сооружений гидроузла и требует увеличения суммарных капиталовложений и ежегодных издержек по гидроузлу.

При обосновании местоположения здания деривационной ГЭС учитывается изменение затрат по всем сооружениям станцион-

ного узла — напорному бассейну или уравнительному резервуару, турбинному трубопроводу, зданию ГЭС, отводящему каналу или туннелю, повышающей подстанции, подъездным путям и т.п., а также по концевому участку отводящей деривации, если он изменяется. При изменении длины подводящей или отводящей деривации или турбинного трубопровода в технико-экономических расчетах учитывается изменение потерь напора, мощности и выработки энергии ГЭС.

22.3. Основные положения расчета устойчивости и прочности зданий ГЭС

Здания ГЭС, их конструкции и основания рассчитываются на устойчивость и прочность по методу предельных состояний.

Эти расчеты выполняются по двум группам предельных состояний.

По *первой* (полная непригодность конструкций ГЭС и ее основания к эксплуатации) выполняются расчеты общей прочности и устойчивости, общей фильтрационной прочности основания, прочности отдельных элементов здания ГЭС, разрушение которых приводит к прекращению эксплуатации; расчеты перемещений конструкций, от которых зависит прочность или устойчивость сооружения в целом, и др.;

по *второй* (непригодность к нормальной эксплуатации) выполняются расчеты основания на местную и фильтрационную прочность, расчет по ограничению перемещений и деформаций, образованию или раскрытию трещин и строительных швов.

При расчетах зданий ГЭС, их конструкций и основания следует соблюдать следующее условие, обеспечивающее недопущение наступления предельных состояний:

$$\gamma_n \gamma_c F \leq R \gamma_c$$

где γ_n — коэффициент надежности по ответственности (назначению) сооружения, учитывающий капитальность и значимость последствий наступления тех или иных предельных состояний. При расчетах по предельным состояниям первой группы принимаются следующие значения γ_n — для каскада сооружений ГЭС: I — 1,25; II — 1,20; III — 1,15; IV — 1,1. При расчетах по предельным состояниям второй группы γ_n принимают равным 1,0; при расчетах естественных склонов γ_n следует принимать как для ря-

дом расположенного проектируемого сооружения; γ_c — коэффициент сочетаний нагрузок, принимаемый равным: при расчетах по предельным состояниям первой группы — для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации 1; то же для периода строительства и ремонта 0,95 и для особого сочетания нагрузок 0,9; при расчетах по предельным состояниям второй группы 1; F — расчетное значение обобщенного воздействия (сила, момент, напряжение, деформация или другой параметр, по которому производятся оценки предельного состояния ГЭС); R — расчетное значение обобщенной несущей способности, деформации или другого параметра, нужного для проектирования ГЭС; γ_c — коэффициент условий работы, учитывающий тип сооружения, конструкции или основания ГЭС, вид материала, приближенность расчетных схем, вид предельного состояния.

В расчетах учитываются также коэффициенты надежности по материалам γ_m , грунтам γ_g и по нагрузке γ_f ; эти коэффициенты используются для определения расчетных сопротивлений бетона, арматуры, грунта и расчетных нагрузок. В некоторых случаях расчетные сопротивления и нагрузки определяются после статистической обработки результатов экспериментальных исследований и наблюдений.

В расчетах по второй группе предельных состояний значения коэффициентов надежности γ_m , γ_g , γ_f , как правило, принимаются равными 1.

Перечень нагрузок на гидротехнические сооружения дан в СНиП 2.06.01-88 [99].

Для зданий ГЭС I и II классов капитальности обычно проводятся в дополнение к расчетам экспериментальные исследования для обоснования общей и местной прочности и устойчивости.

Расчеты на общую устойчивость и прочность, по деформациям и по раскрытию трещин с учетом очередности возведения выполняют для здания ГЭС в целом и для отдельных ее секций.

Расчеты на местную прочность и на образование трещин проводят только для отдельных конструктивных элементов здания ГЭС. При этом расчеты ГЭС, их оснований и отдельных элементов на прочность и устойчивость следует производить для наиболее неблагоприятных расчетных случаев эксплуатационного и строительного периодов с учетом последовательности возведения и ввода в эксплуатацию ГЭС.

Контрольные вопросы

1. Какие факторы влияют на выбор расчетного напора турбины?
2. Порядок выбора мощности генератора.
3. Чем определяются размеры здания ГЭС в плане?
4. Как определяется отметка подошвы здания ГЭС?
5. По каким методам рассчитываются конструкции здания ГЭС?

Темы для реферата

1. Определение размеров здания ГЭС в плане и по высоте для агрегатов с ПЛ- и РО-турбинами.
2. Мероприятия по уменьшению величины и неравномерности осадок сооружений.

Глава двадцать третья

Рекомендации по расчету железобетонных конструкций здания ГЭС

23.1. Общие сведения

Массивные бетонные и железобетонные конструкции здания ГЭС проектируют в соответствии с требованиями [97]. Выполняют расчеты несущей способности, т.е. прочности и устойчивости равновесия (предельные состояния первой группы), расчеты трещиностойкости (отсутствия трещин) и расчеты, подтверждающие, что возможные трещины в бетоне не превзойдут безопасных значений их раскрытия. В необходимых случаях для элементов, подверженных действию многократно повторной нагрузки, выполняют расчет на выносливость, т.е. проверяют отсутствие возможности разрушения от "усталости".

В расчетах прочности усилия или напряжения определяют от расчетных нагрузок, т.е. нормативных нагрузок, умноженных на коэффициенты надежности по нагрузке γ_n , значения которых даны в нормах проектирования [99]. Коэффициенты γ_f в большинстве случаев равны или больше 1, но если снижение какой-либо из нагрузок уменьшает несущую способность, для нее берется значение $\gamma_f < 1$ (например, собственный вес при расчете прочности растянутой зоны внецентренно сжатых элементов).

При проверке прочности бетонных конструкций в качестве критерия прочности принимают напряжения:

$$\gamma_k \gamma_n \sigma_b \leq \gamma_c \gamma_b R_b; \quad (23.1)$$

$$\gamma_k \gamma_n \sigma_{br} \leq \gamma_c \gamma_b \gamma_{sh} \gamma_h R_{br}; \quad (23.2)$$

где γ_k — коэффициент сочетания нагрузок; γ_n — коэффициент, учитывающий ответственность сооружения (класс); γ_c — коэффициент условий работы сооружения; γ_h — коэффициент, учитывающий влияние на прочность градиента деформаций и зависящий от высоты растянутой зоны сечения; γ_{sh} — коэффициент, учитывающий влияние формы поперечного сечения элемента; γ_b — коэффициент условий работы бетона, зависящий от сочетания нагрузок, их повторяемости, вида напряженного состояния, вида конструкции и условия ее работы (значения коэффициентов даны в [97, 99]; R_b, R_{br} — расчетные сопротивления при сжатии и растяжении, зависящие от принятого класса бетона [97]; σ_b, σ_{br} — сжимающие и растягивающие напряжения в бетоне.

Ввиду хрупкости бетона, его малой предельной растяжимости неармированные (бетонные) конструкции или их элементы применяются только в том случае, когда выход из работы растянутой зоны не приводит к потере их несущей способности, например внецентренно сжатых элементов, если эксцентриситет приложения продольной силы $N e_0 = M/N$ менее расстояния от наиболее сжатой грани до центра тяжести сечения (здесь M — изгибающий момент). В остальных случаях необходимо армирование растянутой зоны бетона конструкции.

Расчет прочности железобетонных (армированных) элементов, как правило, ведется в усилиях. Например, условие прочности изгибаемого элемента

$$\gamma_c \gamma_n M \leq \gamma_c M_{\text{пред}} \quad (23.3)$$

где M — изгибающий момент от действия расчетных нагрузок; $M_{\text{пред}}$ — предельный по прочности изгибающий момент, найденный при расчетных сопротивлениях бетона R_b и арматуры R_s с учетом коэффициентов условий работы γ_b, γ_s . Расчетные зависимости для определения предельных усилий в железобетонных элементах даны в [97].

Расчет по образованию трещин (расчет трещиностойкости), как правило, выполняется на действие нормативных нагрузок и воздействий. За критерий образования трещин принимается значение растягивающих напряжений в бетоне σ_{st} . Так, например, для внецентренно сжатых элементов условие отсутствия трещин записано в виде

$$\gamma_c \left(\frac{M}{W_{red}} - \frac{N}{A_{red}} \right) = \sigma_{st} \gamma_c \leq \gamma_c \gamma_l \gamma_r R_{bt}, \quad (23.4)$$

а для внецентренно растянутых элементов

$$\gamma_c \left(\frac{M}{\gamma_r W_{red}} - \frac{N}{\gamma_d A_{red}} \right) \leq \gamma_c \gamma_l R_{bt}, \quad (23.5)$$

где W_{red} и A_{red} — приведенные к бетону момент сопротивления и площадь сечения элемента; γ_l — коэффициент, учитывающий число рядов растянутой арматуры; γ_r — коэффициент пластичности; R_{bt} — нормативное сопротивление бетона растяжению.

В случае сложного напряженного состояния полагают, что тре-

шины будут отсутствовать, если главные растягивающие напряжения σ_{st} удовлетворяют условию

$$\gamma_c \sigma_{st} \leq \gamma_c \gamma_l \gamma_r R_{bt,ser};$$

$$\gamma_c = \left(1 + \gamma_l \frac{|\sigma_{mc}|}{|\sigma_{st}|} \frac{R_{bt,ser}}{R_{bt,ser}} \right)^{-1},$$

где $|\sigma_{mc}|$ — наибольшее по модулю главное сжимающее напряжение.

Следует заметить, что выполнение условий вида (23.4) еще не гарантирует отсутствия трещин, если не были учтены температурные воздействия и не были приняты технологические меры по снижению температурных напряжений в строительный период.

Если условие отсутствия трещин не соблюдается, выполняют проверку по ограничению ширины раскрытия трещин. Последняя записана в виде

$$a_{erc} = \delta \varphi_l \eta \frac{\sigma_s - \sigma_{sbg}}{E_s} 7(4 - 100\mu)d \leq \gamma_c \Delta_{cr}, \quad (23.6)$$

где σ_s — напряжение в арматуре от нормативной нагрузки в сечении с трещиной; σ_{sbg} — начальное растягивающее напряжение в арматуре от набухания бетона, равное 20 МПа для частей конструкции, находящихся в воде. При длительном высушивании $\sigma_{sbg} = 0$. δ — для изгибаемых и внецентренно сжатых элементов равно 1,0, для растянутых 1,2; η — коэффициент, учитывающий характер поверхности арматуры, равный $\eta = 1 + 1,4\mu$; μ — коэффициент армирования (отношение площади сечения арматуры к площади рабочего сечения бетона); d — диаметр арматуры, мм; Δ_{cr} — допустимая ширина раскрытия трещин, мм; E_s — модуль упругости арматуры.

Допустимая ширина раскрытия трещин назначается из условия предотвращения развития коррозии бетона и арматуры и зависит от условий эксплуатации элемента конструкции, агрессивности среды, т.е. щелочности воды, характера водонасыщения или увлажнения, градиента напора, числа циклов замораживания и оттаивания.

Значение Δ_{cr} находится в пределах от 0,5 до 0,05 мм.

Выполнить условия (23.6) обычно пытаются путем уменьше-

ния диаметра арматуры при увеличении числа стержней. Чрезмерное увеличение количества стержней усложняет технологию укладки бетонной смеси и не всегда возможно. Другой путь — это снижение эксплуатационных напряжений в арматуре σ_s , что, однако, сопряжено с увеличением расхода стали, что нежелательно по экономическим соображениям, но в ряде случаев неизбежно. Иногда прибегают к преднапряжению арматуры, т.е. искусственному повышению напряжений σ_{sp} .

Статический расчет здания ГЭС состоит из следующих этапов:

- 1) выбор расчетной схемы (модели);
- 2) определение нагрузок и их расчетных комбинаций;
- 3) выбор метода и выполнение статического расчета (т.е. определения усилий или напряжений);
- 4) подбор сечения арматуры;
- 5) расчет трещиностойкости или раскрытия трещин.

Толщины элементов массивной (подводной) части здания ГЭС большей частью назначаются по условиям компоновки, расположения оборудования и из конструктивных соображений. Например, толщина быков назначается из условий размещения в них пазов и закладных частей затворов. Кроме того, подводная часть ГЭС должна быть достаточно массивной, чтобы удовлетворить требованию устойчивости на сдвиг. Реже толщины элементов определяются из условия трещиностойкости, ограничения ширины трещин или ограничения средних касательных напряжений

$$\tau_{ср} \frac{\gamma_{lc} \gamma_n Q}{bh_0} \leq \gamma_c \gamma_{bt} R_{bt},$$

где b и h_0 — расчетная ширина и высота сечения; Q — поперечная сила в сечении; γ_{lc} — коэффициент, который должен быть не более 0,9, обычно его принимают равным 0,6. При этом считается возможным не предусматривать специального армирования для восприятия поперечных сил, что упрощает конструктивные решения. Расчет прочности массивных железобетонных элементов сводится к подбору сечения арматуры. Содержание арматуры обычно не превосходит 0,5—0,6 %.

Статический расчет железобетонных конструкций по СНиП рекомендуется выполнять с учетом образования трещин в бетоне и с учетом пластических свойств бетона и арматуры. Трещинообразование в растянутой зоне бетона, а также ползучесть и нели-

нейные деформации бетона снижают жесткость элементов и всего сооружения в целом, причем наибольший вклад в этот процесс вносит первый из названных факторов. В свою очередь, снижение жесткости влияет на перераспределение усилий между сечениями, уменьшает существенно температурные усилия, вызывает местное увеличение реакций основания при одновременном снижении изгибающих моментов и поперечных сил в конструкциях на податливом основании. Таким образом, учет нелинейных деформаций, трещинообразования приводит к снижению расхода арматуры, т.е. к получению экономического эффекта. Тем не менее ввиду большой сложности недостаточной разработки соответствующих методов широко используются расчеты в линейной постановке.

Здание ГЭС состоит из нижней массивной малоармированной железобетонной конструкции, в которой расположены гидроагрегаты, затворы, сороудерживающие решетки, другое оборудование, и верхнего строения в виде металлического или железобетонного каркаса, поддерживающего подкрановые пути, кровельное перекрытие и стеновое ограждение машинного зала. К верхнему строению относятся также мостовые переходы, балки подкрановых путей кранов, обслуживающих затворы водоприемника и отсасывающей трубы. Верхнее строение выполняется в соответствии с нормами и правилами проектирования промышленных гражданских зданий и мостов (для мостовых переходов).

В конструктивном отношении нижняя массивная часть русловой ГЭС состоит из массивных горизонтальных плит (фундаментной плиты, плиты перекрытия спиральной камеры, плиты перекрытия отсасывающих труб) и вертикальных стен двух направлений: вдоль потока (основные быки, отделяющие секции агрегатных блоков, промежуточные быки водоприемника, отсасывающих труб) и поперек потока (забральные стенки, верховые и низовые напорные стены). Основные быки представляют собой мощные поперечные диафрагмы большой высоты, обеспечивающие вместе с фундаментной плитой большую поперечную жесткость здания (вдоль потока). Продольная жесткость создается за счет фундаментной плиты и продольных стен.

Спиральные камеры образуют криволинейные стены переменной толщины. Компоновка массивной части здания ГЭС зависит от типа станции (русловые, приплотинные, деривационные), применяемых гидроагрегатов (с вертикальной или горизонтальной осью) и напора. Большую роль играет также, то как запроектировано здание станции: с пропуском паводковых вод (совмещен-

ные ГЭС) или нет. В целом нижняя часть здания ГЭС представляет собой сложную пространственную систему, приближающуюся к массивным коробчатым конструкциям, осложненным наличием стен переменной толщины криволинейной формы. Здание передает на основание касательные и нормальные напряжения и деформируется совместно с ним.

Основными нагрузками, действующими на сооружение, являются собственный вес, вес воды в полостях, давление воды на напорные элементы здания (напорные стены, стены и потолок спиральной камеры), а также давления, передающиеся от затворов на пазы быков, вес оборудования, нагрузки, передаваемые от каркаса верхнего строения, динамические воздействия воды на стенки спиральной камеры и усилия от гидроагрегатов. Немаловажную роль играют температурные, а в отдельных случаях влажностные воздействия (усадка, набухание), а также силы противодействия воды в сечениях элементов.

Противодавление воды в сечениях плитных и стеновых элементов принимают в виде растягивающей силы, равной объему эпюры противодействия, согласно [97].

В процессе проектирования рассматривают случаи нормальной эксплуатации, случаи останова и ремонта части агрегатов, при которых опорожняются спиральная камера и отсасывающие трубы, различные этапы строительного периода, особые воздействия.

Усилия определяют при разных расчетных уровнях воды в верхнем и нижнем бьефах. Случаи форсированного уровня воды верхнего бьефа и засорения дренажных систем относят к особым сочетаниям. Принимают во внимание последовательность возведения сооружения и возникновение остаточных напряжений (усилий) во время строительства. В строительный период большое значение приобретают температурные воздействия от тепловыделения бетона и колебаний температуры наружного воздуха.

Для напряженного состояния конструкции существенное значение имеет деформирование основания. Последнее обычно рассматривается как линейно деформируемая среда. Во многих случаях на границе сооружение-основание выполняется условие неразрывности только вертикальных перемещений $W(x,y) = W_0(x,y)$. Тогда их величина может быть представлена в виде

$$W_0(x,y) = \iint P(\eta,\xi)k(x,y,\eta,\xi)d\eta d\xi, \quad (23.7)$$

где $P(\eta,\xi)$ — нормальные напряжения σ_z на контакте с основа-

нием; x,y,η,ξ — координаты точек поверхности основания, в которых определяется перемещение, и точек, в которых действует нагрузка P ; $k(x,y,\eta,\xi)$ — функция влияния единичных сил на перемещение W . Перемещение точек основания должно равняться перемещению подошвы.

Обычно считают, что при значительной глубине заложения в достаточно плотных грунтах, когда развитие зон пластических деформаций в грунте невелико, основание можно рассматривать как упругое полупространство (полуплоскость). Однако, как показали исследования, влияние загруженного участка на осадки свободной поверхности затухают с увеличением расстояния гораздо быстрее, чем это следует из теории упругости, т.е. действительная картина перемещений поверхности находится между перемещениями для указанных выше моделей. В связи с этим при расчете сооружений нередко используют другие модели, например модель упругого слоя конечной толщины.

Выбор расчетной модели основания имеет существенное значение, так как от него зависит не только значение, но иногда и знак усилия или напряжения. Для балочных и плитных конструкций, нагруженных в средней части или равномерно по всей длине, менее благоприятной (в смысле усилий) является схема упругого полупространства (полуплоскости). Если вертикальная нагрузка возрастает у краев, большие усилия получаются при модели коэффициента постели (Винклера-Фусса).

В направлении вдоль потока наибольшие вертикальные нагрузки сосредотачиваются в средней части здания ГЭС и поэтому при схеме упругой полуплоскости изгибающие моменты (напряжения) в среднем сечении получаются большими.

Если имеются сомнения в выборе модели основания, иногда расчеты выполняют в предположении модели Винклера-Фусса и модели упругого полупространства (полуплоскости). Для проверки прочности принимают наивыгоднейший случай.

Интегральное уравнение (23.8) решают численными методами. Для этого искомую функцию распределения реакции $P(x,y)$ представляют в виде кусочно-постоянной или кусочно-линейной, после чего интегральное уравнение приближенно сводят к системе линейных алгебраических уравнений.

Горизонтальные составляющие реакции основания нередко принимают равномерно распределенными по подошве сооружения

$$W'_0(x,y) = W'_c(x,y), \quad (23.8)$$

где

$$W_c(x, y) = a + bx + cy + \varphi(x, y), \quad (23.9)$$

В (23.9) первые три линейных члена описывают жесткое смещение подошвы сооружения, а функция $\varphi(x, y)$ — деформации искривления под действием внешних сил и реакций основания $P(\eta, \xi)$.

Определение функции φ в общем случае представляет собой сложную задачу строительной механики.

Вид функции влияния $k(x, y, \eta, \xi)$ зависит от принятой линейной модели основания. Если используются модели упругой полуплоскости (для плоской задачи) и упругого полупространства, то соответственно

$$k = -\frac{(1 - \nu_0^2)2}{\pi E_0} \ln \frac{|\xi - x|}{|\xi|}; \quad (23.10)$$

$$k = \left[\frac{(1 - \nu_0^2)}{\pi E_0} \right] \left[(\xi - x)^2 + (\eta - y)^2 \right]^{1/2}, \quad (23.11)$$

где E_0 и ν_0^2 — модуль деформации и коэффициент поперечной деформации основания [98].

Согласно приведенным выражениям влияние нагрузки распространяется на всю границу полуплоскости (полупространства).

Если в качестве k принять функцию $\delta(d \xi d \eta k_n)^{-1}$, равную повсюду нулю, кроме точки (x, y) , то получим модель основания Винклера-Фуса, при которой осадка зависит только от интенсивности нагрузки P в данной точке и коэффициента постели, т.е.

$$W_0 = \frac{P(x, y)}{k_n(x, y)}, \text{ или полагают, что они пропорциональны нормаль-}$$

ным составляющим реакции $P(x, y)$. При этом используют условия равновесия, т.е. равенства сдвигающих сил и равнодействующей горизонтальных реакций основания. При большом E_0 (скальное основание) учитывают влияние горизонтальных перемещений на распределение горизонтальных реакций основания τ_0 . Соответственно уравнение (23.8) еще более усложняется. При наличии зубьев в подошве здания ГЭС часть горизонтальной силы воспринимается ими.

Заметим, что у относительно высокой жесткости сооружения

последний член $\varphi(x, y)$ выражения (23.9) становится малым и основной вклад в перемещения $W(x, y)$ вносит жесткое смещение подошвы. Тогда сооружение можно рассматривать как жесткий штамп и отыскание реакций $P(x, y)$ существенно упрощается. Так, например, приняв в качестве расчетной модели основания модель Винклера-Фусса, вертикальную реакцию $P(x, y)$ можно найти по формулам внецентренного сжатия, т.е. при действии внешнего момента в вертикальной плоскости проходящей через центр тяжести подошвы основания вдоль одной из главных осей:

$$P(x) = \frac{\sum N_i}{A_\Phi} + \frac{\sum M_i x}{J_{\Phi y}}, \quad (23.12)$$

где $\sum N_i$ — сумма вертикальных сил, действующих на сооружение; $\sum M_i$ — сумма моментов внешних сил относительно оси y_0 , проходящей через центр тяжести подошвы сооружения; A_Φ — площадь подошвы; $J_{\Phi y}$ — момент инерции подошвы относительно оси y ; x — расстояние от оси y_0 до рассматриваемой точки.

Не представляет сложности определить реакции $P(x, y)$ и для модели упругого полупространства или полуплоскости.

Критерием относительной жесткости при основании Винклера-Фусса, когда осадка зависит только от интенсивности нагрузки, служит выражение

$$\alpha l = l^4 \sqrt{\frac{k_n b}{4 E J}}, \quad (23.13)$$

где l — длина балки; b — ее ширина; J — момент инерции сечения; E — модуль упругости материала балки.

В случае основания в виде упругого полупространства (полуплоскости) при плотных грунтах аналогичный критерий записывают в виде

$$t = \frac{\pi E_0 b (l/2)^3}{4(1 - \nu_0^2) E J}. \quad (23.14)$$

Если t или αl менее 1,5, то балку (сооружение) можно рассматривать как бесконечно жесткую.

Модуль деформации основания зависит от вида грунта и их напластований. Для мягких глин и песков он обычно составляет 20—100 МПа, для плотных 100—200 МПа, а для полускальных пород 200—1500 МПа.

Величина k_n определяется не только характером грунта, но толщиной сжимаемой толщи, пропорциональной ширине станции. Обычно $k_n = 0,5 \div 10$ МПа/м.

Если реакция основания известна, то ее можно рассматривать как заданную нагрузку, приложенную к сооружению. Учитывая большую трудность точного определения усилий (напряжений) в массивной части здания ГЭС из-за сложной формы даже в линейной постановке, а также учитывая условность моделей основания, принимают ряд упрощений.

Чтобы уменьшить температурные усилия, действующие в строительной и эксплуатационный периоды, а также усилия, вызванные неравномерной осадкой основания, массивную подводную часть здания ГЭС разрезают постоянными и временными температурно-осадочными швами. Устройство постоянных швов локализует температурные деформации между ними и дает возможность осуществить надежное противодиффузионное уплотнение. Сквозные швы (т.е. разрезающие сооружения от верха до подошвы) позволяют секциям здания перемещаться независимо и тем самым уменьшить усилия, вызываемые неравномерными осадками и неравномерностью загрузки.

Временные швы снижают температурные усилия и усилия от неравномерных осадок в строительный период. Перед окончанием строительства их заделывают цементным раствором или бетоном.

В последнем случае ширину шва делают такой, чтобы можно было соединить арматуру и уложить бетон (закрывающие блоки). В направлении поперек потока в здании станции устраивают при необходимости временные швы; они должны быть замоналичены до поднятия напора и должны передавать усилия от одной части сооружения на другую, не допуская взаимных перемещений частей станции. Такую разрезку применяют в приплотинных ГЭС. В отдельных случаях диффузор отсасывающей трубы отделяют швом от остального массива, выполняя при этом водонепроницаемые шпонки.

Поперечные швы (вдоль потока) при жестких скальных основаниях делают обычно сквозными между каждыми агрегатными блоками, располагая их посередине быков здания. При податливых основаниях сквозные швы устраивают на больших расстояниях или не устраивают вообще. Расстояние между постоянными швами определяется шириной агрегатного блока и может достигать 30 м. Глубина швов бывает различной. Например, со сторо-

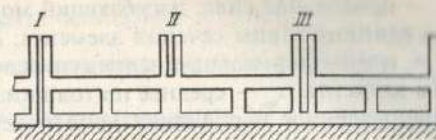


Рис. 23.1. Схема разрезки подводного массива здания ГЭС постоянными поперечными швами: I — сквозной разрез; II — разрез до верха перекрытия отсасывающих труб; III — разрез до фундаментной плиты

ны нижнего бьефа основные быки разрезают до грунта основания (сквозные швы) I, до верха перекрытия отсасывающих труб II, до фундаментной плиты III (рис. 23.1). Жесткость массива зависит от расположения швов. Если швы располагаются через два блока и более, то в промежутке можно устроить шов типа II для сокращения свободной длины верхней части массива, подвергающейся наибольшим колебаниям температуры. Разрезка типа III применяется редко. Устройство швов вызывает необходимость утолщения основных быков здания ГЭС.

Весьма распространенным упрощением задачи об определении усилий (напряжений) в подводном массиве здания ГЭС является замена пространственной задачи двумя квазиплоскими задачами: расчет блока станции вдоль потока, т.е. в поперечном направлении, и расчет массива в перпендикулярном направлении как некоторой условной балки. Эти расчеты называют расчетом общей прочности, так как в нем напряженное состояние отдельных элементов при действии местных нагрузок не рассматривается. Определение же усилий в последних называют расчетом местной прочности.

При определении прочности (армирования) и трещиностойкости отдельных элементов помимо усилий от местных нагрузок учитывают усилия, возникающие при работе сооружения в целом. Эти усилия можно определить, если известны напряжения общей прочности [98]. Эти усилия на единицу длины сечения плитных или стеновых элементов определяют по формулам

$$N_1 = h \frac{(\sigma_n + \sigma_p)}{2}; \quad M_1 = \frac{(\sigma_n - \sigma_p)h^2}{12}; \quad Q_1 = \tau_{cp}h, \quad (23.15)$$

где N_1 , M_1 , Q_1 — продольная сила, изгибающий момент и поперечная сила на единицу длины сечения элемента; h — толщина плиты, стены; σ_n и σ_n — нормальные напряжения по противоположным граням элемента; τ_{cp} — среднее по толщине касательное напряжение, направленное перпендикулярно поверхности элемента.

Контрольные вопросы

1. Из каких этапов состоит расчет железобетонных конструкций ГЭС? Какие случаи при этом рассматриваются?
2. Перечислите основные нагрузки и воздействия для здания ГЭС. Какие его элементы обеспечивают пространственную жесткость сооружения?
3. От каких факторов зависит распределение реакций основания, определяемых расчетом?
4. С какой целью в здании ГЭС устраивают поперечные разрывы-швы? От чего зависит расстояние между ними?
5. Какие методы применяют для определения напряженно-деформированного состояния железобетонных конструкций здания ГЭС? В чем заключаются допущения, используемые для упрощенного решения задачи?
6. Как учитывают усилия, получаемые при расчете "общей прочности", в расчетах отдельных элементов ГЭС на местную нагрузку?

Глава двадцать четвертая

Гидроэлектростанции малой мощности

24.1. Классификация малых ГЭС

В настоящее время нет единого подхода к понятию "малая ГЭС". В качестве основного подхода в этом вопросе используется оценка установленной мощности. В Австрии, Испании, ФРГ, Канаде к малым относятся ГЭС мощностью до 5 МВт. В странах Юго-Восточной Азии по предложению КНР малые ГЭС имеют мощность до 12 МВт. В России при определении границ между малой и средней ГЭС принята мощность 25 МВт.

В европейских странах используется более развернутая классификация: микроГЭС имеет мощность до 0,1 МВт; мини-ГЭС 0,1—2 МВт; малая ГЭС ограничена по мощности 10 МВт. Такой же классификации придерживается Энергетическая организация латиноамериканских стран [103].

Для всех малых ГЭС чрезвычайно важным является вопрос выдачи мощности. Если ГЭС малой мощности работает на мощную энергосистему, то система ее автоматического регулирования оказывается предельно проста, так как не требуется регулирования частоты вращения ротора гидромашин. В этом случае энергосистема сама держит машину в синхронизме и забирает всю развиваемую малой ГЭС мощность.

При работе на изолированную нагрузку система регулирования мощности должна обеспечивать жесткое регулирование частоты тока, что влечет за собой ее значительное усложнение.

Малые ГЭС также классифицируют и по напору: низконапорные — с напором до 20 м; средненапорные имеют напор от 20 до 100 м; высоконапорные — с напором более 100 м.

24.2. Оборудование для малых ГЭС

Повышение эффективности работы малых ГЭС выдвигает ряд требований к их гидросиловому оборудованию и станции в целом: создание полностью автоматизированного унифицированного оборудования, исключающего присутствие обслуживающего персонала при нормальной эксплуатации станции; технико-экономические показатели оборудования и станции должны выдерживать конкуренцию с альтернативными источниками энергообеспечения; воздействие на окружающую среду должно быть минимальным.

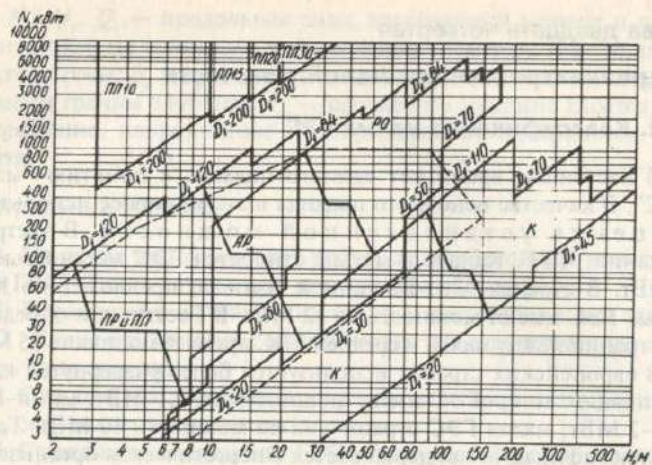


Рис.24.1. Зоны работы гидромашин малых ГЭС:
 турбины: ПЛ, ПР — поворотные-лопастные и пропеллерные; РО — радиально-осевые;
 АР — активно-реактивные; К — ковшовые

Для удовлетворения этих требований необходимо использовать энергетическое оборудование упрощенных конструкций с использованием в основном одинарной системы регулирования мощностью ГЭС. Элементы гидромашин целесообразно изготавливать из композиционных материалов с высоким процентом сборки в заводских условиях.

В настоящее время ряд зарубежных фирм выпускает практически весь спектр унифицированного оборудования для малых ГЭС (рис.24.1). Особенно следует отметить достижения КНР, где в 1993 г. эксплуатировалось 3247 малых и миниГЭС. Суммарная мощность всех малых и миниГЭС КНР составила 7397 МВт. Организация Объединенных Наций открыла в КНР Международный центр по исследованию и развитию малых ГЭС, а также обучению персонала для их обслуживания. В России эксплуатируются 13 малых ГЭС общей мощностью 78,3 МВт.

В соответствии с классификацией для низконапорных малых ГЭС нашли широкое применение гидроагрегаты как с вертикальной, так и с горизонтальной осью. На рис.24.2 приведена конструкция вертикального гидроагрегата для малой ГЭС с одинарным регулированием мощности посредством разворота лопаток направляющего аппарата. Гидроагрегат имеет зонтичное испол-

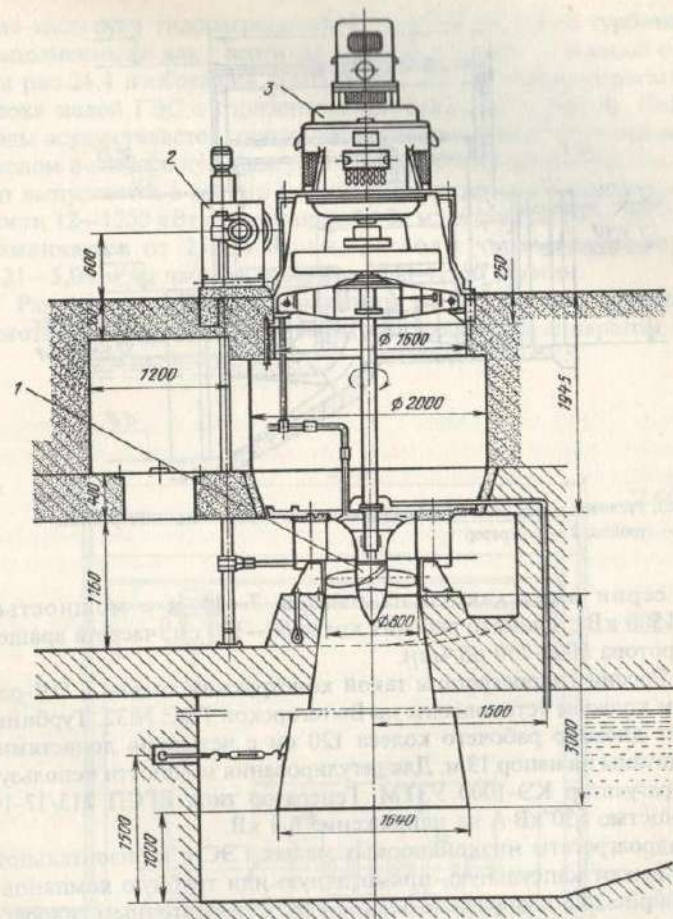


Рис.24.2. Вертикальный гидроагрегат малой ГЭС:
 1 — турбина; 2 — регулятор; 3 — генератор

нение с опорой подпятника на нижнюю крестовину опоры генератора. Генератор снабжен электромашинной системой возбуждения, которая в настоящее время заменяется на тиристорную.

Регулирование мощности гидрогенератора осуществляется с помощью электромеханического регулятора. Гидроагрегаты дан-

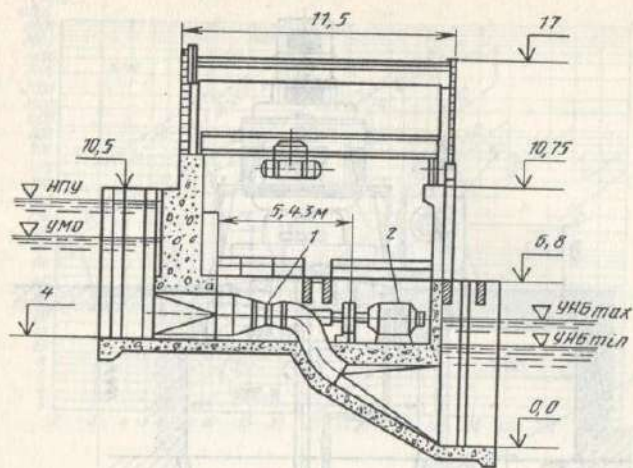


Рис. 24.3. Русловое здание малой ГЭС с прямоточным горизонтальным агрегатом:
1 — турбина; 2 — генератор

ной серии выпускаются на напоры 7—15 м с мощностью 55—1500 кВт; диаметр рабочих колес 60—120 см; частота вращения ротора 500—750 об/мин.

В России гидроагрегаты такой конструкции только с ПЛ-рабочим колесом установлены на Вытегорской ГЭС №32. Турбины имеют диаметр рабочего колеса 120 см с четырьмя лопастями; рассчитаны на напор 13 м. Для регулирования мощности используется регулятор КЭ-1000 УЗТМ. Генератор типа ВГСП 213/17-16 мощностью 630 кВ·А на напряжение 6,3 кВ.

Гидроагрегаты низконапорных малых ГЭС с горизонтальной осью имеют капсульную, прямоточную или трубную компоновку. На рис. 24.3 изображено здание ГЭС с прямоточным гидроагрегатом и S-образной отсасывающей трубой. Гидравлическая турбина оборудована статором и коническим направляющим аппаратом. Генератор вынесен за пределы проточной части. Для облегчения регулирования и защиты от угона на валу гидроагрегата размещен тормозной диск. Гидроагрегат рассчитан на напоры 6—12 м. При расходах 5,7—9,8 м³/с с генератора снимается мощностью 250—630 кВт при частоте вращения ротора 375 об/мин. Гидроагрегат выпускается в четырех модификациях.

Для средненапорных малых ГЭС наибольшее распространение

получили гидроагрегаты с радиально-осевыми турбинами, выполненными как с вертикальной, так и с горизонтальной осью. На рис. 24.4 изображена компоновка здания и гидроагрегатного блока малой ГЭС с горизонтальной РО-гидротурбиной. Подвод воды осуществляется горизонтальным водоводом, который перед входом в спиральную камеру имеет дисковый затвор. Гидроагрегат выпускается в восьми модификациях, рассчитанных на мощности 12—1250 кВт при напорах 9—32 м; диаметры рабочих колес изменяются от 25 до 84 см; расходы через гидромашину 0,21—5,04 м³/с; частота вращения 750—1250 об/мин.

Радиально-осевые гидромашинны на более высокие напоры изготавливаются с регулируемым направляющим аппаратом. При

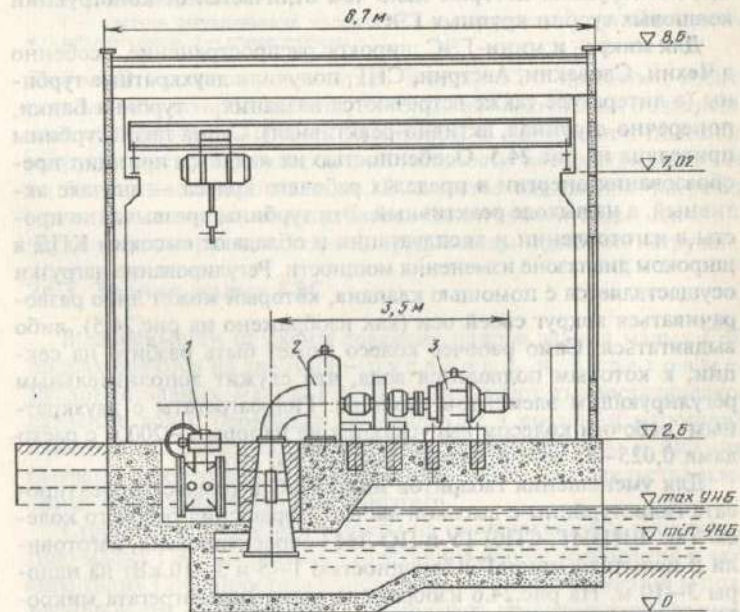


Рис. 24.4. Схема здания ГЭС с горизонтальной РО-турбиной:
1 — затвор; 2 — турбина; 3 — генератор

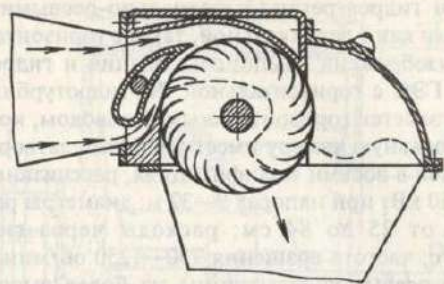


Рис.24.5. Схема гидротурбины двукратного действия

высоких напорах на малых ГЭС используются ковшовые турбины, конструкция которых мало чем отличается от конструкции ковшовых турбин крупных ГЭС.

Для микро- и мини-ГЭС широкое распространение, особенно в Чехии, Словакии, Австрии, СНГ, получили двукратные турбины (в литературе также встречаются названия — турбина Банки, поперечно-струйная, активно-реактивная). Схема такой турбины приведена на рис.24.5. Особенностью их является принцип преобразования энергии в пределах рабочего колеса — вначале активный, а на выходе реактивный. Эти турбины чрезвычайно просты в изготовлении и эксплуатации и обладают высоким КПД в широком диапазоне изменения мощности. Регулирование нагрузки осуществляется с помощью клапана, который может либо разворачиваться вокруг своей оси (как изображено на рис.24.5), либо выдвигаться. Само рабочее колесо может быть разбито на секции, к которым подводится вода, что служит дополнительным регулирующим элементом турбины. Гидроагрегаты с двукратным рабочим колесом выпускаются на напоры 1—200 м с расходами 0,025—13 м³/с и мощностью 1—1500 кВт.

Для уменьшения габаритов микроГЭС стремятся проектировать гидротурбины с высокой частотой вращения рабочего колеса. Так, ВНИИГ, СПБГТУ и ПО ЛМЗ спроектировали, изготовили и испытали микроГЭС мощностью 1—5 и 3—10 кВт на напоры 3—10 м. На рис.24.6 изображена схема гидроагрегата микроГЭС мощностью 1—1,5 кВт. Вода из напорного водовода поступает на статор турбины, который обеспечивает предварительную закрутку потока. Рабочее колесо пропеллерного типа имеет диаметр 11 см и частоту вращения 3000 об/мин, рассчитано на напор

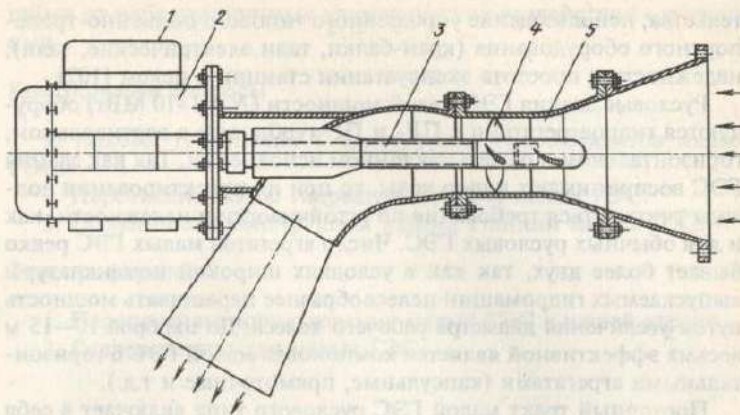


Рис.24.6. Блок микроГЭС:

1 — система регулирования мощности; 2 — генератор; 3 — вал гидроагрегата; 4 — рабочее колесо; 5 — статор турбины

3—8 м. Отвод воды коленчатый. В микроГЭС применен электронный регулятор мощности, который автоматически поддерживает постоянную мощность генератора. С изменением полезной нагрузки система регулирования мощности перераспределяет ее на балластное сопротивление. В качестве балластной нагрузки может использоваться нагреватель бака горячей воды, электрические радиаторы отопления и другие виды полезной нагрузки.

24.3. Здания малых ГЭС

В зависимости от схемы создания напора здания малых ГЭС подразделяются на два типа — русловые и береговые. Русловые здания малых ГЭС воспринимают гидростатическое давление воды; береговые не участвуют в создании напорного фронта ГЭС. Перепад уровней воды между верхним и нижним бьефами у береговых ГЭС достигается путем строительства плотины, деривации либо того и другого.

Стремление сократить затраты на строительство и эксплуатацию малых ГЭС предъявляет следующие общие требования к зданиям таких ГЭС: простота конструкции верхнего строения и подводной части, позволяющая осуществлять строительство без привлечения специализированных организаций; широкое использование местных строительных материалов; использование в проекте стандартных элементов промышленно-гражданского строи-

тельства; использование упрощенного типового подъемно-транспортного оборудования (кран-балки, тали электрические, тали); надежность и простота эксплуатации станции в целом [102].

Русловые здания ГЭС малой мощности ($N = 1+10$ МВт) оборудуются гидроагрегатами с ПЛ- и ПР-турбинами в вертикальном, горизонтальном и реже в наклонном исполнении. Так как здания ГЭС воспринимают напор воды, то при их проектировании должны учитываться требования по устойчивости и надежности, как и для обычных русловых ГЭС. Число агрегатов малых ГЭС редко бывает более двух, так как в условиях широкой номенклатуры выпускаемых гидромашин целесообразнее наращивать мощность путем увеличения диаметра рабочего колеса. До напоров 10–15 м весьма эффективной является компоновка малой ГЭС с горизонтальными агрегатами (капсульные, прямоточные и т.д.).

Проточный тракт малой ГЭС руслового типа включает в себя водоприемник, оборудованный решеткой и пазом для ремонтного затвора. Иногда ремонтный затвор устанавливают в паз решетки. Со стороны нижнего бьефа также устанавливается для необходимости ремонта затвора. Отсасывающая труба делается прямоосной, изогнутой или S-образной конической.

Монтажная площадка делается укороченной, а в некоторых случаях может быть вынесена за пределы здания станции. При массе укрупненных узлов более 0,5 т целесообразно устанавливать тельферы или кран-балки.

На рис. 24.3 приведена схема малой ГЭС с прямоточными горизонтальными агрегатами. Пол машинного зала расположен ниже пола монтажной площадки. Ремонтные и монтажные работы осуществляются с помощью кран-балки.

Береговые здания ГЭС малой мощности чаще всего оборудуются горизонтальными РО-гидромашинами (см. рис. 24.4). Подвод воды осуществляется напорным водоводом, на котором перед входом в спиральную камеру установлен затвор. Отсасывающая труба применяется прямоосная коническая.

Водоприемник береговой ГЭС оборудуется простейшей решеткой и ремонтным затвором. За ремонтным затвором необходимо предусмотреть аэрационное отверстие для впуска воздуха в водовод при его опорожнении.

Здания малых ГЭС должны иметь место для расположения шкафов управления и распределения электроэнергии.

К зданиям мини-ГЭС предъявляются такие же требования, как и к зданиям малых ГЭС. МикроГЭС чаще всего не имеют зданий, а ограничиваются только навесами или иными закрываю-

щими от неблагоприятных климатических воздействий строениями.

Контрольные вопросы

1. Каковы требования к конструкции гидроагрегатов малых ГЭС.
2. Перечислите типы гидроагрегатов для малых ГЭС.
3. Особенности конструкции зданий станций малых ГЭС.

Темы рефератов

1. Перспективы использования малых ГЭС в нашей стране.
2. Гидроагрегаты для малых ГЭС.

Раздел седьмой

Гидроаккумулирующие и приливные электростанции

Глава двадцать пятая

Гидроаккумулирующие электростанции

25.1. Назначение и классификация ГАЭС, их КПД

Высокая маневренность ГАЭС*, предназначенных для покрытия дневных пиков графиков и заполнения ночных провалов нагрузки энергосистем, достигается благодаря использованию созданного в периоды малых нагрузок запаса воды в верховом водоеме.

При суточном цикле работы ГАЭС в дневное время при работе в турбинном режиме (ТР) верховой водоем срабатывается для покрытия пиковой части графика нагрузки энергосистемы, а ночью в насосном режиме (НР) производится подкачка воды из низового водоема в верховой. Таким образом, ГАЭС не только вырабатывает энергию в ТР ($\mathcal{E}_{т.р.}$), но и потребляет энергию из энергосистемы ($\mathcal{E}_{н.р.}$), когда работают в НР. Отношение этих величин, иногда называемых разрядом и зарядом, определяет КПД ГАЭС:

$$\eta_{\text{ГАЭС}} = \frac{\mathcal{E}_{т.р.}}{\mathcal{E}_{н.р.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{разр}}}{\mathcal{E}_{\text{зар}}}$$

На современных мощных ГАЭС КПД достигает 75–78 %. Совершенствование оборудования позволяет предполагать, что в перспективе КПД может быть доведен до 80 %. Общий КПД может быть выражен как произведение частных КПД:

$$\eta_{\text{ГАЭС}} = \eta_t \eta_n \eta_g \eta_{\text{эд}} \eta_{\text{с.н}} \eta_{\text{вд}} \eta_{\text{вл}}$$

где индексы у частных КПД соответственно обозначают: т — турбина; г — гидрогенератор; н — насос; эд — электродвигатель; с.н — собственные нужды; вд — водоводы; вл — высоковольтные линии (ЛЭП).

* В переводе с ряда иностранных языков — насосно-аккумулирующие электростанции.

В определенных случаях при наличии соответствующих экономических обоснований ГАЭС кроме суточного обеспечивают и недельный цикл аккумулярования, когда за два выходных дня накапливается запас воды, используемой затем в течение пяти рабочих дней недели. С этой целью увеличивают полезную емкость водоемов или создают второй верховой водоем. В зарубежной практике строительства ГАЭС применяют еще более длительные циклы аккумулярования — месячный, сезонный, годичный и даже многолетний, что свойственно горным районам, где могут быть созданы высокие напоры при сравнительно небольшой емкости водоемов, не вызывающих значительных затрат.

Последнее соображение обуславливает целесообразность деривационной схемы создания напоров на ГАЭС, которая наиболее распространена благодаря, в частности, возможности строительства большинства сооружений насухо, что значительно менее достижимо при плотинной схеме (рис.25.1). Строительство низконапорных русловых ГАЭС малоэффективно, но иногда в исключительных случаях за рубежом осуществлялось.

Многообразие условий, в которых строятся ГАЭС, предопределяет возможность классификации их по различным признакам (рис.25.2).

Напор на современных ГАЭС изменяется в очень широком диапазоне: от 7 м на нескольких небольших установках до 1772 м на ГЭС-ГАЭС Рейссек-Крейцек в Австрии, самой высоконапорной гидроэнергетической установке мира. Для ГАЭС принимается следующая градация напоров: низконапорные — до 100 м, средненапорные — от 100 до 700 м и высоконапорные — более 700 м (эта граница отвечает современной области применения одноступенчатых радиально-осевых насосов-турбин).

В практике строительства распространены различные техни-

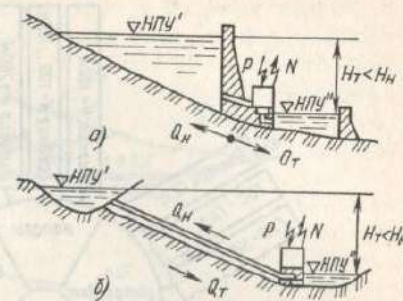


Рис.25.1. Схемы "чистых" ГАЭС:

а — приплотинного типа; б — деривационного типа; Q_n и Q_t — соответственно расходы в турбинном и насосном режимах; N и P — выдаваемая и получаемая из энергосистемы мощность.

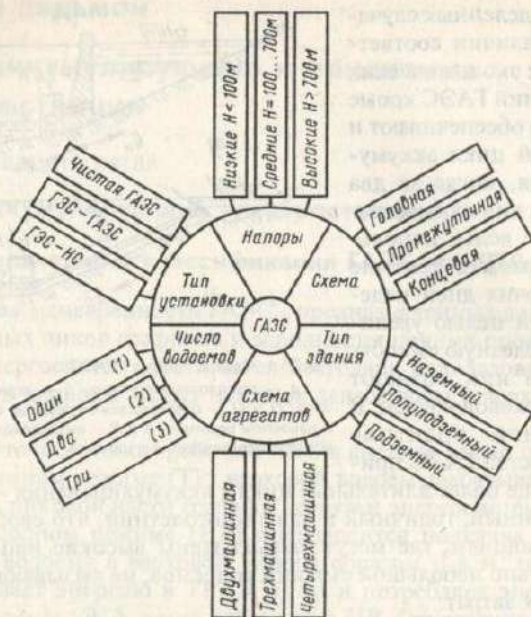


Рис. 25.2. Схема классификации ГАЗС по различным признакам

ческие схемы, а именно: так называемая чистая ГАЗС, ГЭС-ГАЗС и НС-ГЭС, т.е. смешанная комбинированная установка, состоящая из ГЭС и насосной станции, которая подкачивает воду в искусственно созданный на высоких отметках третий водоем (см. § 25.3).

В зависимости от напора и природных условий строят наземные полуподземные или подземные установки. При этом различают: изредка применяемую головную, промежуточную и наиболее распространенную конечную схему размещения здания ГАЗС по отношению к водоемам (рис. 25.3).

По характеру и составу основного оборудования, устанавливаемого на ГАЗС, различают три основные схемы агрегатов: двух- и трехмашинную, а также четырехмашинную или раздельную (см. рис. 25.7).

Первая ГАЗС Леттен была построена в Швейцарии в 1882 г. и имела мощность всего 1 МВт. В настоящее время в мире насчи-

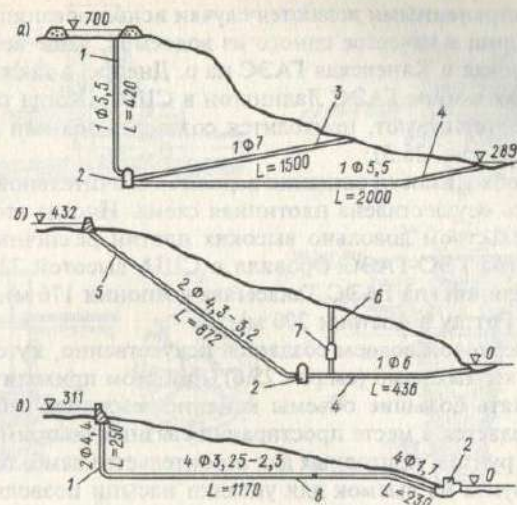


Рис. 25.3. Схемы размещения здания ГАЗС по отношению к водоемам и их варианты:
а — головная; б — промежуточная; в — конечная; 1 — вертикальная шахта; 2 — здание ГАЗС; 3 — транспортный туннель; 4 — низовой туннель; 5 — наклонная штольня; 6 — аэрационная штольня; 7 — уравнительный резервуар; 8 — верховой слабонаклонный туннель

тывается около 300 ГАЗС, общая мощность которых приближается к 100 млн. кВт. Единичная мощность агрегатов непрерывно увеличивается и достигла 350—450 МВт [15, 105].

25.2. Состав и назначение основных сооружений ГАЗС

Верховые и низовые водоемы. Наличие естественных озер, водохранилищ, построенных для ГЭС и для других водопользователей, в значительной мере предопределяет выбор технической схемы ГАЗС, поскольку при этом существенно уменьшается объем работ и стоимость. Наиболее экономичным, позволяющим сократить затраты на 30—35 %, является вариант при наличии обоих готовых водоемов как верхового, так и низового.

Примером в этом отношении может служить использование двух озер на крупнейшей в Европе ГАЗС Динорвик в Великобритании, а также проект мощной Карельской ГАЗС с напором до 200 м. В проекте низконапорной Переволоцкой ГАЗС предусматривается использование Самарского и Саратовского водохранилищ [105].

Распространенными являются случаи использования озер или водохранилищ в качестве одного из водоемов, чаще всего низового (Киевская и Каневская ГАЭС на р. Днепре, а также одна из крупнейших в мире ГАЭС Ладдингтон в США). Когда такие возможности отсутствуют, приходится создавать оба или даже три водоема (см. рис. 25.5).

При необходимости создания водоемов значительной емкости может быть осуществлена плотинная схема. Иногда это связано со строительством довольно высоких плотин различных типов: земляной (на ГЭС-ГАЭС Оровилл в США высотой 225 м), каменно-земляной (на ГАЭС Такасегава в Японии 176 м), арочной (на ГАЭС Роттау в Австрии 200 м).

Часто верховой водоем создается искусственно, путем сооружения замкнутых дамб (см. рис. 25.6), при этом приходится иногда выполнять большие объемы каменно-земляных работ. Если водоем создается в месте простирающихся связных, например суглинистых, грунтов, пригодных для строительства дамб, то использование грунта из выемок для укладки насыпи позволяет получить наиболее экономичное решение. Примеры конструкций дамб приведены в [105]. При наличии скальных пород строят каменно-земляные дамбы. Во всех случаях большое внимание уделяется устройству дренажа и отводу фильтрационных вод. С этой целью предусматривается система соответствующих мероприятий [104].

При проектировании ГАЭС первостепенное значение имеет правильность определения полезного объема водоемов или энергетического эквивалента емкости, кВт·ч, которые связаны между собой известной зависимостью и интерпретируются различно для ТР и НР:

$$\mathcal{E}_{т.р} = N_{т.р} T_{т.р} = \frac{V_{т.р} H_{т.р} \eta_{т.р}}{367} \quad \text{и} \quad \mathcal{E}_{н.р} = N_{н.р} T_{н.р} = \frac{V_{н.р} H_{н.р}}{367 \eta_{н.р}},$$

где $\mathcal{E}_{т.р}$ — суточная выработка энергии, кВт·ч; $\mathcal{E}_{н.р}$ — суточное потребление энергии, кВт·ч; N — установленная мощность ГАЭС, кВт; T — число часов использования в сутки, ч; V — необходимый объем водоема, м³; H — средний напор, м; η — КПД, равный 0,86–0,87 в ТР и 0,83–0,84 в НР. Время работы T зависит от роли, которую играет данная ГАЭС в энергосистеме, конфигурации графика нагрузки и места участия в его покрытии. Обычно оно составляет в ТР 3–5 и в НР 6–8 ч [104].

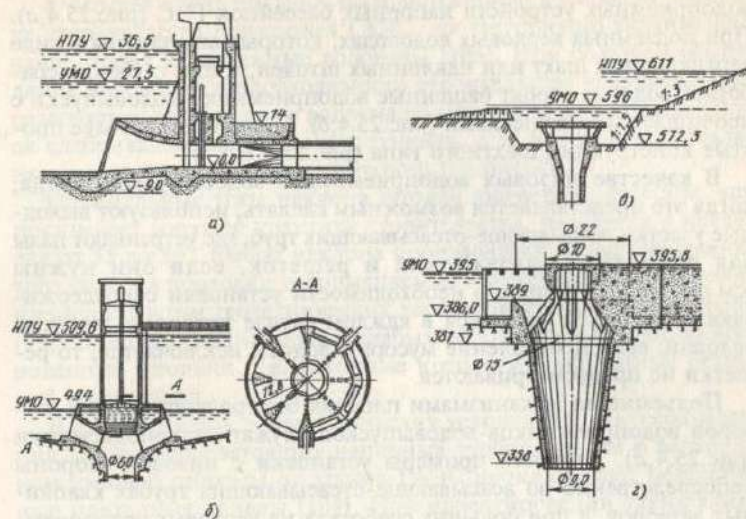


Рис. 25.4. Варианты водоприемников-водовыпусков: а — типа напорной стенки в дамбе; б — башенного типа; в — простейший шахтного типа; г — шахтного типа с боковым водозабором

Если на ГАЭС возлагаются функции аварийного резерва, то при определении общего объема водоемов необходимо учитывать соответствующую дополнительную емкость.

Водоприемники-водовыпуски. Работа ГАЭС в двух режимах с противоположным направлением движения воды требует учета реверсивного режима в водоприемных устройствах, которые превращаются в верховые и низовые водоприемники-водовыпуски. Если водоем создается бетонной плотиной, то верховой водоприемник-водовыпуск является ее частью и каких-либо осложнений не возникает.

Однако большее распространение получили подоприемники-подовыпускники, прорезающие дамбу, которая образует водоем, соединяемый наземными водоводами со зданием ГАЭС. В этом случае от дамб водоприемники-водовыпуски отделяются устоями, а по конструкции и оборудованию они мало отличаются от

водоприемных устройств напорных бассейнов ГАЭС (рис.25.4,а). При подземных верховых водоводах, которые выполнены в виде вертикальных шахт или наклонных штолен, и при глубоких сработках водоема строят башенные водоприемники-водовыпуски с неочищаемыми решетками (рис.25.4,б). Применяют и более простые конструкции шахтного типа (рис.25.4,в и г).

В качестве низовых водоприемников-водовыпусков всегда, когда это представляется возможным сделать, используют выходные участки всасывающе-отсасывающих труб, где устраивают пазы для ремонтных заграждений и решеток, если они нужны (см.рис.25.11). Вопрос о необходимости установки сороудерживающих решеток решается в каждом случае исходя из местных условий: если поступление мусора в водоем исключается, то решетки не предусматриваются.

Подъемными механизмами плоских быстродействующих затворов водоприемников-водовыпусков служат гидроподъемники (рис.25.4,а). Имеются примеры установки с низовой стороны непосредственно во всасывающе-отсасывающих трубах клапанных затворов, а при больших сработках на верховых водоприемниках-водовыпусках сегментных затворов. На башенных водоприемниках-водовыпусках используют цилиндрические затворы (рис.25.4,б).

Верховые и низовые водоводы. При наземном и полуподземном зданиях ГАЭС в большинстве случаев между ними и верховыми водоприемниками-водовыпусками прокладывают наземные стальные трубопроводы, а при напорах примерно до 120 м и диаметрах 7,5—8 м и более последнее время стали применять стальные железобетонные конструкции [104].

Разработана типовая конструкция сборных железобетонных трубопроводов диаметром 7,5 м с толщиной оболочки 0,4 м и внутренней стальной облицовкой 10 мм. Изготавливаются эти трубопроводы звеньями длиной по 4,4 м и укладываются на двухрядный свайный ростверк. В связи со сложными геологическими условиями в местах прокладки этих трубопроводов на Кайшиадорской в Литве и особенно на Загорской ГАЭС глубина свай достигает 20 м и более.

Конструкция обычных наземных трубопроводов ГАЭС, размещение анкерных и промежуточных опор, устройство компенсаторов, ребер жесткости и других деталей практически не отличаются от аналогичных трубопроводов ГЭС, за исключением того, что в расчетах учитывается реверсивный режим движения воды в них [см.гл.16].

Учитывая очень большое распространение в мировой практике строительства подземных ГАЭС, соответственно значительно чаще строят и подземные водоводы [105]. При большой общей длине водоводов и необходимости строительства уравнильных резервуаров от верхового водоема до них обычно прокладываются слабонаклонные напорные туннели, а за ними — вертикальные шахты или наклонные штольни (см.рис.25.3).

Оптимальные углы наклона штолен диаметром до 6,5 м, как показывает мировая практика строительства, находятся в пределах от 35 до 50°. Выбор наклона производится исходя из принятого способа проходки и применяемых горнопроходческих механизмов с учетом геотехнических характеристик скальных пород [91]. При больших напорах и слабых породах применяют бронированные штольни, т.е. бетонные крепления, усиленные стальной облицовкой.

В определенных топографических условиях с целью сокращения длины дорогостоящих напорных турбопроводов с верховой или низовой стороны от здания ГАЭС прокладывают реверсивные подходные каналы [104]. При проектировании таких каналов реверсивного действия необходимо особое внимание уделять расчетам неустановившихся режимов движения воды в них, выбору оптимальных креплений и назначению соответствующих запасов бровок каналов над максимальными уровнями (см.гл.29).

По опыту проектирования водоводов современных зарубежных ГАЭС скорость движения воды в наземных стальных и железобетонных турбопроводах, а также в туннелях с бетонной облицовкой составляет 6—8, изредка 9—10 м/с.

При промежуточной схеме размещения подземного машзала (см.рис.25.3) с длинным верховым и низовым туннелями может понадобиться сооружение уравнильных резервуаров на обоих ветвях, что должно быть обосновано соответствующими расчетами.

25.3. Технические схемы и компоновки ГАЭС

Технические схемы ГАЭС. Чистая ГАЭС. Под этим условным названием подразумевается простейшая, широко распространенная техническая схема ГАЭС, при которой ежесуточный цикл аккумуляции осуществляется с постоянным обратным объемом воды, перекачиваемым ночью из низового водоема в верховый.

вой. Периодически этот объем должен пополняться, чтобы компенсировать потери воды на испарение, фильтрацию, льдообразование и т.п.

Такие обычные ГАЭС строятся как при плотинной, так и значительно чаще при деривационной схеме создания напора (см. рис. 25.1). Напор в НР естественно больше, чем в ТР, т.е. $H_n > H_t$, поскольку потери напора в насосном режиме добавляются к статистическому напору, а в турбинном — вычитаются: $H_n = H_0 + \Delta H$, а $H_t = H_0 - \Delta H$.

Для перекачивания в ночное время в НР за T_n часов расхода Q_n потребляется мощность N_n , а днем в течение T_t часов в ТР при расходе Q_t в энергосистему выдается мощность N_t . При этом в отличие от напоров $Q_n < Q_t$ и практика показывает, что обычно $Q_n = (0,75+0,8)Q_t$.

При деривационной схеме и напорах примерно до 120 м, характерных для всех эксплуатируемых и строящихся ГАЭС в нашей стране, отношение полной длины водопроводящего тракта к создаваемому напору $L/H = 6+9$. При очень благоприятном рельефе и близком друг от друга расположении водоемов это отношение на ряде зарубежных ГАЭС не превышает 2—3. Достаточно хорошее значение $L/H = 4+6$, в малоблагоприятных условиях $L/H = 15+16$ и более.

Схема ГЭС — ГАЭС. Наличие приточности к верховому водоему иногда предопределяет целесообразность установки кроме агрегатов ГАЭС соответствующего числа “прямых” агрегатов с турбинами, использующими расходы воды этой приточности. Такую комбинированную установку называют ГЭС-ГАЭС. При необходимости перерегулирования расходов притока полезную емкость водоемов увеличивают. Крупнейшей в мире деривационной установкой такого типа является ГЭС — ГАЭС Гран Мезон (Франция), на которой работают агрегаты двух типов.

Схемы ГАЭС с тремя водоемами. При наличии каскада из двух водоемов создаются условия для работы ГЭС с напором H_t . Если на высоких отметках может быть устроен третий водоем, то ночью в него можно накачивать воду из первого водоема при H_n с тем, чтобы днем обеспечить работу турбин на повышенных напорах H_t'' . Это целесообразно, поскольку перепад по отношению к низовому водоему оказывается большим (рис. 25.5, а). Такой комплекс установок, состоящий из двух ГЭС и одной НС, выполняет функции ГЭС — ГАЭС.

Примерно такая же схема получается при подкачке ночью воды в верхний, находящийся на водоразделе водоем с тем, чтобы за-

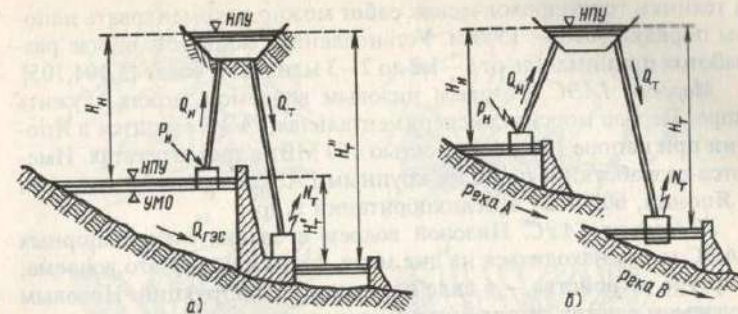


Рис. 25.5. Схемы ГАЭС с тремя водоемами, когда $H_t > H_n$:

а — с подкачкой воды насосной станцией из водохранилища в верховой водоем и сработкой созданного запаса на перепаде с низовым водоемом (приточность к водохранилищу может быть использована турбинными агрегатами при перепаде H_t'); б — с переброской стока из соседней реки или бассейна (обозначения см. на рис. 25.1)

тем днем при увеличенном напоре сработать созданный запас в низовой водоем, расположенный на соседней реке или притоке (рис. 25.5, б). Чем больше разница $H_t - H_n$, тем более эффективна такая схема.

В подобных схемах разница между H_t и H_n может получиться очень большая. Например на ГЭС—ГАЭС Рейссек-Крейцек $H_t = 1772$ м, а $H_n = 1070$ м. На этой установке создано несколько верховых водоемов, обеспечивающих не только суточное, но и недельное и сезонное регулирование стока.

Схема ГАЭС с низовым подземным водоемом. Учитывая равнинный характер местности Европейской части России, что обуславливает небольшие напоры на ГАЭС, особый интерес представляет возможность строительства оригинальных ГАЭС с подземным размещением низового водоема. Однако эта идея может быть реализована лишь в тех районах, где на необходимой глубине находятся скальные породы (Северо-Запад, Предуралье, верховья Дона и другие места).

Особенно эффективной может стать схема в случаях, когда в качестве низового водоема могут быть использованы подземные шахты, оставшиеся после добычи каких-либо полезных ископаемых. Выполнявшиеся разработки показывают, что эти ГАЭС тем более эффективны, чем выше напор и соответственно меньше объем водоема. Реально исходя из основного оборудования ГАЭС

и техники горнопроходческих работ можно рекомендовать напоры порядка 1000 — 1500 м. Установленная мощность в ряде разработок принималась от 1—1,2 до 2—3 млн. кВт и более [5, 104, 105].

Морские ГАЭС. Готовым низовым водоемом может служить море. Первая морская экспериментальная ГАЭС строится в Японии при напоре 150 м мощностью 150 МВт в трех агрегатах. Имеются разработки и по более крупным ГАЭС, порядка 1 млн. кВт в Японии, 600 МВт в Великобритании и др.

Подводные ГАЭС. Низовой водоем и здание низконапорных ГАЭС могут находиться на дне моря, озера или другого водоема, а другие устройства — в виде плавающих конструкций. Низовым водоемом служит затопленная пустотелая железобетонная конструкция, которая закрепляется на дне и при работе то заполняется водой, то опорожняется [104].

ГАЭС в составе энергокомплексов. Весьма целесообразным является совместное строительство энергокомплексов, состоящих из ГАЭС и АЭС мощностью несколько миллионов киловатт. При таком совместном строительстве используются общие водоемы, подъездные пути и строительная база, жилой фонд, карьеры и т.д. На р. Южный Буг в настоящее время строится Южно-Украинский энергокомплекс [3, 5].

Компоновка сооружений ГАЭС. Простейшей, практически не отличающейся от ГЭС является компоновка ГАЭС при плотинной схеме создания напора. Кроме плотины того или иного типа и приплотинного здания станции в состав сооружений должны входить водосбросные устройства, а именно: водосливная часть бетонной плотины либо береговой водосброс при плотине из местных материалов. В последнем, довольно распространенном случае часто вместо берегового поверхностного водосброса строят туннельные водосбросы для эксплуатационного и строительного периодов (при возможности их совмещают).

При компоновках с плотинами из местных материалов энергетическими водоводами реверсивного действия, как правило, служат напорные туннели. В случаях большой их длины в конце, у перехода к напорным наземным трубопроводам или наклонным штольням (иногда вертикальным шахтам), устраивают уравнительный резервуар и помещение затворов, где туннель разветвляется на турбинные водоводы (см. рис. 25.6).

Большинство построенных и строящихся ГАЭС по схеме создания напора относятся к деривационным установкам. Реверсивные водоводы и здания ГАЭС могут быть как наземными, так и подземными. Здания станции строят и полуподземными, когда

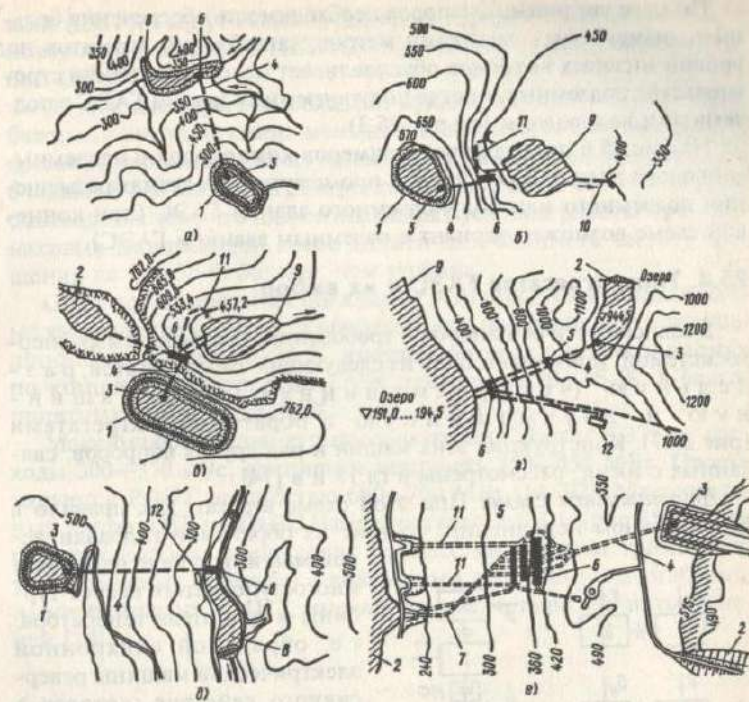


Рис. 25.6. Схемы компоновок ГАЭС с напорными туннельными водоводами:

1 — верховой искусственный водоем; 2 — озеро, используемое в качестве верхового водосма; 3 — верховые водоприемники-водоотпуски; 4 — верховой водовод; 5 — уравнительный резервуар; 6 — полуподземные (а, б) или подземные (в, г, д) здания ГАЭС; 7 — низовой водовод; 8 — низовой искусственный водоем; 9 — низовой водоем-озеро; 10 — водосброс; 11 — транспортный туннель; 12 — ОРУ

агрегаты находятся ниже отметок планировки пристанционной площадки (см. рис. 25.10).

Типичными являются такие компоновки, при которых наземные водоводы проложены между водоприемником-водоотпуском, размещенным в дамбе, образующей верховой водоем, и наземным или чаще всего полуподземным зданием ГАЭС, находящимся на берегу низового водоема либо реки. При значительной длине водоводов они прокладываются сначала параллельно, а перед зданием ГАЭС расходятся веером; при небольшой длине они сразу расходятся веером [104].

По мере увеличения напоров необходимость обеспечения больших, измеряемых десятками метров, заглублений агрегатов под уровни низовых водоемов обуславливает целесообразность строительства подземных, иногда полуподземных зданий ГАЭС с подземными водоводами (см.рис.25.3).

На рис.25.6 приведен ряд примеров компоновок с подземными водоводами при концевой и промежуточных схемах размещения подземного или полуподземного здания ГАЭС (при концевой схеме возможен вариант с наземным зданием ГАЭС).

25.4. Типы агрегатов ГАЭС и их выбор

В зависимости от напоров и требований, предъявляемых энергосистемой, применяют одну из следующих схем агрегатов; раздельную (четырёхмашинную), трёхмашинную и двухмашинную с обратимыми агрегатами (рис.25.7). Конструкция этих машин и ряд других вопросов, связанных с ними, рассмотрены в гл.17 и в [14].

Двухмашинная схема. При этой схеме агрегат, как правило в вертикальном исполнении, состоит из обратимой гидравлической машины в виде одно- или многоступенчатого насоса-турбины и двигателя генератора, т.е. обратимой синхронной электрической машины реверсивного действия, которая в турбинном и насосном режимах вращается в противоположном направлении.

Одноступенчатые насосы-турбины, как правило, выполняются с радиально-осевыми рабочими колесами (РОНТ) и применяются при напорах до 700—750 м, а при более высоких напорах стали применять компактные агрегаты с многоступенчатыми насосами-турбинами (МНТ). При напорах 50—200 м может оказаться более целесообразной установка вместо РОНТ диагональных ма-

Рис. 25.7. Схемы агрегатов ГАЭС:

а — четырёхмашинная раздельная; б и в — трёхмашинная (вертикального и горизонтального исполнения); г — двухмашинная; ЭГ — синхронная электрическая машина (гидрогенератор); ЭД — электродвигатель; ЭМ — синхронная электрическая машина (двигатель-генератор); Т — радиально-осевая или ковшовая гидротурбина; Н — многоступенчатый насос; НТ — насос-турбина; МФ — муфта сцепления; Q_T — расход воды в турбинном режиме; Q_N — подача насоса; N — выдаваемая мощность; P — потребляемая мощность

шин (ДНТ), а при низких напорах, не характерных для ГАЭС, — поворотно-лопастных (ПЛНТ) или пропеллерных насосов-турбин (ПРНТ).

Обратимые агрегаты обладают существенными, хотя и неизбежными недостатками: меньшей маневренностью, поскольку время на переключение из одного режима в другой достигает 5—6 и даже 8—10 мин, а КПД агрегата меньше на 1—2 %. Последнее объясняется тем, что для оптимальных условий работы при одинаковых типоразмерах насос должен был бы иметь частоту вращения на 25—35 % больше, чем турбина.

Опыт проектирования показывает, что при двухмашинной схеме уменьшение стоимости оборудования по сравнению с трёхмашинной достигает 25—30 %, иногда и более, а в целом экономия по комплексу сооружений ГАЭС составляет 10—15 %, в благоприятных условиях до 20 %.

Максимальный диаметр насосов-турбин достиг 8,375 м, расходы 300—350 м³/с, единичная мощность 350—450 МВт. Проектируются РОНТ мощностью 600—700 МВт [14, 92]. Максимальный напор в НР на ГАЭС Чаира составляет 701 м (рис.25.8). При высоких напорах происходит процесс вытеснения громоздких трёхмашинных агрегатов с ковшовыми турбинами малогабаритными агрегатами с МНТ, имеющими три, четыре или пять ступеней [14].

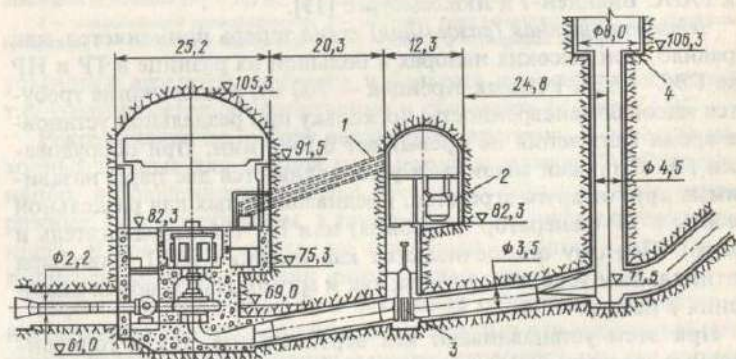


Рис. 25.8. Двухъярусная подземная ГАЭС Чаира ($Q_T = 36 \text{ м}^3/\text{с}$; $D_T = 3,74 \text{ м}$; $N_T = 4 \times 225 \text{ МВт}$): 1 — галерея шинопроводов; 2 — повышающий трансформатор; 3 — верховой и низовой затворы; 4 — уравнильный резервуар

Трехмашинная схема. До той поры, пока обратимые агрегаты не охватывали современного диапазона напоров, создаваемых на ГАЭС, приходилось устанавливать громоздкие и более дорогие трехмашинные агрегаты. Эти агрегаты в вертикальном и горизонтальном исполнении состоят из синхронного двигателя-генератора с одним направлением вращения, устанавливаемым на одном валу с радиально-осевой или ковшовой турбиной, а также многоступенчатого насоса с числом ступеней до 6—9.

На агрегатах с вертикальным валом сверху устанавливается двигатель-генератор, затем гидротурбина, под ней муфта, и внизу насос, который требует большего заглубления.

Для горизонтальных агрегатов размещение двигателя-генератора между гидравлическими машинами является наиболее целесообразным, поскольку позволяет проще всего осуществлять отключение насоса во время работы в ТР. Однако размещение всех трех машин на уровне пола машинного зала влечет за собой снижение его отметки на значение, определяемое необходимым заглублением насоса.

Трехмашинные агрегаты отличаются более высокой маневренностью, чем двухмашинные: время переключения их при переходе от одного режима к другому, как правило, не превышает 1—2 мин.

Крупнейшие в мире трехмашинные агрегаты с радиально-осевыми турбинами установлены: вертикальные — в Австралии на ГАЭС Уайвенхоу и Тамет-III с максимальной мощностью 325 и 280 МВт (рис. 25.9), а горизонтальные — мощностью по 100 МВт — на ГАЭС Вианден-1 в Люксембурге [15].

Четырехмашинная (раздельная) схема теперь применяется, как правило, при высоких напорах и большой их разнице в ТР и НР (на ГЭС - ГАЭС Рейссек-Крейцек — 700 м), а также когда требуется высокая маневренность, поскольку при раздельной установке время включения не превышает 0,5—1 мин. При оборудовании ГАЭС такими машинами устанавливается две пары независимых друг от друга агрегатов, предназначенных для раздельной работы в ТР (генератор и турбина) или НР (электродвигатель и насос). Поэтому обеспечиваются как высокие КПД, благодаря оптимальным условиям работы, так и минимальное время включения в работу.

При этом устанавливают как вертикальные, так и горизонтальные агрегаты с ковшовыми турбинами и многоступенчатыми насосами, но при относительно низких напорах возможно применение и радиально-осевых турбин. Металлоемкость при четырех машинах, конечно, больше, чем в предыдущих схемах, для

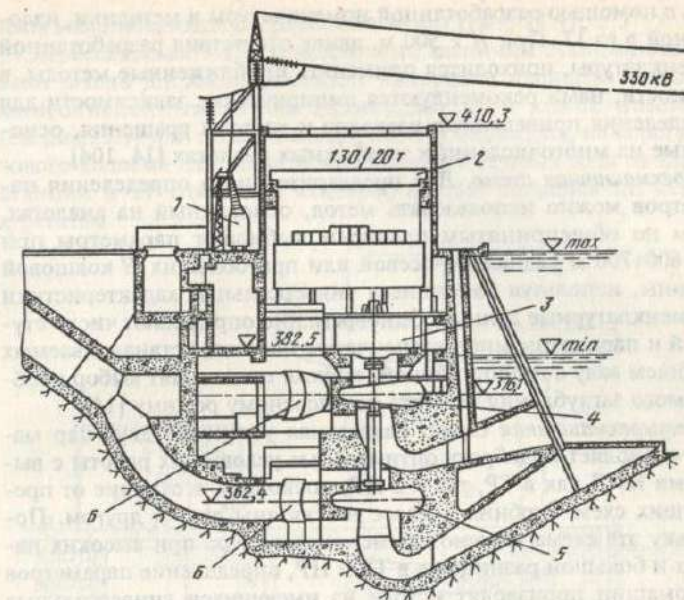


Рис. 25.9. Полуподземная ГАЭС Тамет-III с полногабаритным машинным залом и трехмашинными агрегатами ($H_n = 165$ м; $Q_n = 200$ м³/с; $D_1 = 6,76$ м):

1 — повышающий трансформатор; 2 — мостовой кран машинного зала; 3 — двигатель-генератор; 4 — радиально-осевая турбина; 5 — насос; 6 — шаровые затворы

установки агрегатов требуется и большая площадь помещений, т.е. увеличивается соответственно и стоимость здания ГАЭС.

Рекомендации по выбору параметров агрегатов. В качестве исходных данных для выбора параметров агрегатов ГАЭС служат напор, в большинстве случаев несколько больший в насосном режиме, чем в турбинном, а также расход агрегата или его мощность. В последнем случае по мощности и напору может быть вычислен расход в том или ином режиме (см. § 25.3).

Двухмашинная схема. При установке обратимых агрегатов с насосами-турбинами основными критериями для выбора той или иной методики служат напор и число ступеней: одна для напора до 700 м и несколько, обычно 3—5, когда применяют МНТ для больших напоров, вплоть до 1300 м.

Выбор параметров РОНТ при напоре до 500 м следует выпол-

нять с помощью разработанной номенклатуры и методики, изложенной в гл.17. При $H > 500$ м, ввиду отсутствия разработанной номенклатуры, приходится применять приближенные методы, в частности, нами рекомендуются эмпирические зависимости для определения приведенных расходов и частоты вращения, основанные на многочисленных зарубежных аналогах [14, 104].

Трехмашинная схема. Для предварительного определения параметров можно использовать метод, основанный на аналогах, затем по общепринятым правилам выбирают параметры при $H < 600-700$ м радиально-осевой или при больших H ковшовой турбины, используя имеющиеся универсальные характеристики и номенклатурные данные. Одновременно определяют число ступеней и параметры многоступенчатых насосов, устанавливаемых на общем валу с гидротурбиной, а также производят выбор необходимого заглубления агрегата по насосному режиму [14].

Четырехмашинная схема. Раздельная установка двух пар машин позволяет подобрать оптимальные условия их работы с высокими КПД как в ТР, так и в НР, поскольку, в отличие от предыдущих схем, турбина и насос не связаны друг и другом. Поскольку эта схема обычно применяется теперь при высоких напорах и большой разнице их в ТР и НР, определение параметров гидромашин производят исходя из имеющихся универсальных характеристик и номенклатурных данных по ковшовым турбинам, а также существующих методов выбора многоступенчатых насосов.

25.5. Основные типы и компоновка зданий ГАЭС

Выбор того или иного типа здания ГАЭС в значительной мере обуславливается природными условиями и значением напора. Здания ГАЭС руслового типа очень малочисленны. Приплотинный вариант здания ГАЭС может быть построен лишь при наличии скальных грунтов и достаточно узком створе. Только при скальных грунтах может идти речь о весьма рациональном подземном типе здания. Целесообразность применения полуподземного типа зависит от геологических условий и может быть оправдана при определенном рельефе местности.

Наземные здания ГАЭС. Приплотинные ГАЭС имеют сравнительно небольшое распространение, поскольку относятся в большинстве своем к относительно низконапорным установкам. Приплотинные здания, как правило оборудованные обратимыми агрегатами, могут быть размещены за гравитационной либо за арочно-гравитационной, арочной или контрфорсной плотиной. Ряд ГАЭС в США и Канаде построены полукрытыми с понижен-

ным малогабаритным машинным залом (см. § 21.4).

Деривационные ГАЭС с наземными зданиями станций охватывают очень широкий диапазон напоров и являются наиболее многочисленным типом. Размещают их в конце наземных (см. рис.25.9) или подземных (рис.25.10) водоводов, на берегу низового водоема или реки. В необходимых случаях вода от здания станции в ТР отводится каналом, а в НР подается по нему к агрегатам.

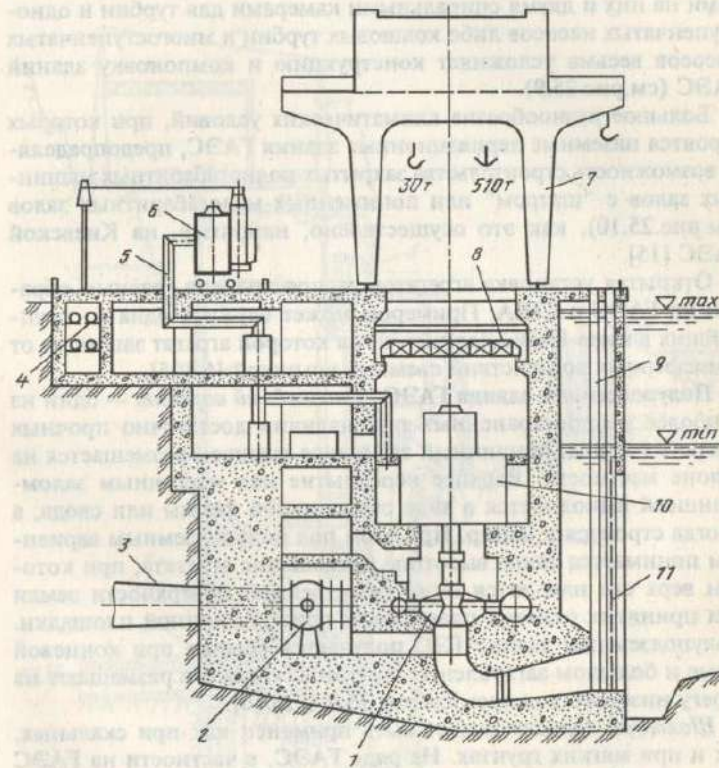


Рис.25.10. Полуподземная ГАЭС Бленхейм Джильбоа (США) с пониженным малогабаритным машинным залом и обратимыми агрегатами ($H_s = 358$ м; $Q_s = 85$ м³/с; $D_s = 6,06$ м; $n = 257$ об/мин; $N_s = 4 \times 300 = 1200$ МВт):

1 — насос-турбина; 2 — шаровой затвор; 3 — верхний туннельный водовод; 4 — высоковольтные кабели; 5 — выходы генераторного напряжения; 6 — повышающий трансформатор; 7 — монтажный козловой кран; 8 — вспомогательный мостовой кран; 9 — паз ремонтного заграждения; 10 — двигатель-генератор с пусковым двигателем; 11 — паз съемной решетки

Конструкция и компоновка зданий ГАЭС при установке обратимых агрегатов принципиально не отличаются от конструкции и компоновки зданий ГЭС, за исключением того, что необходимо учитывать реверсивность работы агрегатов, в связи с чем в определенных случаях приходится устанавливать съемные решетки на всасывающе-отсасывающих трубах.

Установка вертикальных трехмашинных агрегатов с радиально-осевыми турбинами и индивидуальными водоводами, затворами на них и двумя спиральными камерами для турбин и одноступенчатых насосов либо ковшовых турбин и многоступенчатых насосов весьма усложняет конструкцию и компоновку зданий ГАЭС (см.рис.25.9).

Большое разнообразие климатических условий, при которых строятся наземные деривационные здания ГАЭС, предопределяет возможность строительства закрытых полногабаритных машинных залов с "шатром" или пониженных малогабаритных залов (см.рис.25.10), как это осуществлено, например, на Киевской ГАЭС [15].

Открытая установка агрегатов распространена главным образом на ГАЭС в США. Примером может служить одна из крупнейших в мире ГАЭС Ладдингтон, на которой агрегат защищен от атмосферных воздействий съемной крышкой [6,105].

Полуподземные здания ГАЭС. Траншейный вариант — один из наиболее распространенных при наличии достаточно прочных скальных пород. Машинный зал в виде траншеи размещается на склоне местности. Верхнее перекрытие над машинным залом-траншеей выполняется в виде стропильной фермы или свода, а иногда строится и шатер. При этом под полуподземным вариантом понимается такое высотное размещение агрегата, при котором верх его находится ниже естественной поверхности земли или принятых отметок планировки пристанционной площадки. Полуподземным здание ГЭС получается обычно при концевой схеме и большом заглублении агрегатов, когда его размещают на берегу низового водоема [см.рис.25.9 и 25.10].

Шахтный вариант может быть применен как при скальных, так и при мягких грунтах. На ряде ГАЭС, в частности на ГАЭС Фойерс в Шотландии, оба агрегата мощностью по 150 МВт установлены в отдельных шахтах, пройденных в скальном массиве на берегу известного озера Лох-Несс [6].

В мягких грунтах с установкой двух агрегатов мощностью по 115 МВт построена ГАЭС Кютай. Глубина шахты составляет 82 м, внутренний диаметр 26 м, толщина стенок 0,6 — 2 м. Подобная

компоновка была ранее осуществлена на ГАЭС Ренкхаузен в ФРГ и на ряде других установок [92]. Примером наиболее крупной в мире установки шахтного типа является ГАЭС Джердап-III мощностью 1,2 ГВт, на которой глубина шести шахт, выполненных в скальных грунтах, составляет около 85 м (рис.25.11).

Подземные здания ГАЭС. Подземный тип ГАЭС за последние десятилетия получил наибольшее распространение благодаря минимальным затратам по обеспечению в НР больших заглубле-

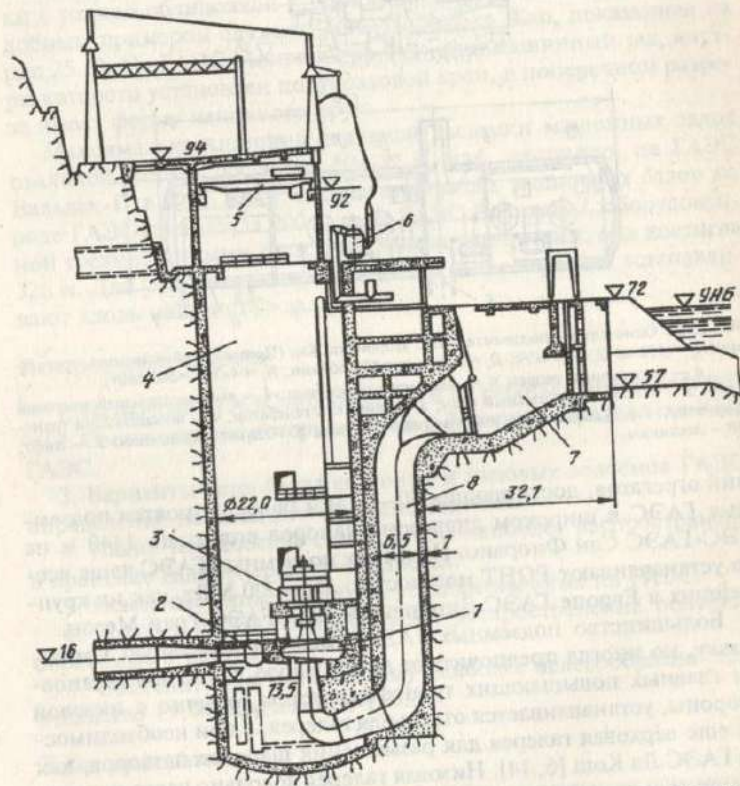


Рис.25.11. Полуподземная шахтного типа ГАЭС Джердап-III (Югославия) с обратимыми агрегатами ($H_s = 380$ м; $N_s = 6 \times 200$ МВт):

- 1 — насос-турбина; 2 — шаровой затвор; 3 — двигатель-генератор; 4 — шахта; 5 — мостовой монтажный кран; 6 — повышающий трансформатор; 7 — водоприемник-водовыпуск; 8 — низовый шахтный водовод

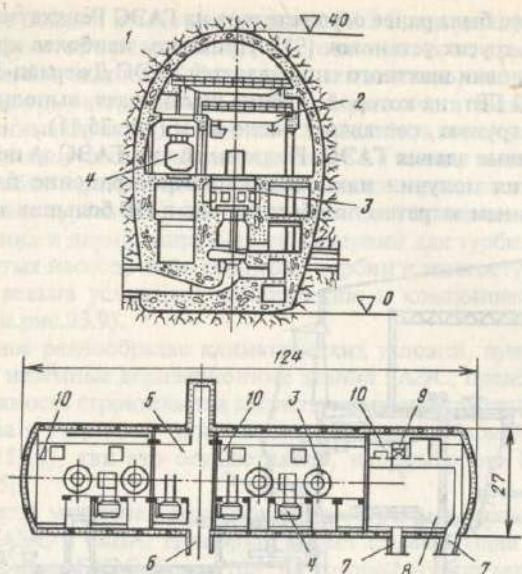


Рис. 25.12. Однозальная подземная ГАЭС Поромбка Жар (Польша) с обратимыми агрегатами ($H_p = 432$ м; $Q = 34$ м³/с; $D_1 = 2,9$ м; $n = 600$ об/мин; $N_1 = 4 \times 125 = 500$ МВт):
 а — поперечный разрез; б — план машинного зала; 1 — вспомогательный мостовой кран; 2 — основной монтажный кран; 3 — двигатель-генератор; 4 — повышающий трансформатор; 7 — кабельный и аэрационный туннель; 8 — пульт управления; 9 — лифт; 10 — лестницы

ний агрегатов, достигающих 50—60 м и более. Строятся подземные ГАЭС в широком диапазоне напоров вплоть до 1440 м на ГЭС-ГАЭС Сан Фиорано. На новых подземных ГАЭС чаще всего устанавливают РОНТ мощностью 150—300 МВт, как на крупнейших в Европе ГАЭС Динорвик и ГЭС-ГАЭС Гран Мезон.

Большинство подземных ГАЭС имеют однозальную компоновку, но иногда предпочитают двухзальную, когда для установки главных повышающих трансформаторов, обычно с низовой стороны, устанавливается отдельная галерея, а при необходимости еще верхняя галерея для размещения шаровых затворов, как на ГАЭС Ла Кош [6, 14]. Низовая галерея довольно часто используется только для установки плоских затворов на низовых водоводах. Они обслуживаются мостовыми кранами или тельферами, но более надежным решением является применение гидроподъемников (см. рис. 25.8).

Прямоугольная форма скальной выломки со сводом для машинного зала является наиболее распространенной, ширина ее зависит от состава размещаемого внутри зала оборудования — только агрегатов или их затворов на водоводах, а иногда и главных повышающих трансформаторов. Высота выломки при установке трехмашинных агрегатов может достигать 60 м.

В целях лучшего учета напряженного состояния скального массива, в котором выполняется полость для машинного зала, последнее время стали чаще применять овальную форму выломки с тонкой облицовкой и усиленной анкерровкой свода [6]. Подобным примером служит ГАЭС Поромбка Жар, показанная на рис. 25.12. На ГАЭС Монтезик во Франции машинный зал, внутри которого установлен полукозловой кран, в поперечном разрезе имеет форму неполного круга.

Максимальная ширина скальной выломки машинных залов овальной формы достигает 30—32 м, как, например, на ГАЭС Вальдек-II в ФРГ [105]. Длина подземных машинных залов на ряде ГАЭС превысила 200 м, а на ГАЭС Вианден-I, оборудованной трехмашинными горизонтальными агрегатами, она достигла 326 м. Для уменьшения пролета свода такие агрегаты устанавливают вдоль машинного зала [14].

Контрольные вопросы

1. Назначение ГАЭС и особенности их работы в энергосистеме?
2. Составляющие потерь энергии и формулы определения КПД ГАЭС.
3. Варианты устройства верховых и низовых водоемов ГАЭС, определение необходимого объема водоема.
4. Какие технические схемы ГАЭС наиболее распространены в практике гидроэнергостроительства?
5. Основные типы агрегатов, устанавливаемых на ГАЭС.
6. Почему на ГАЭС наибольшее распространение получили обратимые агрегаты?
7. Объясните причины, почему наиболее целесообразно строительство ГАЭС подземного типа.

Темы рефератов

1. Типы уникальных агрегатов ГАЭС и их основные параметры.
2. Обзор достижений в области строительства ГАЭС подземного типа.
3. Технические схемы, применяемые при строительстве ГАЭС.

Приливные электростанции

26.1. Схемы и режимы работы приливных электростанций

Сила притяжения Луны и Солнца приводит в движение огромные массы вод в Мировом океане. Каждые 6 ч 12 мин повышение уровня воды сменяется его понижением. Высота приливной волны на просторах океана составляет в среднем около 2 м — это двойная амплитуда; т.е. разность между максимальным уровнем воды в прилив и минимальным — в отлив. Разные глубины океана, острова, континенты, фиорды, устья рек существенно влияют на высоту приливной волны и для разных точек побережий она оказывается различной. Так, наибольшая амплитуда прилива (19,6 м) наблюдается в заливе Фанди на атлантическом побережье Канады. На побережье Охотского моря она составляет до 11 м, на Белом море 6,9 м, на Кольском побережье 4,2 м.

Приливной вал, заходящий в устья рек, называется борой. На Амазонке бора обрывистой водной стеной высотой 5 — 6 м проходит, снижаясь по пути, на 300 км вверх от устья реки.

В каждый момент времени в одной и той же точке побережья высота прилива определяется взаимным расположением Земли, Луны и Солнца (рис.26.1). При нахождении Солнца, Земли и Луны на одной прямой (новолуние и полнолуние) приливообразующие силы Луны и Солнца складываются и происходит наибольший по амплитуде сизигийный прилив. Когда Луна и Солнце находятся по отношению к Земле под углом 90° , приливообразующая сила Солнца вычитается из силы лунного прилива. При этом наблюдается наименьший по амплитуде квадратурный прилив (первая и последняя четверти Луны). Прилив, вызванный Солнцем, в 2,17 раза меньше лунного из-за большого расстояния между Землей и Солнцем. Период лунного прилива 24 ч 50 мин, солнечного 24 ч. Амплитуда квадратурного прилива примерно в 2 раза меньше амплитуды сизигийного. Продолжительность цикла смены фаз постоянна и равна одному синодическому (лунному) месяцу — 29,53 сут.

Энергия прилива прямо пропорциональна квадрату его амплитуды. Таким образом, для установки, утилизирующей энергию прилива, характерен неравномерный режим работы в течение синодического месяца и примерно одинаковый режим работы в

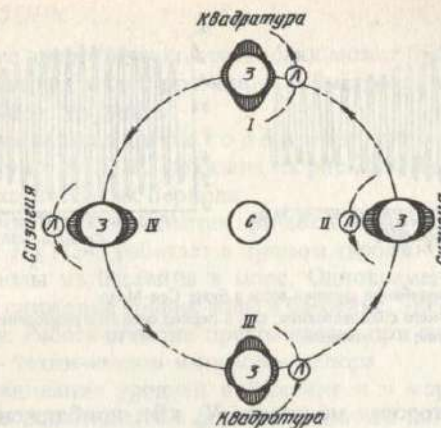


Рис.26.1. Графическое изображение сложения лунного и солнечного прилива в зависимости от положения Земли — Луны — Солнца:

I — первая четверть Луны; II — полнолуние; III — последняя четверть Луны; IV — новолуние; Л — Луна; З — Земля; С — Солнце

каждом из этих месяцев в течение любого года.

Изменение уровня воды в море вследствие приливов и отливов описывается мареограммой $h = h(t)$, имеющей вид синусоиды с периодом 12 ч 24 мин, т.е. смены прилива и отлива происходят через каждые 6 ч 12 мин. На рис. 26.2 показаны суточные колебания уровня воды в море (мареограмма) в бухте Сен-Мало во Франции.

Запас энергии прилива в море достаточно высок, только технически возможная годовая выработка энергии на побережьях России оценивается в 200 — 250 млрд.кВт.ч. Схема использования энергии прилива выглядит следующим образом. Удобный залив или фиорд отделяется от моря плотиной и зданием приливной электростанции (ПЭС). Создается бассейн, уровень воды в котором изменяется во времени $Z = Z(t)$. Перепад между уровнем воды в бассейне Z и в море h — есть напор установки $H = Z - h$. Расход установки в каждый момент времени составляет

$$= -F \frac{dZ}{dt},$$

где F — площадь бассейна.

Потенциальная энергия бассейна \mathcal{E}_n , кВт.ч, и соответствующую

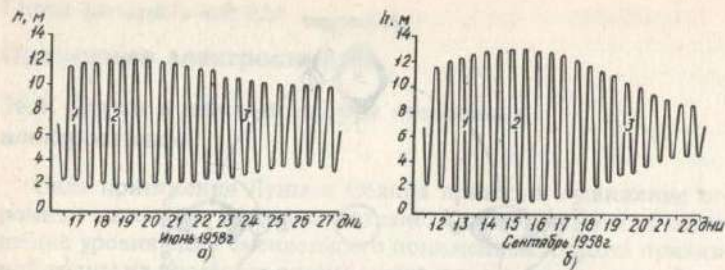


Рис.26.2. Суточные колебания уровней воды в бухте Сен-Мало:
а — в период летнего солнцестояния; б — в период осеннего равноденствия; 1 — новолуние; 2 — полнолуние; 3 — четверть

шая ей среднегодовая мощность N_n , кВт, приблизительно определяется по формулам

$$\mathcal{E}_n = 2 \cdot 10^6 A_{cp}^2 Fk ;$$

$$N_n = \frac{\mathcal{E}_n}{8760} = 225 A_{cp}^2 Fk ,$$

где k — поправочный коэффициент ($k \leq 1$), учитывающий уменьшение площади бассейна при снижении уровня воды в нем.

Мощность, развиваемая установкой, с учетом плотности морской воды $\gamma = 1,026 \text{ т/м}^3$ и коэффициента полезного действия η

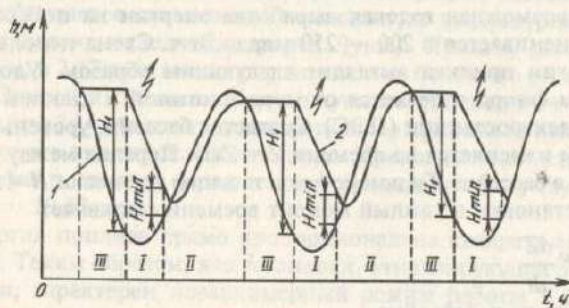


Рис.26.3. Схема работы однобассейновой ПЭС одностороннего действия:
1 — мареграмма; 2 — уровни воды в бассейне; I — III — периоды работы ПЭС

$$N = 10,05 QHh.$$

В качестве энергетической установки может быть использована приливная гидроэлектростанция с быстроходными поворотными лопастными турбинами.

Возможная схема односторонней работы однобассейновой ПЭС показана на рис.26.3. Здесь можно выделить три характерных периода:

I. Работа станции начинается при достаточно высоком начальном напоре H_1 . ПЭС работает в прямом турбинном режиме при движении воды из бассейна в море. Одновременно с отливом происходит снижение уровня воды в бассейне, энергия передается в систему. Работа станции прекращается при снижении напора до H_{min} — технического минимума напора.

II. Выравнивание уровней в бассейне и в море, после чего открываются водосливы и в режиме холостого пуска во время прилива бассейн наполняется.

III. В момент выравнивания уровней в бассейне и в море затворы закрываются, бассейн отсекается от моря, уровень воды в море понижается (отлив) и накапливается начальный напор. Так работает опытная ПЭС Аннаполис в Канаде. Характерно, что энергия вырабатывается только в период I, все остальное время приливно-отливного цикла тратится на наполнение бассейна и накопление начального напора. Попытки удлинить период работы станции или сделать эту работу непрерывной привели к созданию многобассейновых схем со сложными ре-

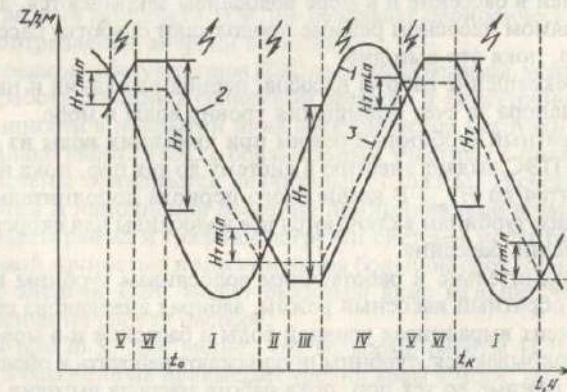


Рис.26.4. Схема работы однобассейновой ПЭС двустороннего действия:

1 — мареграмма; 2 — уровни воды в бассейне при насосной подкачке; 3 — то же без насосной подкачки; I — VI — периоды работы ПЭС

жими наполнения и опорожнения бассейнов. Эти схемы очень дороги, а главное, обеспечение непрерывности работы станции сопровождается резким снижением выработки электроэнергии. Дорогой оказалась и компенсация прерывистой работой ПЭС с помощью специально построенной ГАЭС.

В настоящее время основным типом установки, использующей энергию приливов, является *однобассейновая ПЭС* *двухстороннего действия*, схема работы которой показана на рис. 26.4. За время одного цикла прилива-отлива, т.е. в течение 12 ч 24 мин, можно выделить шесть периодов: четыре рабочих и два периода простоя.

Рассмотрим работу ПЭС с момента t_0 начала работы станции в прямом турбинном режиме.

I. ПЭС начинает работать при достаточно большом начальном напоре, ее агрегаты работают в прямом турбинном режиме при движении воды из бассейна в море. Выдача энергии в систему продолжается до тех пор, пока напор установки не понизится до технического минимума напора $H_{t, min}$. В конце периода целесообразно дополнительно к работающим турбинам открыть все водосливы для скорейшего снижения уровня воды в бассейне. При напоре $H < H_{t, min}$ через турбины пропускается расход воды при отключенных генераторах.

II. Происходит дальнейшее опорожнение бассейна через водосливы и через турбины, которые включаются в прямой насосный режим, забирая энергию из системы. В момент выравнивания уровней в бассейне и в море водосливы закрываются, а турбины в прямом насосном режиме продолжают сработку бассейна до тех пор, пока это выгодно.

III. Прекращение работы насосов, период ожидания и накопления напора за счет повышения уровня воды в море.

IV. Обратный турбинный режим при движении воды из моря в бассейн ПЭС выдает энергию в систему до тех пор, пока напор не понизится до $H_{t, min}$. В конце этого периода дополнительно к работающим турбинам включаются все водосливы для скорейшего наполнения бассейна.

V. Дополнительно к работающим водосливам турбины переводятся в обратный насосный режим, забирая энергию из системы. В момент выравнивания уровней воды в бассейне и в море водосливы закрываются, турбины продолжают работать в обратном насосном режиме до тех пор, пока работа насосов выгодна.

VI. Прекращение работы насосов, период ожидания и накопления напора за счет снижения уровня воды в море. В этот

момент заканчивается первый и начинается второй цикл работы ПЭС.

Использование насосных режимов связано с затратой энергии, но так как насосы работают на малых напорах, а сработка дополнительных призм воды в турбинном режиме происходит на значительно больших напорах, дополнительная выработка энергии оказывается больше, чем ее затраты. Работа насосов увеличивает выработку энергии ПЭС на 5 — 8%. Аналогичный эффект дает холостой сброс воды через водосливы во время работы турбин. Например, в прямом турбинном режиме он позволяет увеличить напор и увеличить выработку в обратном турбинном режиме.

На рис. 26.4 штриховой линией показан режим ПЭС без использования работы насосов, когда агрегаты станции работают в турбинном режиме или стоят. Напоры при этом оказываются меньше, и соответственно уменьшается выработка электроэнергии.

Рассмотренные режимы работы ПЭС называются базисными. Они обеспечивают максимальную выработку электроэнергии. Недостатком этих режимов является то, что периоды выдачи мощности в систему чередуются с периодами потребления энергии и простоями. Режим потребления электроэнергии в системе характеризуется пиками и провалами нагрузки, время наступления которых определяется солнечным календарем, а ПЭС вырабатывает энергию по лунному календарю и в солнечном времени периоды ее работы ежедневно смещаются на 48 мин. Поэтому период выдачи мощности ПЭС не совпадает периодически с режимом потребления энергии в системе.

Используя работу агрегатов ПЭС в насосных режимах, можно обеспечить работу станции в солнечном времени и ежесуточное участие ее мощности в покрытии пика электрической нагрузки системы.

Однако работа ПЭС с обязательным участием в пиках нагрузки системы оказывается значительно сложнее. Расчет режимов сработки и наполнения бассейна принципиально возможен, так как мареограмма и графики нагрузки системы могут быть с достаточной точностью предсказаны на большой срок, однако выработка энергии ПЭС может оказаться даже меньше, чем ее потребление на работу насосов.

Из рис. 26.3, 26.4 видно, что во время работы ПЭС уровень воды в бассейне не превышает уровня воды в море, поэтому приливные электростанции не создают дополнительных подтоплений и затоплений территорий и с этой точки зрения являются экологически чистыми. Холостые попуски из водосливов закан-

чиваются при полностью открытых затворах и при перепадах уровней, близких к нулю, что обеспечивает пропуск рыбы к нерестилищам на побережье и в реки, впадающие в бассейн ПЭС.

26.2. Выбор параметров ПЭС

Основными параметрами ПЭС являются ее установленная мощность и пропускная способность водосливов.

Как правило, проектирование агрегата ведется применительно к конкретным условиям выбранного створа. Часто опытный агрегат в натуральную величину испытывают на небольшой опытной приливной электростанции. Установленная мощность ПЭС обычно определяется числом агрегатов, параметры которых известны.

Пропускная способность водосливного фронта аналогично определяется числом водосливов, пропускная способность каждого из которых зависит от глубины в створе, конструкции водослива, возможных размеров затворов данного типа. При совмещении водосливного и агрегатного блоков и расположении водосливов над агрегатом число водосливов равно числу агрегатов и выбор установленной мощности ПЭС и пропускной способности водосливов сводится к выбору числа агрегатов. При отдельной компоновке агрегатных и водосливных блоков должно быть выбрано количество первых и вторых. Параметры ПЭС зависят от предполагаемого режима ее работы в энергосистеме, а этот режим определяется составом электростанций системы.

Для предварительной оценки энергетических возможностей бассейна F , км², на побережье со средней амплитудой прилива A_{cp} Л.Б.Бернштейн [107] рекомендует формулы установленной мощности, кВт,

$$N_y = 250 A_{cp}^2 F$$

и годовой выработки электроэнергии, кВт·ч,

$$\mathcal{E} = 0,67 \cdot 10^6 A_{cp}^2 F.$$

На ПЭС устанавливаются преимущественно капсульные агрегаты двустороннего действия с горизонтальным валом. Для уменьшения размеров генератора и капсулы на некоторых ПЭС применяют мультипликаторы, позволяющие получить частоту вращения ротора генератора в несколько раз больше, чем у турбины. Такой мультипликатор установлен у агрегата Кислогубской ПЭС. В однобассейновых ПЭС одностороннего действия (см.рис.26.3)

могут быть применены прямоточные агрегаты одностороннего действия, ротор генератора которых расположен на ободе рабочего колеса турбины (см.рис.26.7). Из-за небольших напоров мощность одного агрегата оказывается сравнительно малой, и для получения значительной мощности ПЭС приходится устанавливать большое число машин. Так, в одном из вариантов Беломорской ПЭС предполагалось установить до 2000 агрегатов. При большом числе агрегатов возможно применение пропеллерных турбин с жестко закрепленными лопастями.

26.3. Примеры компоновки ПЭС

Первой из крупных приливных электростанций является однобассейновая ПЭС Ранс, построенная в 1967 г. во Франции вблизи г.Сен-Мало на берегу Ла-Манша. Площадь бассейна 20 км², амплитуды прилива 3,3 — 13,5 м при среднем значении 8,4 м. Установленная мощность станции 240 тыс. кВт, в 24 капсульных агрегатах с поворотными лопастными турбинами с диаметром рабочего колеса 5,35 м. Годовая выработка электроэнергии (нетто — за вычетом затрат энергии на насосную работу) — 502 млн.кВт·ч.

В состав сооружений ПЭС (рис.26.5) входят: здание ПЭС, водосбросная плотина, земляная плотина, судоходный шлюз, ОРУ 225 кВ. Главные повышающие трансформаторы расположены внутри здания ПЭС, по крыше здания проложена автомобильная дорога, имеющая две полосы движения шириной по 7 м каждая. С обеих сторон дороги устроены пути для перемещения двух кранов, обслуживающих затворы всасывающе-отсасывающих труб.

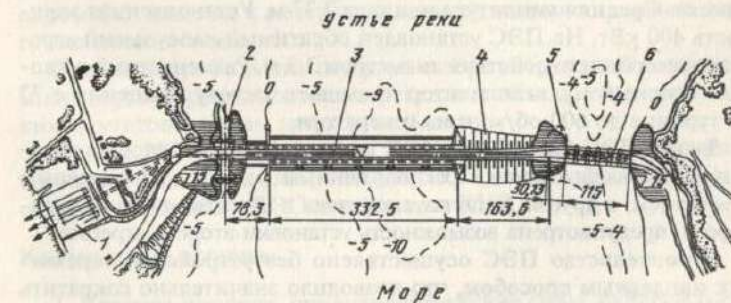


Рис.26.5. План сооружений ПЭС Ранс:

1 — ОРУ 225 кВ; 2 — судоходный шлюз; 3 — здание ПЭС; 4 — земляная плотина; 5 — раздельный устой на сохранившейся части рифа; 6 — водосливная плотина

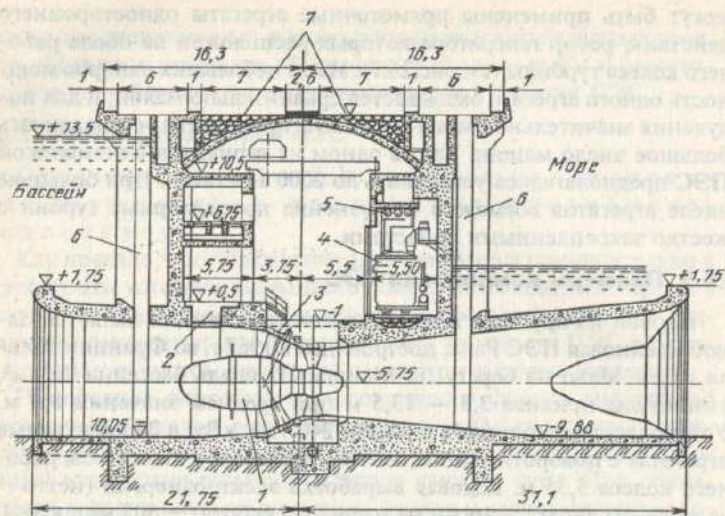


Рис.26.6. Здание ПЭС Ран:

1 — капсульный обратимый агрегат; 2 — люк для монтажа и ремонта электрической машины; 3 — то же гидравлической машины; 4 — трансформатор; 5 — кабельные выводы на ОРУ; 6 — пазы плоских затворов; 7 — проезжая часть автодороги

Бетонные сооружения ПЭС построены под защитой ячеистых перемычек.

Опытно-экспериментальная однобассейновая Кислогубская ПЭС двустороннего действия построена в 1968 г. вблизи г. Мурманска. Средняя амплитуда прилива 2,37 м. Установленная мощность 400 кВт. На ПЭС установлен обратимый капсульный агрегат двустороннего действия диаметром 3,3 м. Размещенный в капсуле соосный мультипликатор повышает частоту вращения с 72 на турбине до 600 об/мин на генераторе.

Здание ПЭС (рис.26.6) состоит из двух секций, в одной из которых установлен агрегат с расположенным над ним водосливным отверстием, в другой, используемой пока в качестве донного водосброса, предусмотрена возможность установки второго агрегата.

Строительство ПЭС осуществлено без устройства перемычек наплавным способом, что позволило значительно сократить затраты на строительство. В настоящее время этот способ принят основным в проектах мощных ПЭС в России, в Канаде и Англии.

Сущность способа состоит в том, что наплавной блок, пред-

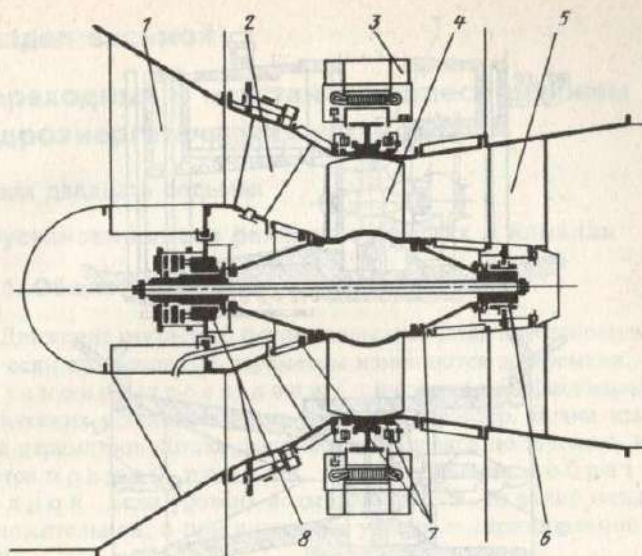


Рис.26.7. Гидротурбина типа "Страфло":

1 — входной статор; 2 — направляющий аппарат; 3 — генератор; 4 — рабочее колесо; 5 — выходной статор; 6 — подшипник; 7 — гидростатическое уплотнение; 8 — верховой подшипник, совмещенный с подпятником

ставляющий собой железобетонную конструкцию из тонкостенных элементов, изготавливается в сухом доке, затем на плаву буксиром доставляется к месту установки и ставится на заранее подготовленное основание.

При наличии больших глубин в створе сооружений возможно многоярусное расположение агрегатов и объединение нескольких агрегатов в одном наплавном блоке.

На рис.26,7 показан агрегат ПЭС Аннаполис с прямоточной турбиной типа "Страфло", а на рис.26.8 здание той же ПЭС. Несколько небольших ПЭС построено в КНР.

Контрольные вопросы

1. Явление прилива, приливообразующие силы, сизигийные и квадратурные амплитуды прилива, периодичность прилива.
2. Основные схемы использования энергии приливов.

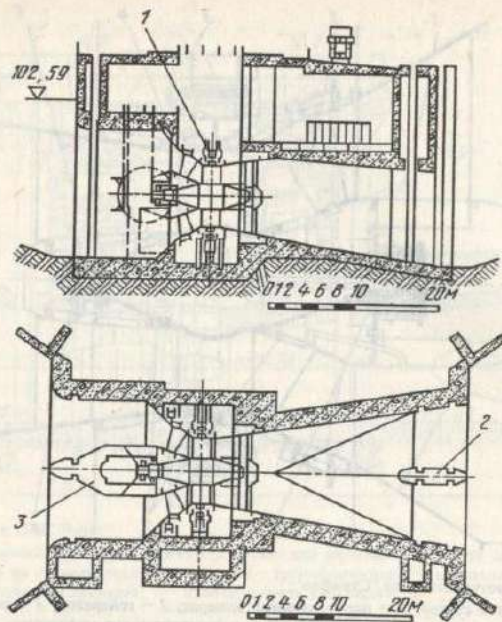


Рис. 26.8. Вертикальный и горизонтальные разрезы по зданию ПЭС Аннаполис (Канада):
1 – гидротурбина типа "Страффо"; 2 – бычок в отсасывающей трубе; 3 – бычок в подводе (с шахтой)

3. Особенность режима работы ПЭС.
4. Сущность эффекта работы ПЭС в насосном режиме.
5. Основные виды гидросилового оборудования ПЭС.

Темы рефератов

1. Схемы использования энергии прилива.
2. Приближенные способы расчета оптимальных режимов работы ПЭС.
3. Оптимизация режима работы ПЭС на ЭВМ.

Раздел восьмой

Переходные и неустановившиеся режимы гидроэнергетических установок

Глава двадцать седьмая

Неустановившиеся режимы в бьефах и каналах

27.1. Общие положения

Движение открытого потока воды считается неустановившимся, если его основные параметры изменяются во времени. Неустановившееся движение воды в бьефах гидроэнергетических установок носит волновой характер. Волна изменения параметров потока, распространяющаяся по течению, называется *прямой волной*, а против течения – *обратной волной*. Если уровень воды повышается, то волну называют *положительной*, а при снижении уровня – *отрицательной волной*.

Основными причинами явно выраженных неустановившихся процессов в бьефах гидроузлов являются: суточное регулирование расхода и мощности ГЭС; осуществление холостых сбросов воды из водохранилищ; прохождение волн паводка на притоках; аварийные сбросы воды в процессе эксплуатации гидроузла; процесс шлюзования судов. Наибольшие изменения уровней воды в бьефах ГЭС происходят при аварийных попусках через холостые водосбросы и при полных сбросах и наборе нагрузки.

Колебательные процессы в бьефах зависят от компоновки гидроузлов и пропускаемых расходов воды. Чем шире бьеф, тем меньше высота волны в нем (ветровые волны в данном разделе не рассматриваются). Наибольшие колебания уровня воды наблюдаются в узких неподпертых нижних бьефах, где высота волн может достигать 2 – 5 м. Со стороны верхнего бьефа для водохранилищ годичного и многолетнего регулирования высота волн ничтожно мала и не превышает 1 – 2 см. По мере удаления от гидроузла высота волн уменьшается.

Скорость распространения возмущений при неустановившемся движении воды существенно зависит от глубины потока и формы его поперечного сечения. Для открытых русел, поперечное сечение которых можно аппроксимировать трапециевидальной формой, скорость распространения возмуще-

ний может быть ориентировочно определена по формуле

$$c = v_0 \pm \sqrt{\frac{g\omega}{\alpha B}}$$

где v_0 — осредненная скорость движения воды до начала неустановившегося режима; ω — площадь живого сечения потока; B — ширина потока по урезу воды; α — корректив Буссинеска.

Знак плюс берется при прямой волне, а минус — при обратной.

Волновые процессы в бьефах гидроэнергетических установок существенно зависят от режимов их работы. Чем более интенсивно изменяется расход ГЭС, ГАЭС, НС, тем более сильно проявляется волновой процесс. В процессе суточного регулирования увеличение и снижение расхода на ГЭС происходят в течение промежутка времени от нескольких секунд до 2 ч. В соответствии с этим временем происходит и волнообразующий процесс в ее бьефах.

Для определения наибольших повышений и понижений уровня воды в безнапорных водопроводящих трактах на стадии их проектирования составляются специальные расчетные схемы. В расчетах на максимальное повышение уровня воды в отводящем канале ГЭС принимается максимальное значение коэффициента его гидравлического сопротивления, а при определении минимальных уровней берется минимальный коэффициент сопротивления.

Короткие каналы гидроэнергетических установок имеют явно выраженные колебательные процессы воды, которые формируются в результате многократных отражений волн от начальных и конечных створов (рис.27.1).

Начальный подъем уровня Δh при неустановившемся движении воды в деривационных каналах ГЭС можно определять исходя из уравнения неразрывности потока. Поступивший в канал за время закрытия направляющих аппаратов гидроагрегатов станции T_3 объем воды $V = QT_3/2$ должен распределиться в виде клина длиной $T_3 c$ с максимальным подъемом у водоприемников турбинных трубопроводов (рис.27.1, а) или у выхода отсасывающих труб отводящего канала при набросе нагрузки. Из условия равенства объемов можно получить упрощенную формулу для каналов прямоугольного сечения:

$$\Delta h = \frac{Q}{cb}$$

где b — ширина канала, м; Q — расход станции, м³/с;

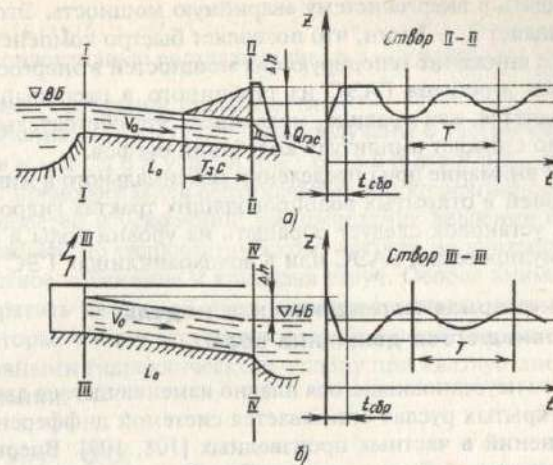


Рис.27.1. Схемы колебаний уровней воды в подводящем (а) и отводящем (б) деривационных каналах ГЭС при сбросе нагрузки

c — скорость распространения возмущений, м/с.

Если в пределах развития волны канал или русло имеют трапецеидальную форму с коэффициентом бокового откоса m , то повышение уровня воды при сбросе (набросе) нагрузки определяется по формуле

$$\Delta h = -\frac{3}{4} \frac{B}{m} \sqrt{\left(\frac{3B}{4m}\right)^2 - \frac{3Q}{2mc}}$$

где B — ширина потока по урезу воды, м.

Полученные формулы для Δh справедливы в том случае, когда отраженная от конца канала волна не успевает наложиться на начальный подъем уровня, т.е. когда длина канала $L > T_3 c$.

Каналы гидроаккумулирующих электростанций отличаются от водопроводящих трактов других гидроэнергетических установок реверсивностью движения воды. Такой режим работы каналов ГАЭС обусловлен суточным режимом работы станции. В течение суток гидроагрегаты ГАЭС могут неоднократно переходить из турбинного режима работы в насосный и обратно.

Наибольшие колебания уровней в каналах ГАЭС возникают при переводе от насосного режима к турбинному при необходи-

мости выдать в энергосистему аварийную мощность. Этот переход составляет 2 — 3 мин, что позволяет быстро компенсировать аварийное снижение генерирующих мощностей в энергосистеме.

Перевод агрегатов ГАЭС из турбинного в насосный режим осуществляется, как правило, медленнее. Это обстоятельство существенно снижает амплитуду колебания бьефов.

Особое внимание при определении максимального и минимального уровней в открытых водопроводящих трактах гидроэнергетических установок следует обращать на уровни воды в бассейнах аккумуляции ГАЭС или в водохранилищах ГЭС и НС.

27.2. Одномерная математическая модель неустановившегося движения воды

Процесс неустановившегося плавно изменяющегося движения воды в открытых руслах описывается системой дифференциальных уравнений в частных производных [108, 109]. Впервые эта система уравнений была получена Сен-Венаном в 1871 г.

Уравнение динамического равновесия можно получить из закона об изменении количества движения для объема жидкости между двумя створами на расстоянии ds один от другого. Это уравнение имеет вид

$$\frac{\alpha}{g} \left(\frac{\partial v}{\partial t} + v \frac{\partial v}{\partial s} \right) + \frac{\partial h}{\partial s} = i_0 - i_f, \quad (27.1)$$

где v — осредненная по сечению скорость движения воды; h — глубина потока; i_0 — уклон дна русла; i_f — уклон трения, учитывающий силы сопротивления движению воды; t, s — координаты по времени и длине; α — корректив Буссинеска; g — ускорение свободного падения.

Уравнение неразрывности обычно записывается в следующей форме:

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\partial Q}{\partial s} = q, \quad (27.2)$$

где Q — расход; ω — живое сечение потока воды; q — удельная боковая приточность на единицу длины русла.

Отдельные члены уравнения (27.1) имеют свой физический

смысл. Так, члены уравнения $\frac{\alpha}{g} \frac{\partial v}{\partial t}$, $\frac{\alpha}{g} v \frac{\partial v}{\partial s}$ представляют локаль-

ную и конвективную составляющие сил инерции; $i_0 - \frac{\partial h}{\partial s}$ является уклоном свободной поверхности.

Уравнения (27.1) и (27.2) были получены с учетом следующих основных допущений о движении потока воды: пренебрегались вертикальные и поперечные составляющие скоростей и ускорений; распределение давления по вертикали принято по гидростатическому закону; не учитывались поверхностное натяжение и кривизна струй. Особое внимание следует обратить на способ учета сил гидравлического сопротивления, которые в силу отсутствия разработанной теории принимаются равными гидравлическому уклону при квазиустановившемся движении:

$$i_f = \frac{v|v|}{C^2 R} = \frac{Q|Q|}{K}, \quad (27.3)$$

где C — коэффициент Шези; R — гидравлический радиус русла; K — модуль расхода.

Форма записи $v|v|$ предопределяется возможностью появления во время переходных гидравлических процессов обратных скоростей движения воды.

В качестве искоемых переменных потока воды в одномерной модели выступают пары v и h или Q и h (иногда Z и v или Z и Q , где Z — отметка поверхности воды).

Для получения полной картины течения потока воды при неустановившемся движении одних уравнений (27.1) — (27.3) недостаточно.

Для получения зависимостей $Q(t,s)$ и $h(t,s)$ необходимо иметь начальные $Q(t_0,s)$ и $h(t_0,s)$ и граничные $Q(t,s_0)$, $Q(t,s_n)$ или $h(t,s_0)$, $h(t,s_n)$ условия (рис. 27.2).

Иными словами, необходимо знать параметры потока воды до наступления неустановившегося режима, т.е. чаще всего в стационарных условиях. Кроме того, необходимо знать, как изменяется во времени расход ГЭС, ГАЭС или НС или глубина потока в начале и в конце канала.

27.3. Методы решения задачи расчета неустановившегося движения воды

Поиск параметров потока воды $Q(t,s)$ и $h(t,s)$ при неустановившемся движении сводится к решению нестационарной краевой задачи для уравнений (27.1) и (27.2) при заданных начальных и граничных условиях. С математической точки зрения эти уравнения являются квазилинейными гиперболического типа и аналитического решения не имеют.

В настоящее время для приближенного интегрирования системы (27.1) и (27.2) широко используются два основных метода — явный и неявный методы конечных разностей. Известны также и другие методы, особенно так называемые инженерные решения, которые в качестве исходных используют упрощенные модели движения воды.

Явный метод конечных разностей достаточно прост в вычислительном плане и имеет хорошую устойчивость при интегрировании уравнений (27.1) и (27.2) даже при явно выраженном неустановившемся движении воды. Недостатком метода является малый шаг интегрирования по t , который жестко ограничен сверху условием сходимости данного метода к точному решению. Этот метод широко применяется для расчетов

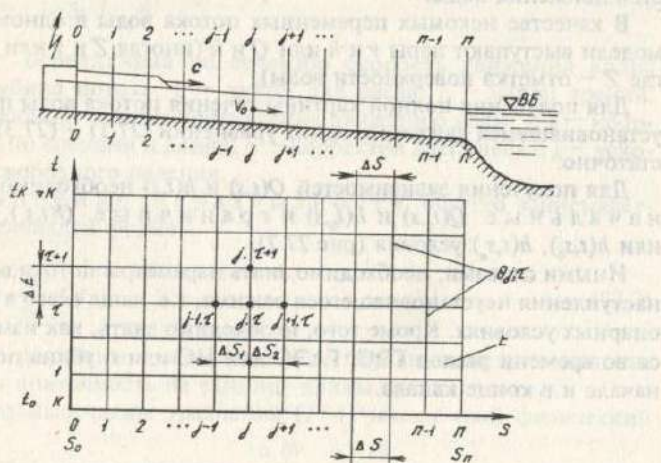


Рис. 27.2. Схемы расчета неустановившегося движения воды в отводящем канале ГЭС

переходных процессов в деривационных и соединительных каналах ГЭС, ГАЭС и НС, так как периоды колебательных процессов в этих трактах оказываются соизмеримыми с допустимым шагом по времени явной конечно-разностной схемы.

Неявный метод конечных разностей не имеет столь жесткого ограничения шага интегрирования уравнений (27.1) и (27.2). Однако в вычислительном плане он более громоздок. Этот метод нашел широкое применение для расчетов параметров медленно изменяющегося неустановившегося движения воды при прохождении волн паводков и пусков. В этих случаях длительность переходных процессов измеряется неделями, а то и месяцами.

Таким образом, при небольшой длине открытого русла или канала и при коротком времени переходных процессов целесообразно использовать для интегрирования уравнений Сен-Венана явный метод конечных разностей, а при продолжительном времени переходного процесса в длинных руслах — неявный метод.

Рассмотрим более подробно реализацию математической модели неустановившегося движения воды явным методом конечных разностей. Полная область решений E будет ограничена длиной канала L с начальным 0 и конечным n створами, а также необходимым временем моделирования переходных процессов T . Эта область непрерывного изменения аргументов s и t должна

быть заменена на дискретную область \bar{E} , определенную по сетке θ_j (рис. 27.2):

$$\theta_j = \{s_j \in [0, n], j = 0, 1, \dots, n; s_0 = 0; s_n = L;$$

$$t_0 = 0, t_k = T, t_\tau \in [0, k], \Delta t > 0, \tau = 0, 1, \dots, k\},$$

где $s = s_j$ и $t = t_\tau$ — узлы сетки θ_j ; $\Delta s_j = s_j - s_{j-1}$ — шаг сетки по оси канала; $\Delta t_\tau = t_{\tau+1} - t_\tau$ — шаг по времени; h_j — глубина наполнения русла в створе j в момент времени τ ; $Q_j = Q(s_j, t_\tau)$ — расход в том же узле сетки.

Если применять в явной разностной схеме метод аппроксимации Лакса, то условие устойчивости решений должно быть записано так:

$$\Delta t_{\tau \max} \leq \min_{j(j)} \left\{ \frac{\Delta s_j}{c_{j\tau}} \right\}. \quad (27.4)$$

В этом случае шаг сетки Δs_j должен удовлетворять условию

$$\forall (j, \tau) \in \bar{E}; \Delta s_j = \xi_j \Delta t_{\max} c_{j\tau} \quad (27.5)$$

где наилучшая устойчивость наблюдается при $\xi_j = 0,5 \div 1$.

Собственно решение нестационарной красной задачи для уравнений неустановившегося движения воды распадается на три задачи: поиск параметров потока в начальный момент времени; определение параметров на левой и правой границах канала; поиск параметров внутри области решений \bar{E} .

В качестве начального может рассматриваться как установившийся, так и неустановившийся режим движения воды. В результате расчета начальных условий должны быть определены h_{j0} и Q_{j0} , $\forall j \in \bar{E}$. В расчетной практике чаще всего за начальный принимается установившийся режим. Для этого задаются начальным расходом $Q_{j0} = Q_0$, который остается постоянным во всех створах $j = 1, 2, \dots, n$. Решение начального условия сводится к поиску глубины наполнения канала при ее фиксированном значении на левой или правой границах.

Для построения кривой свободной поверхности используют уравнение неравномерного установившегося движения воды, которое может быть получено из (27.1) путем приравнивания нулю частных производных по времени:

$$\frac{d}{ds} \left(h + \frac{\alpha v^2}{2g} \right) = i_0 - i_f \quad (27.6)$$

Методы интегрирования этого уравнения подробно рассматриваются в курсе гидравлики.

Явный метод конечных разностей существенно улучшает устойчивость и сходимость решения уравнений к точным значениям, если исходную систему уравнений (27.1) и (27.2) представить в характеристической форме:

$$\frac{\partial Q}{\partial t} - Bc_2 \frac{\partial h}{\partial t} = F_1; \quad (27.7)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial t} - Bc_1 \frac{\partial h}{\partial t} = F_2, \quad (27.8)$$

где B — ширина потока по урезу воды;

$$\left. \begin{aligned} F_1 &= \left[\frac{g\omega}{\alpha} \left(i_0 + \frac{\alpha Q^2}{g\omega^3} \frac{\partial \omega}{\partial s} \right) \right]_{h=\text{const}} - \frac{Q|Q|}{K^2} - c_1 \frac{\partial Q}{\partial s} + \\ &+ Bc_1 c_2 \frac{\partial h}{\partial s} \pm \sqrt{gh} \cdot q \Big|_1; \\ F_2 &= \left[\frac{g\omega}{\alpha} \left(i_0 + \frac{\alpha Q^2}{g\omega^3} \frac{\partial \omega}{\partial s} \right) \right]_{h=\text{const}} - \frac{Q|Q|}{K^2} - c_2 \frac{\partial Q}{\partial s} + \\ &+ Bc_1 c_2 \frac{\partial h}{\partial s} - \sqrt{gh} \cdot q \Big|_2 \end{aligned} \right\} \quad (27.9)$$

Уравнение (27.7) справедливо для характеристик с постоянными по длине значениями C_1 , а (27.8) — для характеристик с C_2 . Соответственно (27.7) называют уравнением прямой волны, а (27.8) — уравнениями обратной волны.

Для определения параметров потока в следующий момент времени внутри области решений \bar{E} заменим дифференциальные операторы в системе (27.7) — (27.9) через конечные разности в соответствии со схемой Лакса (рис.27.3):

$$\frac{\partial f}{\partial t} = \frac{f_{j\tau+1} - f_{j\tau}}{\Delta t_\tau}; \quad \frac{\partial f}{\partial s}_1 = \frac{f_{j\tau} - f_{j-1,\tau}}{\Delta s_1}; \quad \frac{\partial f}{\partial s}_2 = \frac{f_{j+1,\tau} - f_{j\tau}}{\Delta s_2},$$

где под f могут выступать параметры h, Q, ω . Индекс 1 соответствует прямой волне, а 2 — обратной.

Тогда система уравнений (27.7) — (27.9) примет вид

$$Q_{j\tau+1} - Q_{j\tau} - Bc_2(h_{j\tau+1} - h_{j\tau}) = \Delta t_\tau F_1; \quad (27.10)$$

$$Q_{j\tau+1} - Q_{j\tau} - Bc_1(h_{j\tau+1} - h_{j\tau}) = \Delta t_\tau F_2. \quad (27.11)$$

Решая совместно (27.10) и (27.11), получаем

$$Q_{j\tau+1} = Q_{j\tau} + \frac{\Delta t_\tau}{c_1 - c_2} (c_1 F_1 - c_2 F_2);$$

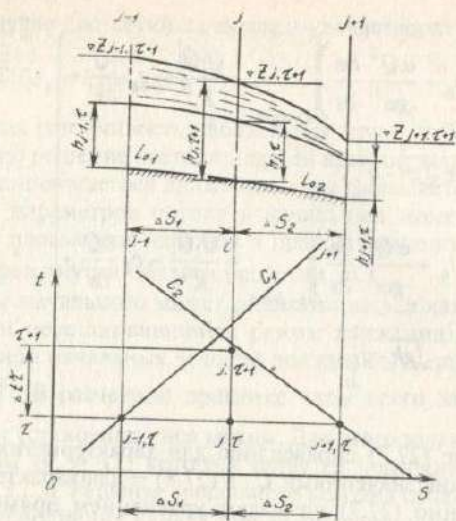


Рис. 27.3. Схемы к представлению дифференциальных операторов через конечные разности

$$h_{j,t+\Delta t} = h_{j,t} + \frac{\Delta t}{B(c_1 - c_2)} (F_1 - F_2)$$

Таким образом, зная параметры потока $h_{j-1,t}$, $h_{j,t}$, $h_{j+1,t}$, $Q_{j-1,t}$, $Q_{j,t}$, $Q_{j+1,t}$ в момент времени t , получаем новые значения параметров $h_{j,t+\Delta t}$ и $Q_{j,t+\Delta t}$ через промежуток времени Δt . Изменяя j от 1 до $n-1$, получаем характеристики потока вдоль всего русла при неустановившемся движении в следующий момент времени, т.е. t_{j+1} .

Для определения параметров потока воды в момент времени t_{j+1} на границах канала или открытого русла необходимо совместное решение уравнения (27.11) с уравнением левого граничного условия, а (27.10) — с уравнением правого граничного условия.

В качестве простейших видов граничных условий могут быть заданы в аналитической или графической форме зависимости $Q(t)$ или $h(t)$. Зависимость $Q(t)$ определяется по режиму работы гидроэнергетической установки, а $h(t)$ — по режиму работы водохранилища.

При реализации на ЭВМ вычислительного процесса необходимо следить за соотношением шагов по времени и по длине по условию сходимости приближенного решения к точному (27.4).

На рис. 27.4 приведено сопоставление расчетов неустановившегося режима движения воды в канале Каршинской ороситель-

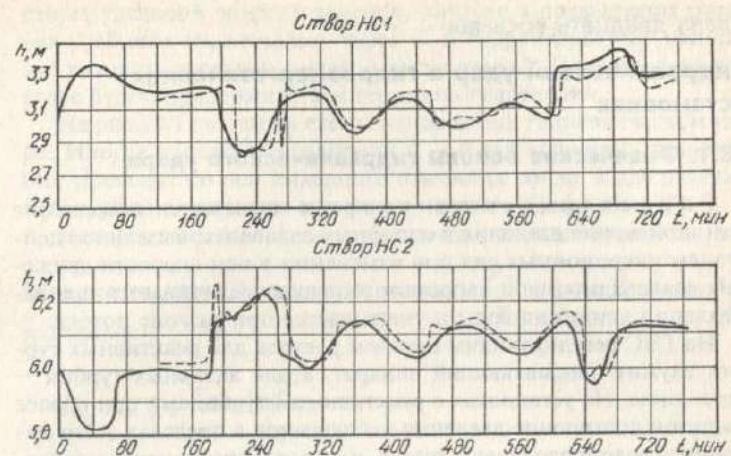


Рис. 27.4. Колебания глубин в створах насосных станций Каршинского оросительного канала: - - - натурные данные; — — — расчетные значения

ной системы между двумя насосными станциями с данными натурных наблюдений.

Анализ этого сопоставления показывает, что явный метод конечных разностей обладает хорошей сходимостью приближенного решения к точным значениям параметров потока при неустановившемся движении воды.

Контрольные вопросы

1. Чем отличается скорость распространения возмущений в канале от средней скорости потока воды?
2. Перечислите виды волн в деривационных каналах ГЭС при сбросе и набросе нагрузки.
3. Перечислите отличительные особенности неустановившегося движения в каналах ГАЭС.

Темы рефератов

1. Методы математического моделирования неустановившегося движения воды в деривационных каналах ГЭС.
2. Разработка схемы программы расчета неустановившегося движения воды в каналах ГАЭС.

Гидравлический удар в гидроэнергетических установках

28.1. Физические основы гидравлического удара

Гидравлическим ударом называется повышение или понижение давления в напорных водоводах, вызванное действием инерционных сил при изменении в нем скорости движения воды. Давление в напорном водоводе увеличивается при замедлении движения воды и уменьшается при разгоне потока.

На ГЭС регулирующим органом расхода для реактивных турбин служит направляющий аппарат, а для активных турбин — игла сопла. На установках с реактивными турбинами при сбросе нагрузок повышение давления наблюдается в пределах всего напорного водопроводящего тракта, расположенного перед направляющим аппаратом, включая спиральную камеру, а понижение давления возникает в отсасывающей трубе и в напорном отводящем тракте.

При быстром увеличении (набросе) нагрузки на ГЭС происходит понижение давления в спиральной камере и подводящем напорном тракте, а в отсасывающей трубе наблюдается повышение давления. Опасность уменьшения давления для резких перегибов трассы трубопровода заключается в возможности образования вакуума, что может привести к сплющиванию трубопровода в этих местах. В случае возможности возникновения вакуума принимают меры по его исключению.

Изменение напора при гидравлическом ударе влияет на расход и мощность гидроагрегата, что существенно осложняет процесс регулирования турбин при переходных процессах. Наиболее сильные возмущения в работе гидроагрегата возникают при аварийных режимах работы ГЭС, ГАЭС и НС. Однако для пиковых ГЭС и большинства ГАЭС, особенно для станций, ведущих частоту в энергосистеме, экстремальные переходные процессы в водопроводящих трактах и гидроагрегате являются нормальными режимами работы.

В связи с тем что явление гидроудара подробно исследуется наукой "Техническая механика жидкости (гидравлика)", то в данном разделе применяются отличные от принятых в учебнике терминология и обозначение удельной энергии сечения водовода. Так, в соответствии с гидравликой понятие напора H соответ-

ствует удельной энергии сечения, которая в предыдущих разделах учебника обозначалась через E . В гидроэнергетике напор — это разность удельных энергий двух сечений. Поэтому в данной главе будем придерживаться терминов гидравлики.

На рис.28.1 показаны схемы напоров при гидравлическом ударе. Иногда плоскость сравнения $0-0$ для ковшовых гидротурбин проводят по оси выходного отверстия сопла, а для реактивных турбин совмещают с уровнем нижнего бьефа ($0'-0'$).

Напор в любой точке A трубопровода определяется ее высотным положением Z_A , пьезометрическим $\frac{p_A}{\gamma}$ и скоростным $\frac{\alpha_A v_A^2}{2g}$ напорами:

$$H_A = Z_A + \frac{p_A}{\gamma} + \frac{\alpha_A v_A^2}{2g}$$

Скоростной напор в энергетических водопроводящих трактах составляет 1 — 4 м водяного столба, что находится в пределах погрешностей математических моделей гидравлического удара и поэтому в расчетах не учитывается.

Если пренебречь потерями напора на трение, то напор при

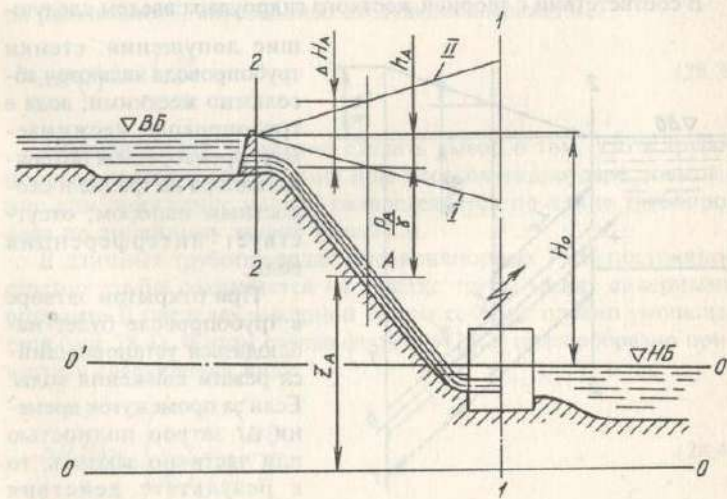


Рис.28.1. Схема трубопровода ГЭС с составляющими напора для точки A .
I — пьезометрическая линия; II — линия повышения давления при гидроударе

гидравлическом ударе можно определить по формуле

$$H_A = Z_A + \frac{p_A}{\gamma} \pm \frac{\Delta p_A(t)}{\gamma},$$

где $\Delta H_A(t) = \frac{\Delta p_A(t)}{\gamma}$ — изменение напора во времени при гидравлическом ударе.

Для определения ΔH разработано несколько математических моделей. Наибольшее распространение получили модели жесткого гидроудара, определяемого в условиях абсолютно жесткой трубы и при отсутствии сжимаемости воды, и упругого гидроудара, учитывающего реальную упругость оболочки трубопровода и сжимаемость воды.

28.2. Модель жесткого гидравлического удара

Рассмотрим трубопровод с постоянной по длине L площадью поперечного сечения f . Ось x направим по оси трубопровода в сторону верхнего бьефа (рис.28.2). Направление скорости считаем положительным при движении потока от верхнего бьефа к затвору.

В соответствии с теорией жесткого гидроудара введем следующие

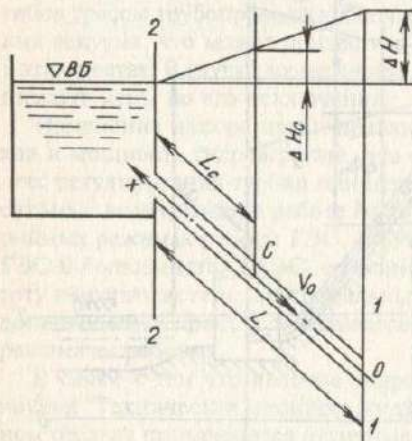


Рис.28.2. Расчетная схема трубопровода для жесткого гидроудара

допущения: стенки трубопровода являются абсолютно жесткими; вода в трубопроводе несжимаемая; пренебрегаем потерями напора на трение и скоростным напором; отсутствует интерференция волн.

При открытом затворе в трубопроводе будет наблюдаться установившийся режим движения воды. Если за промежуток времени Δt затвор полностью или частично закрыть, то в результате действия инерционных сил давление в сечении $I-I$ повы-

сится с p_0 до $p_0 + \Delta p$, что повлечет изменение напора на ΔH .

Для определения ΔH применим по всей массе воды в трубопроводе второй закон Ньютона об изменении количества движения:

$$\frac{d}{dt}(mv) = F, \quad (28.1)$$

где $m = \rho fL$ — масса всего объема жидкости в трубе; v — скорость жидкости; $F = f(p_0 + \Delta p) - fp_0 = f\Delta p = f\rho g\Delta H$ — сумма проекций на ось x всех внешних сил, действующих на данную массу жидкости.

Тогда повышение напора при гидравлическом ударе в сечении $I-I$ определяется по формуле

$$\Delta H = -\frac{L}{g} \frac{dv}{dt}. \quad (28.2)$$

Знак минус в (28.2) указывает на то, что повышение напора в трубопроводе происходит при замедленной скорости движения жидкости и наоборот.

Для любого другого сечения, находящегося от верхнего бьефа на расстоянии l , справедливо следующее выражение:

$$\Delta H(l) = -\frac{l}{g} \frac{dv}{dt}. \quad (28.3)$$

Анализируя (28.3), можно сделать вывод о том, что в трубопроводе постоянного сечения при жестком гидроударе повышение или понижение напора распределяется по длине трубопровода по линейному закону (рис.28.3).

В длинных трубопроводах высоконапорных ГЭС постоянное сечение трубы сохраняется на участке трубы между анкерными опорами. В пределах анкерной опоры сечение плавно уменьшается (рис.28.4). В этом случае формулу (28.3) целесообразно привести к следующему виду:

$$\Delta H(l) = -\left(\frac{1}{g} \sum_j \frac{l_j}{f_j}\right) \frac{dQ}{dt}, \quad (28.4)$$

где l_j и f_j — длина и поперечное сечение участка j ; Q — расход.

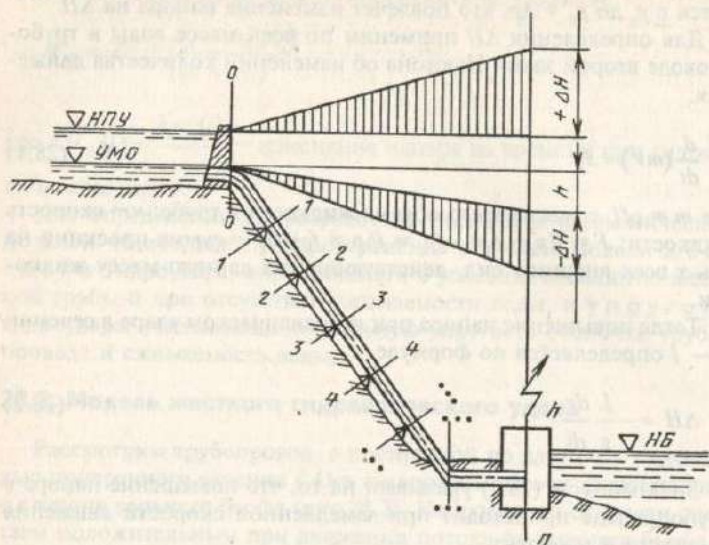


Рис. 28.3. Схема определения повышения и понижения напора при гидроударе

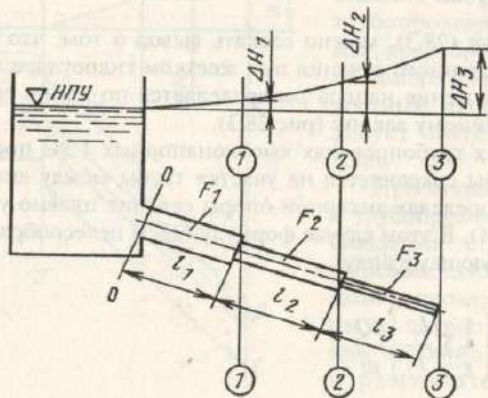


Рис. 28.4. Повышение напора в трубопроводе переменного сечения при жестком гидроударе

Суммирование следует проводить по участкам трубопровода, расположенным выше сечения l , включая длину Δl участка с сечением f_l .

Для длинных трубопроводов высоконапорных ГЭС линия повышения напора получается вогнутой, так как на нижних участках при одинаковых расходах скорости движения жидкости выше, чем на верхних участках.

В реальных условиях при расчетах гидравлического удара задаются не изменением расхода во времени, а законом закрытия затвора или направляющего аппарата гидротурбины $a(t)$. В этом случае расход, проходящий через турбину, зависит как от степени открытия направляющего аппарата (для реактивных турбин), так и от действующего напора с учетом гидравлического удара:

$$Q = Q_1' D_1^2 \sqrt{H_0 + \Delta H}, \quad (28.5)$$

где Q_1' — приведенный расход гидромашин; D_1 — диаметр рабочего колеса.

Для подробных расчетов $Q_1'(a, H)$ можно определить по универсальной характеристике гидромашин [24].

Интегрирование уравнения (28.4) можно осуществить по схеме Эйлера, делая замену:

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{Q_{t+1} - Q_t}{\Delta t},$$

с учетом начальных условий, в качестве которых берется установившийся режим.

Полученные значения напора при гидравлическом ударе могут быть скорректированы с учетом потерь на трение и на скоростной напор:

$$H = H_0 + \Delta H - h + \frac{\alpha v^2}{2g}. \quad (28.6)$$

При необходимости интегрирование уравнения (28.4) можно провести для различных сечений водопроводящего тракта и по результатам расчетов получить огибающую максимальных значений H — эпюру распределения напора по длине при гидравлическом ударе.

28.3. Движение сжимаемой жидкости в упругой трубе

Реальный процесс переходных режимов движения воды в напорных водопроводящих трактах характеризуется сжимаемостью воды и наличием упругих свойств стенок водовода. В этих условиях процесс гидравлического удара можно представить в таком виде. При закрытии затвора в конце трубопровода, вследствие уменьшения скорости течения воды, повышается давление. От этого происходит некоторое расширение упругой трубы на участке повышенного давления до сечения 1 — 1 (рис.28.5), плотность воды на этом участке увеличивается. В увеличившийся объем через сечение 1 — 1 вливается движущаяся в трубе вода. Затем останавливаются ближайšie к сечению слои воды, давление их повышается и область расширения трубы увеличивается, переместившись против течения. В любой момент t труба разделена граничным сечением на две области: уже охваченную повышением давления (расширенную) и остальную часть трубы, где сохраняются еще первоначальные скорость течения и давление воды. Эта граница, называемая фронтом волны удара, перемещается вверх по трубе со скоростью c , которая, как доказывается в курсах гидравлики, в случае тонкостенной трубы с диаметром D и толщиной стенки δ из однородного материала определяется так:

$$c = \frac{c_0}{\sqrt{1 + \frac{\varepsilon D}{E\delta}}} \quad (28.7)$$

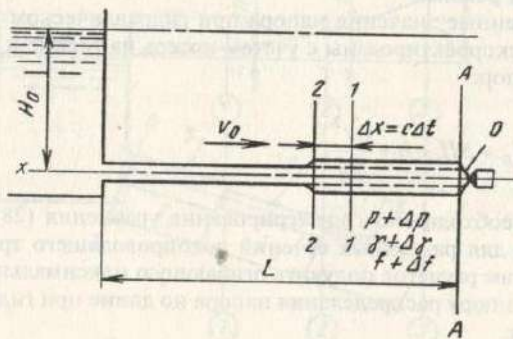


Рис. 28.5. Схема гидравлического удара в упругой трубе с горизонтальной осью при закрытии затвора

Здесь c_0 — скорость распространения малых возмущений в жидкости, для воды $c_0 = 1325$ м/с; ε — объемный модуль упругости жидкости, для воды $\varepsilon = 2,1 \cdot 10^4$ кгс/см² $\approx 2,1$ ГПа, для нефти $\varepsilon = 1,35 \cdot 10^4$ кгс/см² $\approx 1,35$ ГПа; E — модуль упругости материала стенок трубы, принимающий значения для:

стали и железа	$2,1 \cdot 10^6$ кгс/см ² ≈ 210 ГПа
чугуна	$1,0 \cdot 10^6$ кгс/см ² ≈ 100 ГПа
бетона	$3,1 \cdot 10^5$ кгс/см ² ≈ 21 ГПа
дерева	$1,0 \cdot 10^5$ кгс/см ² ≈ 10 ГПа

Формулы для скорости ударных волн в более сложных случаях, в частности для труб из неоднородных материалов (например, железобетонных), приводятся в [109].

Из (28.9) видно, что чем жестче материал оболочки трубопровода, т.е. чем больше E , тем больше скорость распространения волны c . Для стальных трубопроводов значения c находятся в пределах 750 — 1200 м/с, для железобетонных $c = 900 \div 1100$ м/с, для деревянных труб со сплошными стыками $c = 250 \div 700$ м/с, для непрерывных деревянных труб с учетом утечки воды через стыки клепки $c = 70 \div 150$ м/с.

При длине трубы L волна повышения давления через L/c секунд достигнет резервуара, из которого берет начало трубопровод. Если в резервуаре поддерживается постоянный уровень, а сам резервуар настолько велик, что давление во входном сечении трубы остается практически постоянным, то в этом сечении возникает отраженная волна понижения давления, равная по величине и противоположная по знаку волне повышения давления; их сумма равна нулю. Отраженная волна с той же скоростью c будет двигаться по трубопроводу от резервуара к затвору и пройдет этот путь за промежуток времени L/c секунд. Пришедшая от резервуара волна понижения давления отразится от закрытого затвора; эта волна будет распространяться со скоростью c к резервуару и т.д. В каждый данный момент в любом сечении трубопровода изменение давления определится суммой всех волн. Вследствие рассеяния энергии волны с течением времени затухнут.

Обычно затвор закрывается не мгновенно, а в течение T_3 секунд, поэтому в нижнем конце трубопровода происходит постепенное изменение расхода воды и перед затвором возникает нарастающее во времени повышение давления, которое распространяется по трубопроводу. За промежуток времени L/c первичная волна, вызванная закрытием затвора, достигает резервуара и еще через столько же секунд отраженная волна проходит путь от

резервуара до затвора. Промежуток времени $\tau = 2L/c$ пробега волны от затвора до резервуара и обратно называется фазой удара. Если $T_0 \leq \tau$, то отраженная от резервуара волна приходит к затвору, когда он уже закрыт. Такой гидравлический удар называется прямым ударом. Если $T_0 > \tau$, то к моменту прихода отраженной от резервуара волны затвор не успевает полностью закрыться и повышение давления не достигает максимального значения. Такое явление называется непрямым ударом. При открытии затвора возникает отрицательный гидравлический удар, при котором давление в трубопроводе понижается.

В конце трубопровода (перед затвором) прямой удар наблюдается во всех случаях, если за время T_0 закрытия или T_0 открытия затвора отраженная от резервуара волна не успевает дойти до затвора. Для повышения давления это условие записывается в виде $T_0 \leq \tau$. Так как $\tau = 2L/c$, условие прямого удара при любых изменениях открытия затвора можно представить в следующем виде: $L \geq cT_0/2$. При $T_0 > \tau$, когда $L < cT_0/2$, происходит не прямой удар.

28.4. Прямой гидравлический удар и характеристики трубопровода

Для определения значений гидравлического удара получим зависимость из рассмотрения горизонтального трубопровода из однородного материала одинакового сечения на всей его длине L (см. рис. 28.5). Ось x направим от затвора в сторону верхнего бьефа.

До момента открытия затвора в трубопроводе наблюдается установившийся режим движения воды со скоростью v_0 . Далее в момент t_0 затвор начинает закрываться и волна повышения давления со скоростью c начинает распространяться по трубопроводу. Рассмотрим участок трубопровода между сечениями 2-2 и 1-1 в момент времени t_1 и t_2 . За промежуток времени $\Delta t = t_2 - t_1$ волна распространения возмущений проходит путь $\Delta x = c\Delta t$.

Применим закон об изменении количества движения к объему жидкости между створами 1-1 и 2-2. В соответствии с (28.1) в левой части уравнения имеем

$$\frac{d}{dt}(mv) = \frac{d}{dt}(\Delta x \rho f v) = \frac{d}{dt}(c \Delta t \rho f v).$$

Правая часть уравнения (31.1) содержит проекцию на ось всех действующих сил, т.е.

$$[(f + \Delta f)(p_0 + \Delta p) - fp_0 + \Delta f(p_0 + \Delta p)] = \Delta p f.$$

Перейдем от дифференциальных операторов к приращениям и приравняем левую и правые части исходного уравнения, учитывая, что c, f, ρ постоянны на Δx :

$$\Delta p = -c \rho \Delta v. \quad (28.8)$$

Заменим $\rho = \frac{\gamma}{g}$ и введем $\Delta H = \frac{\Delta p}{\gamma}$.

Тогда

$$\Delta H = -\frac{c}{g} \Delta v. \quad (28.9)$$

Формула (28.9) впервые была получена Н.Е. Жуковским в 1899 г. Формулы (28.8) и (28.9) показывают, что при прямом гидроударе давление повышается при замедленном движении воды, когда Δv отрицательно, т.е. $\Delta v = v_0 - v_x < 0$, и понижается при $\Delta v > 0$.

Формулы (28.8) и (28.9) можно применять при длине трубопровода не менее 20 его диаметров.

Максимальное повышение давления происходит при изменении скорости v от максимального значения до нуля, т.е. при $\Delta v = v_{max}$. Это происходит при закрытии затвора от полного открытия до нуля. В этом случае предельное изменение напора можно определить по формуле

$$\Delta H_{max} = \frac{c}{g} v_{max}. \quad (28.10)$$

Как видно из (28.8) – (28.10), повышение или понижение напора при прямом гидравлическом ударе не зависит от закона закрытия затвора. Этот вывод не распространяется на случай непрямого гидроудара.

Предельное повышение напора можно выразить в долях статического напора:

$$\Delta H_{max} = \zeta H_0.$$

Тогда с учетом (28.10) получим

$$\zeta = \frac{c v_{max}}{g H_0}, \quad (28.11)$$

где ζ определяет в относительных единицах предельное повышение напора или давления в трубопроводе и называется первой характеристикой трубопровода.

Предельный напор в трубопроводе можно определить по формуле

$$H_{max} = H_0 + \zeta H_0; \quad (28.12)$$

При $v_{max} = 5 \text{ м/с}$, $c = 1000 \text{ м/с}$, $H_0 = 100 \text{ м}$ по (28.11) получим $\zeta = 5,1$. Тогда предельный напор при прямом гидравлическом ударе по (28.12) $H_{max} = 100 + 5,1 \cdot 100 = 610 \text{ м}$, т.е. возрастает в 6 раз. Поэтому в ГЭУ при сбросах полной нагрузки прямой гидравлический удар не допускается.

В теории гидравлического удара используется также понятие второй характеристики трубопровода σ , которая дает значение теоретического минимума повышения напора в конце каждой фазы. Формулу для определения σ можно получить из (28.2), если принять

$$\frac{dv}{dt} = \frac{v_{max}}{T_3},$$

где T_3 — время закрытия направляющего аппарата,

$$\Delta H = \sigma H_0.$$

$$\text{Тогда } \sigma = \frac{Lv_{max}}{gH_0T_3}. \quad (28.13)$$

Если удастся получить во всех фазах $\Delta H_1 = \Delta H_2 = \dots = \Delta H_k = \sigma H_0$, то получим идеальный закон закрытия направляющего аппарата при сбросе полной нагрузки.

При линейном изменении относительного расхода ($q = Q/Q_0$) во времени $q(t)$ существуют упрощенные зависимости для определения величины гидроудара. Так, в конце первой фазы повышение напора можно определить по формуле

$$\Delta H_1 \approx \frac{2\sigma}{1 + \frac{q_1}{2} - \sigma},$$

а в конце удаленной фазы m — по формуле

$$\Delta H_m = \frac{2\sigma}{2 - \sigma}.$$

Постоянной инерции водопроводящего напорного тракта является величина T_n , которая определяется по формуле

$$T_n = \frac{Lv_{max}}{gH_0} = \sigma T_3. \quad (28.14)$$

Физический смысл T_n — это время разгона воды в водопроводящем тракте от $v = 0$ до $v = v_{max}$ под воздействием напора H_0 при отсутствии сил сопротивления движению воды. В зависимости от T_n напорная система подразделяется на малоинерционную при $T_n \leq 2 \text{ с}$ и высокоинерционную при $T_n > 2 \text{ с}$. Чем больше T_n , тем более явно выражены переходные процессы в водопроводящем тракте.

28.5. Эквивалентирование параметров водопроводящего тракта

В предварительных расчетах для неразветвленных трубопроводов применяют приближенный метод, заключающийся в том, что трубопровод с переменными по длине характеристиками заменяется эквивалентным простым трубопроводом. Такая замена дает достаточно точный результат, если число фаз за время закрытия достаточно велико, что почти всегда имеет место в установках среднего напора при сравнительно коротких трубопроводах, для которых τ относительно мало.

Пусть трубопровод состоит из n участков, имеющих длину l_1, l_2, \dots, l_n , в которых скорость распространения волны c_1, c_2, \dots, c_n . В эквивалентном трубопроводе той же длины $L = \sum_j l_j$ скорость вол-

ны должна быть такой, чтобы продолжительность фазы для него была бы такой же, как для действительного трубопровода. Время L/c_{cp} пробега волны должно равняться сумме времен пробега отдельных участков, т.е.

$$\frac{L}{c_{cp}} = \frac{l_1}{c_1} + \frac{l_2}{c_2} + \dots + \frac{l_n}{c_n} = \sum_i \frac{l_i}{c_i},$$

откуда находим

$$c_{cp} = \frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{c_i}}. \quad (28.15)$$

Обозначим через v_1, v_2, \dots, v_n скорость течения воды на участках трубопровода при $q = 1$ и напоре H_0 . В эквивалентном трубопроводе запас кинетической энергии воды $\rho Q L v_{cp} / 2$ должен быть равен сумме кинетической энергии воды на всех участках трубы, т.е.

$$\frac{\rho Q L v_{cp}}{2} = \sum_{i=1}^n \frac{\rho Q l_i v_i}{2},$$

откуда

$$v_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n l_i v_i}{L}. \quad (28.16)$$

В расчетах повышения давления при гидроударе надо полагать

$$\zeta = \frac{c_{cp} v_{max cp}}{g H_0}; \quad (28.17)$$

$$\sigma = \frac{\sum_{i=1}^n l_i v_i}{g H_0 T_3}. \quad (28.18)$$

Постоянная инерции напорных водоводов с переменными по длине характеристиками определяется по формуле

$$T_B = \frac{Q_{max}}{g H_0} \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{f_i}, \quad (28.19)$$

где l_i и f_i — длина и площадь поперечного сечения участка трубопровода.

Эквивалентирование водопроводящих трактов существенно упрощает процедуру расчетов гидравлического удара по приближенным зависимостям. Однако такой метод часто оказывается неприемлем при сложных системах водопроводящих трактов.

28.6. Влияние закона регулирования гидротурбин на величину гидравлического удара

В процессе эксплуатации ГЭС и ГАЭС гидроагрегаты работают с переменной нагрузкой, в том числе могут находиться в режиме холостого хода. Время набора и снятия нагрузки в штатном режиме зависит от требований энергосистемы. Однако экстремальные сбросы и набросы нагрузки должны отвечать возможностям системы регулирования гидромашин, в том числе и по предельно допустимым значениям превышения давления в водопроводящем тракте при гидравлическом ударе.

Экстремальные повышения давления при гидроударе могут возникнуть не только при сбросе или набросе полной нагрузки, но и при частичных (малых) регулированиях мощности ГЭС.

Рассмотрим процесс остановки турбины, работающей на холостом ходу. Отечественные гидромашинные турбины имеют расход холостого хода $Q_x = (0,11 \div 0,17) Q_{max}$. Полное время закрытия направляющего аппарата T_3 подбирается из условий гарантированного регулирования гидроагрегата, определяющего максимальные значения гидроудара и частоты вращения ротора генератора. Как правило, $T_3 \gg \tau$. Однако время закрытия направляющего аппарата от холостого хода до нуля, если не принимать специальных мер, может оказаться равным или меньшим времени фазы гидроудара. Такая ситуация, вызывающая появление прямого гидроудара, возникает на ГЭС с длинными водопроводящими трактами.

Предположим, что полное время закрытия направляющего аппарата при линейном законе $T_3 = 10$ с, расход холостого хода составляет $0,13 Q$, скорость распространения возмущений $c = 1000$ м/с. Тогда при длине водопроводящего тракта $L \geq 0,5(0,13 \times 10 \times 1000) \geq 650$ м, в водопроводящем тракте при остановке гидроагрегата от холостого хода до нуля может возникнуть прямой гидроудар. Для избежания возникновения прямого гидроудара время закрытия направляющего аппарата на этом участке существенно увеличивается (рис. 28.6).

В процессе регулирования мощности ГЭС могут возникнуть ситуации сброса малых нагрузок. Оценка величины гидравлического удара при сбросе малых нагрузок может быть проведена по (28.4) с учетом (28.5).

Важным фактором, определяющим по сути величину гидроудара, является изменение расхода во времени. Если dQ/dt при сбросе малых нагрузок превысит предельно допустимое значение, то величина гидроудара будет больше, чем при сбросе полной нагрузки.

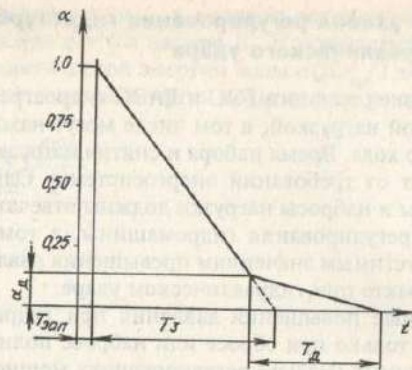


Рис.28.6. Закон закрытия направляющего аппарата гидротурбины, отн. ед.:
 $T_{зап}$ — время запаздывания реакции системы регулирования; $T_з$ — расчетное время закрытия направляющего аппарата; $T_д$ — время демпфирования

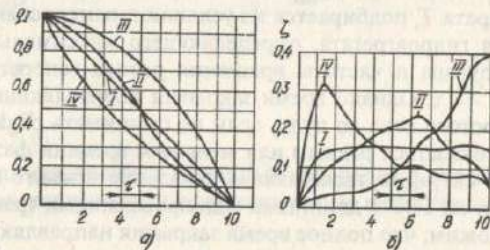


Рис.28.7. Влияние закона регулирования на повышение напора в конце трубопровода:
 a — варианты изменения относительного приведенного расхода q_i ; b — относительное повышение напора z ; I — линейное изменение расхода q_i ; II — вначале ускоряющееся, затем замедляющееся изменение q_i ; III — ускоряющееся изменение q_i ; IV — замедляющееся изменение q_i

Реальные режимы регулирования гидроагрегатных блоков дают неравномерные эпюры повышения давления при заданном $T_з$ (рис. 28.7). Показателем качества переходного режима является отношение максимального значения повышения давления к его минимальному значению.

Закон закрытия направляющего аппарата считается удовлетворительным, если выполняется соотношение

$$\varepsilon = \Delta H_{max} / \Delta H_{min} \leq 1,25,$$

где ΔH_{max} и ΔH_{min} — экстремальные значения гидроудара.

Учет всех факторов переходных процессов в гидроагрегатном блоке осуществляется при его программном регулировании.

28.7. Математическая модель упругого гидравлического удара

Явление упругого гидравлического удара описывается системой квазилинейных дифференциальных уравнений в частных производных гиперболического типа:

уравнением динамического равновесия

$$\frac{\partial H}{\partial x} + \frac{1}{g\omega} \frac{\partial Q}{\partial t} = -\frac{\lambda}{D} \frac{Q|Q|}{2g\omega^2}; \quad (28.20)$$

уравнением неразрывности

$$\frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{g\omega}{c^2} \frac{\partial H}{\partial t} = 0, \quad (28.21)$$

где $H = Z + \frac{P}{\gamma}$ — напор; Q — расход; ω — площадь поперечного сечения потока воды; λ — коэффициент гидравлического трения;

D — диаметр трубопровода; c — скорость распространения возмущений при гидроударе, определяемая по (28.5).

Уравнения (28.20) и (28.21) были получены при следующих допущениях: пренебрегались члены уравнения, учитывающие скоростной напор; поток воды не содержал парогазовой фазы; потери напора на трение учитываются по зависимости для квази-установившегося режима:

$$\lambda = 0,11 \left(\bar{\Delta} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25},$$

где $\bar{\Delta}$ — относительная шероховатость стенок водовода; Re — число Рейнольдса.

Параметрами потока воды при гидравлическом ударе являются $Q(s,t)$ и $H(s,t)$. На рис.28.8, a приведена схема водопроводящего тракта ГЭУ. Расчетная схема и область E поиска параметра $Q(s,t)$ и $H(s,t)$ приведены на рис.28.8, b .

Для создания полной математической модели гидравлического удара в напорных водоводах необходимо систему уравнений (28.20) и (28.21) дополнить граничными условиями типа

$$Q(s_0,t), Q(s_n,t) \text{ или } H(s_0,t), H(s_n,t).$$

Иногда форма граничных условий бывает очень сложной, как, например, при описании модели работы гидроагрегата, расположенного в конце или начале водопроводящего тракта.

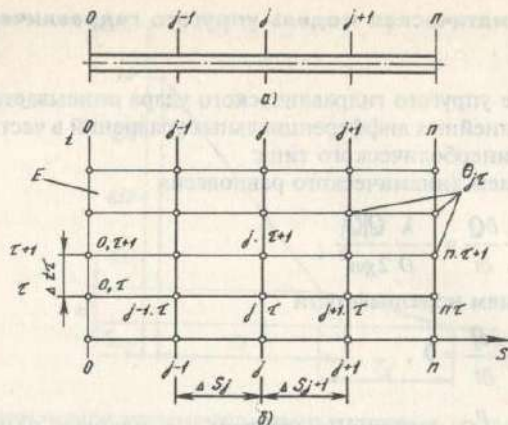


Рис.28.8. Расчетная схема водопроводящего тракта

Кроме граничных условий должны быть заданы начальные условия движения потока воды $Q(s, t_0)$ и $H(s, t_0)$ и параметры системы в начальный момент времени на границах водопроводящего тракта.

28.8. Методы численной реализации модели упругого гидравлического удара

Система уравнений (28.20) и (28.21) не имеет точного аналитического решения. Поэтому для ее интегрирования применяются различные приближенные графические и численные методы. Наибольшее распространение для решения нестационарной краевой задачи гидроудара получили метод характеристик, явный и неявный методы конечных разностей.

Метод характеристик для интегрирования уравнений гидроудара отличается простотой построения алгоритма расчетов, большой устойчивостью и сходимостью приближенного решения к точному при соблюдении жесткого ограничения на соотношение шагов по длине и времени: $\Delta s = c \Delta t$. Это ограничение про существо является единственным недостатком метода характеристик, поскольку при цилиндрическом напорном водопроводящем тракте с постоянными по длине параметрами не наблюдается смещения узлов пересечения характеристик.

При переходе к сложным системам водопроводящих трактов, имеющих различные параметры (длина, диаметр, скорость рас-

пространения возмущений), жесткое ограничение на соотношение шагов приводит к неоправданному увеличению объема расчетов.

Явный метод конечных разностей, основанный на теории характеристик, существенно снижает требование к соотношению шагов. В этом случае для сходимости приближенного решения к точному достаточно выполнить соотношение

$$\Delta t_{\max} \leq \min \left\{ \frac{\Delta s_j}{c_{j\max}} \right\}. \quad (28.22)$$

Явный метод сохраняет точность расчетов при существенном уменьшении их объема.

Неявный метод конечных разностей применяется для расчетов гидравлического удара в трубопроводах большой протяженности, перекачивающих жидкости с большими коэффициентами вязкости (нефть, кислоты и т.д.).

Снятие ограничений на соотношение шагов в этом методе заметно уменьшает объем расчетов.

Таким образом, метод характеристик можно рекомендовать для расчета гидроудара в цилиндрических трубопроводах ГЭУ. Для сложных систем водопроводящих трактов ГЭУ целесообразно применять явный метод конечных разностей.

Рассмотрим применение явного метода конечных разностей для численного интегрирования уравнений (28.20) и (28.21) с заданными начальными и граничными условиями.

Область решений E ограничивается длиной трубопровода L и необходимым временем моделирования гидроудара T (рис.28.8,б). Заменим область E на дискретную \bar{E} , определенную по сетке θ :

$$\theta_j = \{s_j \in [0, n], j = 0, 1, \dots, n; s_0 = 0; s_n = L;$$

$$t_0 = 0; t_k = T; t_\tau \in [0, k]; \Delta t > 0; \tau = 0, 1, \dots, k\},$$

где $s = s_j$ и $t = t_\tau$ — узлы сетки θ_j ; $\Delta s_j = s_j - s_{j-1}$ — шаг сетки по длине трубопровода; $\Delta t_\tau = t_{\tau+1} - t_\tau$ — шаг сетки по времени.

Напор и расход в створе j в момент времени τ определяются

$$H_j = H(s_j, t_\tau), \quad Q_j = Q(s_j, t_\tau).$$

Шаг сетки Δs_j должен удовлетворять условию

$$\forall (j, \tau) \in \bar{E}, \Delta s_j = \xi_j \Delta t_{\max} c_j,$$

где ξ_j — по условию сходимости метода выбирается в пределах $0,5 - 1,0$.

Решение нестационарной краевой задачи для уравнений гидравлического удара включает в себя три части: поиск параметров $Q(s, t_0)$ и $H(s, t_0)$ в начальный момент времени t_0 ; определение параметров на левой и правой границах $Q(s_0, t)$, $H(s_0, t)$ и $Q(s_n, t)$, $H(s_n, t)$; поиск параметров $Q(s, t)$, $H(s, t)$ внутри области решения \bar{E} . За начальный чаще всего принимают установившийся режим. В этом случае задают $Q_0 = \text{const}$ для всех створов j и определяют от створа к створу напоры H_0 с учетом потерь на трение.

Для определения параметров Q и H внутри области E целесообразно систему уравнений (28.17), (28.18) записать в характеристической форме

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{g\omega}{c} \frac{\partial H}{\partial t} &= -g \left(i_f + \frac{\partial H}{\partial s} + \frac{c}{g\omega} \frac{\partial Q}{\partial s} \right); \\ \frac{\partial Q}{\partial t} - \frac{g\omega}{c} \frac{\partial H}{\partial t} &= -g \left(i_f + \frac{\partial H}{\partial s} - \frac{c}{g\omega} \frac{\partial Q}{\partial s} \right); \end{aligned} \right\} \quad (28.23)$$

$$i_f = \frac{\lambda}{D} \frac{Q|Q|}{2g\omega^2}. \quad (28.24)$$

Уравнения (28.23) называют уравнениями прямой волны, а (28.24) — обратной.

Заменим частные производные через конечные разности по схеме Лакса (см. §27.5 и рис.28.9). В результате получим явные соотношения для параметров потока Q_{j+1} и H_{j+1} в узлах пространственно-временной сетки θ_j :

$$Q_{j+1} = Q_j - \Delta t_\tau \frac{g\omega}{2} [F_j^* + F_j^{**}]; \quad (28.25)$$

$$H_{j+1} = H_j - \Delta t_\tau \frac{c}{2} [F_j^* - F_j^{**}], \quad (28.26)$$

где $F_j^* = \left[\frac{\partial H}{\partial s} - \frac{c}{g} \frac{\partial Q}{\partial s} + i_f \right]$,

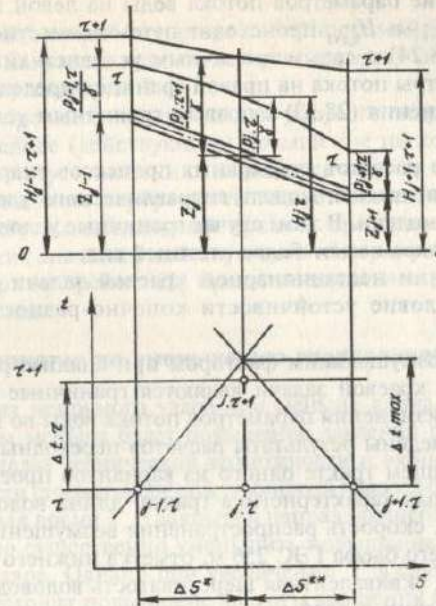


Рис.28.9. Конечно-разностная схема для уравнений гидроудара

$$F_j^{**} = \left[-\frac{\partial H}{\partial s} - \frac{c}{g} \frac{\partial Q}{\partial s} - i_f \right]$$

определяются по нижнему слою сетки Q_τ, H_τ с заменой частных производных по схеме Лакса:

$$\left. \frac{\partial H}{\partial s} \right|^* = \frac{H_j - H_{j-1\tau}}{\Delta s^*}; \quad \left. \frac{\partial H}{\partial s} \right|^{**} = \frac{H_{j+1\tau} - H_j}{\Delta s^{**}};$$

$$\left. \frac{\partial Q}{\partial s} \right|^* = \frac{Q_j - Q_{j-1\tau}}{\Delta s^*}; \quad \left. \frac{\partial Q}{\partial s} \right|^{**} = \frac{Q_{j+1\tau} - Q_j}{\Delta s^{**}}.$$

Таким образом, зная параметры потока в момент времени τ , по зависимостям (28.25) и (28.26) можно определить параметры Q_{j+1} и H_{j+1} в следующий момент времени $\tau+1$.

Определение параметров потока воды на левой границе трубопровода $Q_{0,t+1}$ и $H_{0,t+1}$ происходит путем совместного решения уравнения (28.24) с левым граничным условием типа $Q_0(t)$ или $H_0(t)$. Параметры потока на правой границе определяются путем решения уравнения (28.23) с правым граничным условием $Q_n(t)$ или $H_n(t)$.

В практике расчетов переходных процессов гидроагрегатных блоков математическая модель гидравлического удара входит в состав общей модели. В этом случае граничные условия для уравнений гидроудара имеют более сложный вид.

При решении нестационарной краевой задачи необходимо соблюдать условие устойчивости конечно-разностной схемы (28.19).

Главным возмущающим фактором при анализе решений нестационарной краевой задачи являются граничные условия, их вид и законы изменения параметров потока воды во времени. На рис. 28.10 приведены результаты расчетов переходных процессов в водопроводящем тракте одного из вариантов проекта Бурейской ГЭС. Общая характеристика тракта: длина водовода 180 м, диаметр 8,5 м, скорость распространения возмущений 1000 м/с, отметка верхнего бьефа ГЭС 256 м, отметка нижнего бьефа 135,4 м, абсолютная эквивалентная шероховатость водовода 1,3 мм.

В данной серии расчетов принят идеальный регулятор, под-

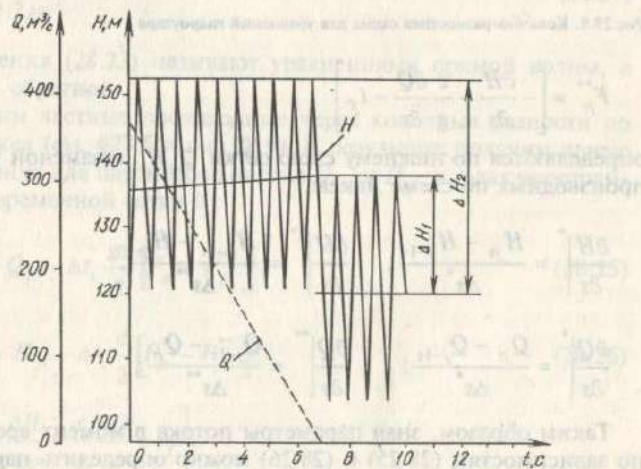


Рис. 28.10. Колебания напора в конце водовода при линейном изменении расхода

держивающий при любом напоре линейность изменения расхода во времени. Закрытие направляющего аппарата осуществлялось по линейному закону за 7 с.

Расчеты, проведенные по модели упругого гидроудара, показали, что среднее (действующее) повышение напора при гидроударе соответствует значению, определенному по (28.4). Максимальное повышение напора соответствует значению, определенному по (28.9). Колебательный процесс проходит относительно линии средних значений действующего напора, определенного с учетом потерь на трение. На практике идеальное регулирование не наблюдается.

28.9. Мероприятия по уменьшению гидравлического удара

В условиях непрямого удара чем меньше длина L турбинного водовода, тем меньше будет повышение давления при ударе. Поэтому в пределах технической возможности и экономической целесообразности стремятся сделать турбинный водовод более коротким.

Увеличивая время T_2 — закрытия направляющего аппарата турбины, можно существенно уменьшить повышение давления при непрямом ударе. Однако при увеличении T_2 в случае сброса нагрузки происходит повышение частоты вращения агрегата, которое может оказаться недопустимо большим по условиям прочности генератора. Поэтому увеличение T_2 можно производить лишь до определенных пределов.

На высоконапорных ГЭС применяется эффективный способ ограничения повышения давления установкой холостых выпусков на спиральных камерах реактивных турбин и устройством отклонителей струи ковшовых турбин [14]. В ковшовых турбинах при сбросе нагрузки вступает в действие отклонитель струи.

При наличии холостого выпуска направляющий аппарат турбины закрывается в течение T_2 секунд, и в то же время открывается холостой выпуск, после чего вода продолжает двигаться по трубопроводу и сбрасывается через холостой выпуск. Его время закрытия T_1 может быть выбрано достаточно большим. Очевидно, что в этом случае в формулы гидравлического удара вместо T_2 надо поставить T_1 . При наличии холостого выпуска повышение напора в трубопроводе при ударе не превышает 20% статического напора H_0 . Однако при неправильной настройке холостого выпуска повышение напора может получиться намного больше. Необходимо обеспечить надежное и наиболее эффективное совместное действие направляющего аппарата и холостого выпуска.

На установках с большим расходом воды при среднем, а особенно при низком напоре ГЭС холостые выпуски оказываются громоздкими и дорогими, не дают достаточного эффекта и применение их экономически не оправдывается. Для таких ГЭС существенное значение имеет выбор наилучшего закона изменения во времени закрытия и открытия регулирующего органа, обеспечивающего при данном T_2 минимальное повышение и понижение давления. Такое регулирование называется программным.

При программном регулировании ставятся задачи: 1) не допустить образования опасного вакуума в отсасывающей трубе и на выступающих верхних участках трубопровода; 2) получить возможно меньшее значение повышения внутреннего давления или напора при сбросе нагрузки при возможно меньшем значении T_2 . С учетом всех факторов можно наметить такой оптимальный режим. В течение одной первой или нескольких фаз относительное изменение расхода q происходит по условиям снижения мощности гидроагрегата и недопущения опасного вакуума в отсасывающей трубе. Затем целесообразно переходить на линейное изменение q , а в конце закрытия по условиям сброса малых нагрузок надо применять замедленное закрытие затвора (см. рис. 28.7, а, линия II). Такая схема возможна при большом числе фаз, что характерно для низконапорных ГЭС. При этом можно получить ΔH примерно (1,4—1,5) σ .

Контрольные вопросы

1. Что представляют собой первая и вторая характеристики трубопровода?
2. Каково различие моделей жесткого и упругого гидроудара?
3. Каковы мероприятия по уменьшению величины гидравлического удара?
4. Условия возникновения прямого и непрямого гидроудара.
5. Где и на сколько больше скорость распространения возмущений — в открытом русле или в напорном водоводе?

Темы рефератов

1. Исследование влияния закона закрытия направляющего аппарата на величину гидравлического удара в трубопроводах ГЭС и ГАЭС.
2. Методы математического моделирования гидроудара в напорных водоводах ГАЭС.
3. Разработка схемы программы расчета гидроудара явным методом конечных разностей.

Глава двадцать девятая

Неустановившиеся режимы движения воды в водопроводящих трактах с уравнительными резервуарами

29.1. Математическая модель колебаний уровня воды в уравнительном резервуаре

В состав длинных напорных водопроводящих трактов ГЭС входят уравнительные резервуары (см. гл. 15). При изменении нагрузки ГЭС в турбинном водоводе возникает гидравлический удар, а в уравнительном резервуаре и напорной деривации происходит колебательное движение воды. При наличии входного сопротивления движению воды из деривации в уравнительный резервуар происходит проскок гидравлического удара в напорную деривацию.

Следует отметить, что оба процесса протекают одновременно. Поэтому общая математическая модель должна учитывать эти особенности переходных процессов в водопроводящем тракте.

Рассмотрим колебательное движение потока в системе деривационный туннель — уравнительный резервуар (см. рис. 15.3). Для этого участка водопроводящего тракта можно записать следующее уравнение динамического равновесия:

$$Z_n - Z_p = h_t + h_p + \frac{L_t}{g} \frac{dv_t}{dt}, \quad (29.1)$$

где Z_n и Z_p — отметки уровня воды в водохранилище и в уравнительном резервуаре; h_t — потери напора в деривационном туннеле; h_p — потери напора в узле сочленения туннеля и уравнительного резервуара; L_t — длина деривации; v_t — скорость движения воды в туннеле.

Последний член правой части уравнения (29.1) представляет инерционный напор в деривационном туннеле, определенный по формуле для жесткого гидроудара (28.2).

Если плоскость сравнения для отметок поверхности воды провести по уровню воды в водохранилище, то получим следующее уравнение:

$$\frac{dv_t}{dt} = -\frac{g}{L_t} (Z_p + h_t + \Delta h_p), \quad (29.2)$$

Второе уравнение может быть получено из рассмотрения неразрывности потока:

$$Q_t - Q_{\text{тр}} - Q_p = 0, \quad (29.3)$$

где Q_t , $Q_{\text{тр}}$ и Q_p — расходы воды в туннеле, в трубопроводе и уравнительном резервуаре.

Для цилиндрического уравнительного резервуара можно получить следующее выражение:

$$Q_p = F_p v_p = F_p \frac{dZ_p}{dt}. \quad (29.4)$$

Тогда (29.3) можно записать

$$\frac{dZ_p}{dt} = \frac{1}{F_p} (Q_{\text{тр}} - Q_t). \quad (29.5)$$

В (29.4) и (29.5) F_p — площадь зеркала воды уравнительного резервуара.

Переходные процессы на участке водопроводящего тракта между агрегатами и уравнительным резервуаром описываются уравнением для напора H гидротурбины при неустановившемся движении воды в системе туннель — уравнительный резервуар и жесткого гидроудара в турбинном водоводе:

$$H = H_0 + Z_p - h_{\text{тр}} - \frac{L_{\text{тр}} dv_{\text{тр}}}{gdt}, \quad (29.6)$$

где H_0 — статический напор гидротурбинного блока ГЭС; $h_{\text{тр}}$ — потери напора в турбинном водоводе; $L_{\text{тр}}$ — длина турбинного водовода; $v_{\text{тр}}$ — скорость движения воды в трубопроводе.

Замыкается система уравнений (29.2), (29.5), (29.6) уравнением мощности гидроагрегата

$$N(t) = 9,81 Q_{\text{тр}} H_{\eta}. \quad (29.7)$$

Система дифференциальных уравнений (29.2), (29.5), (29.6) с учетом (29.7) решается методом Эйлера или Рунге-Кутты по стандартным подпрограммам.

В качестве начальных условий задают $Q_{\text{тр}0}$, $Q_{\text{тр}0}$, $N(t_0) = N_0$, H . Решение указанной выше системы сводится к определению функции $Z_p(t)$, $Q_t(t)$, $Q_{\text{тр}}(t)$, $H(t)$ при заданном режиме работы гидроагрегатов $N(t)$.

Дополнительный анализ дифференциальных уравнений (29.2) и (29.5) показывает, что без учета гидравлических сопротивлений для начала колебательного процесса в системе туннель — уравнительный резервуар отклонение уровня воды в резервуаре описывается уравнением

$$Z = Z_0 \sin kt,$$

где Z_0 — максимальный подъем уровня в цилиндрическом резервуаре при мгновенном изменении скорости движения воды в деривации от $v_{\text{нач}}$ до $v_{\text{кон}}$:

$$Z_0 = (v_{\text{нач}} - v_{\text{кон}}) \sqrt{\frac{L_{\text{т}} f_{\text{т}}}{g F_p}};$$

t — время; k — частота колебаний; $L_{\text{т}}$ и $f_{\text{т}}$ — длина и площадь живого сечения деривационного туннеля.

При отсутствии сил сопротивления в системе деривационный туннель — уравнительный резервуар будут наблюдаться незатухающие гармонические колебания с частотой

$$k = \sqrt{\frac{g f_{\text{т}}}{L_{\text{т}} F_p}}$$

и периодом

$$T = 2\pi \sqrt{\frac{L_{\text{т}} F_p}{g f_{\text{т}}}}.$$

Приведенные выше зависимости могут быть использованы для предварительной оценки максимального подъема уровня воды и периода колебаний в цилиндрическом уравнительном резервуаре без сопротивлений.

29.2. Моделирование переходных гидравлических процессов в водопроводящих трактах с несколькими уравнительными резервуарами

В практике проектирования гидроэнергетических объектов могут встречаться системы водопроводящих трактов с несколькими уравнительными резервуарами (см. рис.15.5). Колебательный процесс воды при изменении нагрузки ГЭС описывается

следующей системой дифференциальных уравнений динамического равновесия для элементов напорной деривации, каждый из которых состоит из участка туннеля длиной L_i и уравнительного резервуара площадью F_i :

$$\left. \begin{aligned} Z_n - Z_{p1} &= h_{\tau 1} + h_{p1} + \frac{L_1}{g} \frac{dv_{\tau 1}}{dt}; \\ \dots \dots \dots \\ Z_{p(i-1)} - Z_{pi} &= h_{\tau i} + h_{pi} + \frac{L_i}{g} \frac{dv_{\tau i}}{dt}; \\ \dots \dots \dots \\ Z_{p(m-1)} - Z_{pm} &= h_{\tau m} + h_{pm} + \frac{L_m}{g} \frac{dv_{\tau m}}{dt}, \end{aligned} \right\} (29.8)$$

где $Z_n = 0$, так как плоскость сравнения для отметок проходит по поверхности водохранилища. Остальные обозначения ясны из рис. 15.5.

Вторая система дифференциальных уравнений может быть получена из рассмотрения неразрывности потока воды в узлах водопроводящего тракта с уравнительными резервуаром:

$$\left. \begin{aligned} Q_{\tau 2} &= Q_{\tau 1} - F_1 \frac{dZ_1}{dt}; \\ \dots \dots \dots \\ Q_{\tau(i+1)} &= Q_{\tau i} - F_i \frac{dZ_i}{dt}; \\ \dots \dots \dots \\ Q_{\tau m} &= Q_{\tau m} - F_m \frac{dZ_m}{dt}, \end{aligned} \right\} (29.9)$$

Системы уравнений (29.8) и (29.9) замыкаются уравнением для напора гидротурбины (29.6) и уравнением мощности (29.7).

Все разнообразные конструкции уравнительных резервуаров можно подразделить на пять основных расчетных схем: 1) простые цилиндрические с сопротивлением на входе и без него (рис.29.1,а); 2) камерные уравнительные резервуары (рис.29.1,б); 3) пневматические и полупневматические (рис.29.1,в); 4) диффе-

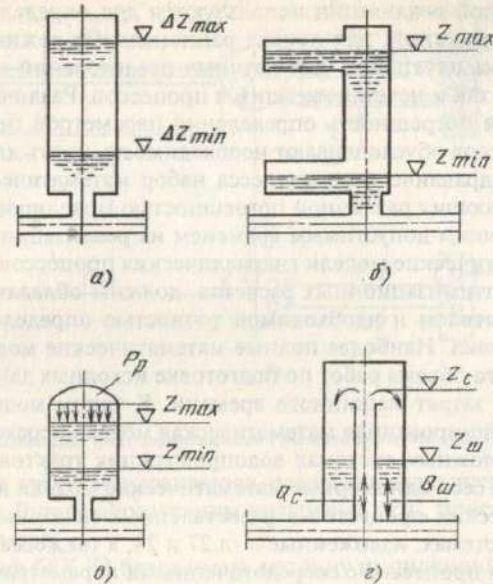


Рис.29.1. Расчетные схемы уравнительных резервуаров

ренциальные (рис.29.1,г); 5) комбинированные, имеющие в своем составе элементы перечисленных выше типов.

Колебательные процессы воды в водопроводящем тракте ГЭС с простыми уравнительными резервуарами описываются системой уравнений (29.2), (29.5) или (29.8), (29.9) и замыкаются уравнениями (29.6) и (29.7).

При наличии иной конструкции одного из уравнительных резервуаров в указанных системах уравнений делаются соответствующие изменения.

29.3. Математическое моделирование переходных гидравлических процессов в сложных системах водопроводящих трактов с уравнительными резервуарами

Большинство математических моделей гидравлических процессов должно быть ориентировано на применение их в автоматизированных системах — САПР, АСУ ТП, АСНИ и т.д. Результаты

их численной реализации используются для определения параметров сооружений, для поиска рациональных режимов работы во время эксплуатации, для научных исследований как установившихся, так и неуставившихся процессов. Различные цели и допустимая погрешность определения параметров гидравлических процессов обуславливают необходимость иметь для одного и того же гидравлического процесса набор математических моделей, обладающих различной погрешностью моделирования и соответствующим допустимым временем их реализации на ЭВМ.

Математические модели гидравлических процессов, входящие в состав оптимизационных расчетов, должны обладать высоким быстродействием и необходимой точностью определения параметров потока. Наиболее полные математические модели требуют большего объема работ по подготовке исходных данных и значительных затрат машинного времени. К таким моделям относится комбинированная математическая модель переходных процессов в сложных системах водопроводящих трактов ГЭУ. Она включает в себя одномерные математические модели переходных гидравлических процессов в разветвленных напорных и безнапорных системах, изложенные в гл.27 и 28, а также математические модели процессов с сосредоточенными параметрами, к которым относятся модели уравнительного резервуара, гидроагрегата и т.д. Такая модель позволяет вести совместное моделирование переходных процессов в системе туннель — уравнительный резервуар и явления гидравлического удара в системе гидроагрегат — турбинные водоводы с учетом его проскока в деривационный туннель при наличии входного сопротивления в уравнительный резервуар.

Топологию сложных систем энергетических водопроводящих трактов удобно отображать в виде упорядоченного графа $G(X, W)$, где $X(r) = \{0, 1, 2, \dots, r^*\}$ — множество узлов графа, а $W(r, s) = \{(r, s), r = 0, 1, 2, \dots, r^*; S = 1, 2, \dots, S^*\}$ — множество его дуг. Под дугой графа понимается элемент водопроводящего тракта с постоянными по длине параметрами (участки туннеля и турбинного трубопровода, спиральная камера и т.д.). Конец и начало дуги $W(r, s)$ элемента водопроводящего тракта соответствуют его вершине. Под узлом графа $X(r, s)$ понимается одиночная вершина или их объединение, а также стыковка с водоприемником, уравнительным резервуаром, гидроагрегатом и другими устройствами или сооружениями (рис.29.2).

Граф $G(X, W)$ упорядочивается следующим образом. Узлы и вершины графа разбиваются на слои и нумеруются последова-

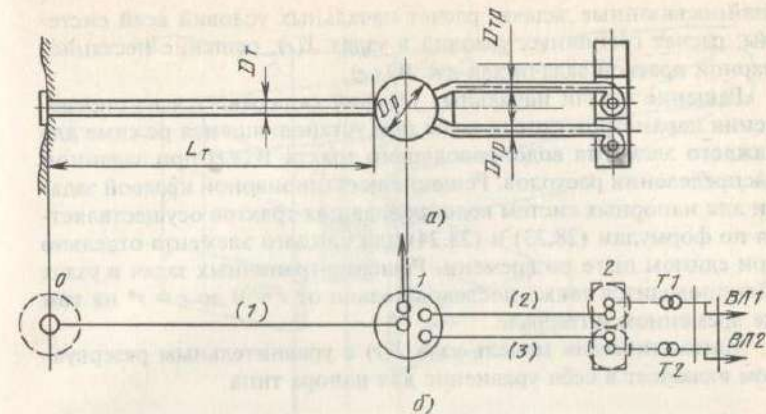


Рис.29.2. Водопроводящий тракт деривационной ГЭС и его расчетная схема

тельно; дуге графа присваивается номер последующего (конечного) узла r . Дугам, образующим кольцевые сети, присваиваются старшие номера.

Тогда граф $G(X, W)$ будет иметь матрицу инцидентий для дуг и узлов, элементы которой определяются следующим образом:

$$u_{sr} = \begin{cases} +1, & \text{если } W(s, r) \text{ заходит в } X(r); \\ -1, & \text{если } W(s, r) \text{ исходит из } X(r); \\ 0, & \text{если } W(s, r) \text{ не инцидентна с } X(r). \end{cases}$$

Для графа, изображенного на рис. 29.2, матрица инцидентий будет

$$(u_{sr}) = \begin{matrix} & \xrightarrow{s} & & \\ \begin{matrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{matrix} & \downarrow r & \end{matrix}$$

Процесс численной реализации математической модели переходных процессов для сложной системы водопроводящих трактов ГЭУ, отображенной в виде графа $G(X, W)$, распадается на три

взаимосвязанные задачи: расчет начальных условий всей системы; расчет граничных условий в узлах $X(r)$; решение нестационарной краевой задачи для дуг $W(s,r)$.

Решение задачи начальных условий складывается из определения параметров потока воды при установившемся режиме для каждого элемента водопроводящего тракта $W(s,r)$ при заданном распределении расходов. Решение нестационарной краевой задачи для напорных систем водопроводящих трактов осуществляется по формулам (28.23) и (28.24) для каждого элемента отдельно при едином шаге по времени. Решение граничных задач в узлах $X(r)$ проводится также последовательно от $r = 0$ до $r = r^*$ на том же временном интервале.

Математическая модель узла $X(r)$ с уравнительным резервуаром включает в себя уравнение для напора типа

$$\frac{dH_p}{dt} = \frac{Q_p}{F_p(H_p)} \quad (29.10)$$

или иного, в зависимости от конструкции уравнительного резервуара;

уравнение баланса расходов

$$\sum_{v \in X(r)} u_{rv} Q_{vr} + Q_r = 0, \quad (29.11)$$

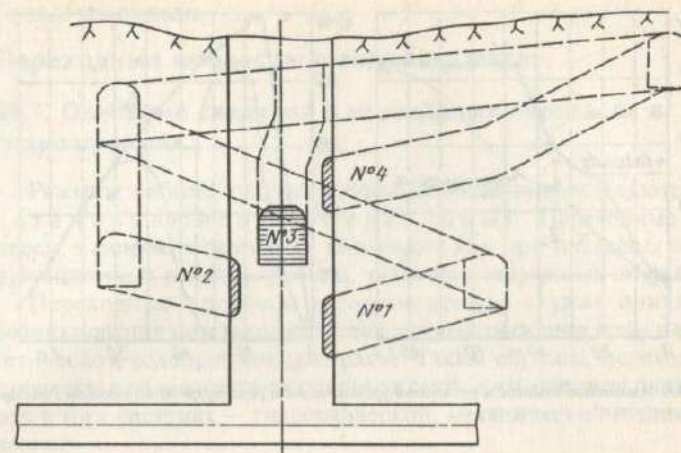
где Q_v — расход воды в элементе $W(s,r)$; Q_r — безвозвратно забираемый из узла расход на неэнергетические цели (например, на водоснабжение поселка); u_{rv} — элемент матрицы инцидентий.

Система уравнений (29.10) и (29.11) замыкается уравнениями прямой волны для элементов водопроводящего тракта, имеющих положительное значение u_{rv} , и уравнениями обратной волны для элементов с отрицательным значением u_{rv} . Кроме того, должны выполняться соотношения для напоров в узле:

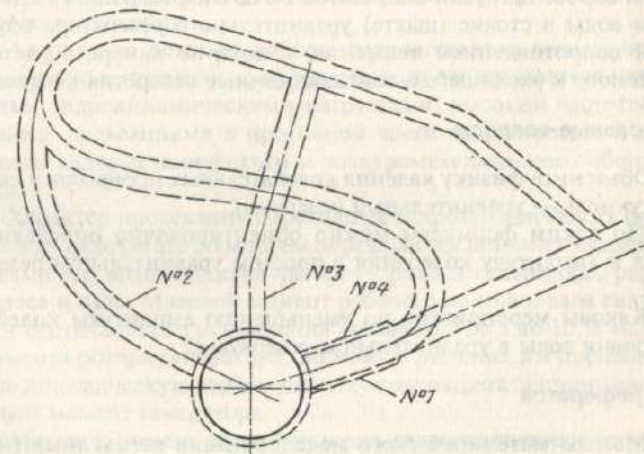
$$H_{vr} = H_{s+1,r} = \dots = H_p + h_p, \quad (29.12)$$

где h_p — потери напора на вход в резервуар.

Сложные конструктивные решения уравнительных резервуаров не позволяют представлять его математической моделью сосредоточенными параметрами. В этом случае отдельные элементы уравнительного резервуара могут моделироваться как сложная система водопроводящих трактов. На рис.29.3 приведены схемы варианта уравнительного резервуара Миатлинской ГЭС, который состоит из вертикальной шахты и четырех наклонных криволи-



a)



b)

Рис.29.3. Схема уравнительного резервуара Миатлинской ГЭС

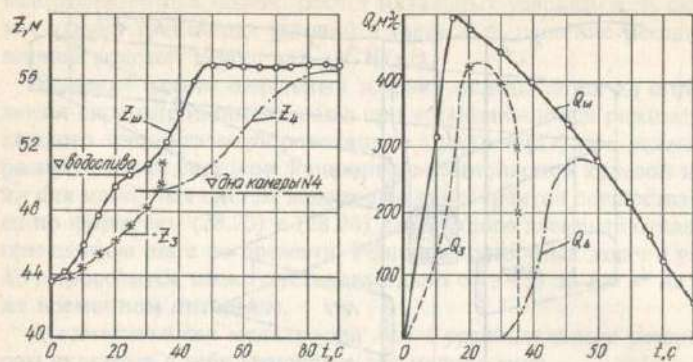


Рис. 29.4. Изменение отметок и расходов в уравнильном резервуаре Миадлинской ГЭС при сбросе нагрузки

нейных камер. На рис. 29.4 приведены результаты расчетов переходных процессов в элементах уравнильного резервуара при полном сбросе нагрузки с агрегатов ГЭС. Опережающий подъем уровня воды в стояке (шахте) уравнильного резервуара обусловлен сопротивлением движению потока по камере с учетом сжимаемого и уходящего в вентиляционные отверстия воздуха.

Контрольные вопросы

1. Объясните физику явления колебательных процессов в системе туннель — уравнильный резервуар.
2. По каким формулам можно ориентировочно определить период и амплитуду колебания в простом уравнильном резервуаре?
3. Каковы мероприятия по уменьшению амплитуды колебания уровня воды в уравнильном резервуаре?

Темы рефератов

1. Методы математического моделирования переходных гидравлических процессов в водопроводящих трактах ГЭС с уравнильными резервуарами.
2. Разработка схемы и программы расчета колебательных процессов в уравнильном резервуаре методом Эйлера или Рунге — Кутты.

Переходные процессы в гидроагрегатах

30.1. Основные сведения о переходных процессах в гидроагрегатах

Режимы работы гидроагрегатов условно подразделяются на установившиеся и переходные. Переходные процессы в гидроагрегатах ГЭС возникают как при плановых эксплуатационных режимах работы, так и при аварийных ситуациях.

Переходные процессы в гидроагрегатах служат причиной возникновения неустойчивого режима движения воды в энергетическом водопроводящем тракте. Таким образом, переходные процессы в гидроагрегатах сопровождаются изменением параметров в трех системах — гидравлической, механической и электрической.

Причиной возникновения переходных процессов в гидроагрегатах ГЭС при нормальной их эксплуатации являются следующие режимы работы: пуск, изменение нагрузки, остановка гидроагрегата, перевод гидроагрегата в режим синхронного компенсатора и наоборот.

Аварийные режимы работы гидроагрегатов вызывают явно выраженные переходные процессы, сопровождающиеся наибольшими гидродинамическими нагрузками, высокой частотой вращения, пульсациями в проточной части гидроагрегата и вибрациями гидромеханического и электромеханического оборудования.

Характер протекания переходных гидромеханических процессов в гидроагрегате во многом определяется динамическими свойствами его вращающихся частей — ротора генератора, рабочего колеса и вала. Маховой момент рабочего колеса и вала гидротурбин вертикального исполнения составляет от 5 до 10 % махового момента ротора генератора, поэтому в расчетах им пренебрегают и за динамическую характеристику гидроагрегата принимают маховой момент генератора.

Маховой момент ротора типовых гидрогенераторов определен заводом-изготовителем, однако в процессе конкретного проектирования он может быть изменен с учетом требований гарантий регулирования гидроагрегата в целом. По расчетам гарантий регулирования определяются: оптимальный закон движения регулирующего органа гидротурбины; наибольшее повышение частоты

ты вращения ротора; экстремальные значения давлений в подводящих водоводах, спиральной камере и отсасывающей трубе. На основе этих расчетов уточняется маховой момент генератора, необходимость установки холостого выпуска, клапанов впуска воздуха и других устройств.

Наибольшее повышение частоты вращения гидроагрегата произойдет при внезапном отключении от сети генератора, работающего с полной нагрузкой. За время закрытия направляющего аппарата при отключенном генераторе энергия водного потока будет расходоваться на повышение частоты вращения ротора гидроагрегата.

Изменение кинетической энергии гидроагрегата при переходе от номинальной угловой скорости вращения ω_0 до максимальной разгонной ω_m можно определить по формуле

$$\Delta W = J \frac{\omega_m^2 - \omega_0^2}{2},$$

где $\omega = \pi n / 30$; n — частота вращения, об/мин; $J = mD_n^2 / 4$ — момент инерции гидроагрегата.

Так как в расчетах переходных процессов гидроагрегатов обычно пренебрегают моментом инерции рабочего колеса и маховой момент гидроагрегата берут только по ротору генератора, то маховой момент гидроагрегата можно определить по приближенной формуле, т-м²:

$$mD_n^2 = kD_i^{3,5}l_n,$$

где D_i — диаметр расточки статора, м; l_n — высота активной стали, м; $k = 4,5$ при числе пар полюсов $p \leq 12$ и $k = 5,2$ при $p > 12$.

Работа A гидромашин за время закрытия направляющего аппарата T_3 с учетом повышения напора при возникающем гидроударе определяется так:

$$A = \int_0^{T_3} N(t) dt \approx \frac{N_0 f T_3}{2},$$

где T_3 — время закрытия направляющего аппарата от полного открытия до открытия холостого хода; f — коэффициент увеличения количества работы турбины за счет гидравлического удара.

В расчетах для радиально-осевых турбин принимают $T_3 = 0,9 T_3$, а для поворотно-лопастных $T_3 = 0,7 T_3$, где T_3 — время полного закрытия направляющего аппарата.

Коэффициент f зависит от второй характеристики трубопровода σ и ориентировочно берется по линейному закону от $f = 1$ при $\sigma = 0$ до $f = 1,7$ при $\sigma = 0,6$.

Приравняв изменение кинетической энергии ΔW суммарной работе гидромашин A за T_3 , получим уравнение для определения относительного приращения частоты вращения ротора гидроагрегата при сбросе полной нагрузки

$$\beta^2 + 2\beta = \frac{365 N_0 T_3 f}{m D_n^2 n_0^2},$$

где

$$\beta = \frac{n_m - n_0}{n_0} = \frac{\Delta n}{n_0}.$$

Задаваясь значением β , можно уточнять T_3 или определять необходимый маховый момент mD_n^2 .

Для гидроагрегатных блоков ГЭС с РО-гидротурбинами принимается допустимое относительное повышение частоты вращения $\beta = 0,5 \div 0,6$, а относительное повышение давления в спиральной камере $\xi = \frac{\Delta H}{H_0} = 0,25 \div 0,35$.

Постоянная времени гидроагрегатов с РО-турбинами находится в диапазоне $T_n = 8 \div 12$ с, постоянная времени водоводов $T_n = 1 \div 5$ с.

Физический смысл постоянной времени гидроагрегата можно представить как время T_3 , в течение которого его вращающиеся части разгоняются от состояния покоя до номинальной частоты при мгновенном приложении к турбине номинального момента, соответствующего расчетной нагрузке N_0 .

В гидроагрегатных блоках ГЭС с ПЛ турбинами допускается предельное относительное повышение частоты вращения $\beta = 0,5 \div 0,55$ для гидротурбин с вертикальной осью и $\beta = 0,8 \div 0,9$ для турбины с горизонтальной осью. Повышение давления в спиральной камере $\xi = 0,4 \div 0,5$. Для гидроагрегатов с вертикальной осью $T_n = 5,5 \div 12,5$ с, $T_n = 1 \div 4$ с. Капсульные гидроагрегаты имеют $T_n = 1,6 \div 1,8$ с, $T_n = 1 \div 4$ с.

Рассчитывая переходные процессы в гидроагрегатах с РО и ПЛ-турбинами, следует обращать внимание на экстремальные значения давления за рабочим колесом, которые при максимальном повышении не должны приводить к подбрасыванию ротора

гидроагрегата, а при минимальных значениях не образовывать разрыв сплошности потока воды.

В гидроагрегатах с ковшовыми турбинами повышение давления $\xi = 0,2 \div 0,25$; повышение частоты вращения обычно находится в пределах $\beta = 0,15 \div 0,2$. Такие параметры переходных процессов с ковшовыми турбинами объясняются наличием отклонителей и отсекаателей струй, что позволяет значительно увеличить время закрытия сопл $T_s = 40 \div 50$ с.

Постоянные времени гидроагрегатов ковшовых турбин $T_a = 5 \div 9$ с; $T_n = 1,7 \div 2,4$ с.

Обратимые гидроагрегаты ГАЭС имеют переходные процессы, включающие турбинные и насосные режимы. Особое место занимает пуск агрегата в насосный режим, который осуществляется по одному из возможных вариантов: прямой асинхронный; пуск на пониженном напряжении; пуск на переменной частоте тока; пуск от вспомогательного двигателя или турбины. Наиболее продолжительными являются переходные процессы при смене турбинного режима на насосный и наоборот.

30.2. Переходные процессы в гидроагрегатах ГЭС

Ведение всех режимов работы гидроагрегатов ГЭС — плановых и аварийных — осуществляется системой автоматического управления гидромашинной. В состав системы автоматического управления входят: аппаратура автоматического управления турбиной; устройство регулирования частоты вращения; исполнительные механизмы (маслонапорная установка, основные и вспомогательные золотники, сервомоторы).

В задачу системы регулирования гидромашинной при плановых изменениях генерируемой мощности входит поддержание в заданных пределах частоты вращения ротора гидроагрегата в соответствии с его уравнением движения:

$$T_a \frac{d\beta}{dt} = m_T - m_G, \quad (30.1)$$

где

$$T_a = \frac{mD_n^2 n_0}{365N_0}; \quad \beta = \frac{n - n_0}{n_0}; \quad m_T = \frac{M_T}{M_0}; \quad m_G = \frac{M_G}{M_0};$$

T_a — постоянная времени гидроагрегата, с; mD_n^2 — маховой момент вращающихся масс, т·м²; N_0, M_0 — номинальные мощность и

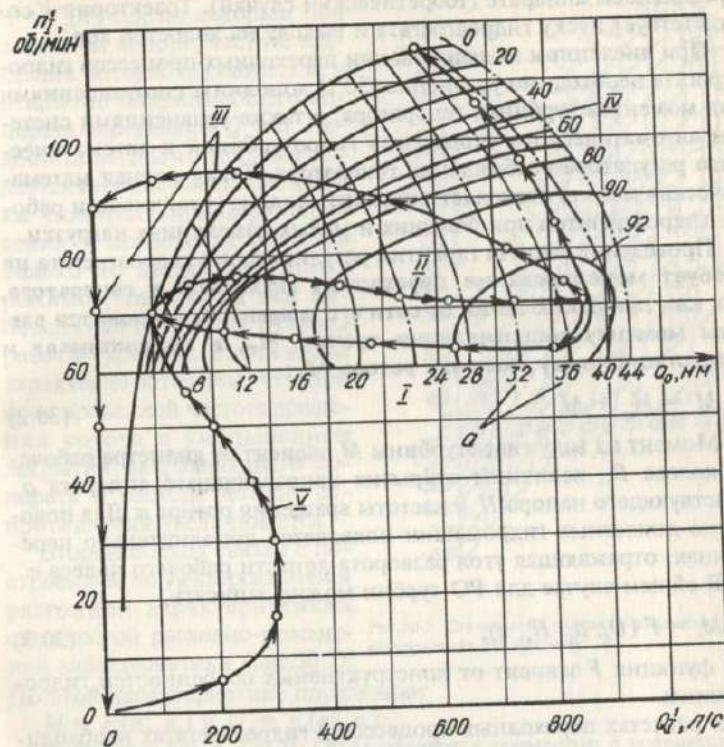


Рис. 30.1. Траектория мгновенных режимов РО-турбины при переходных процессах

момент на валу турбины, кВт; n_0 — номинальная частота вращения ротора гидромашинной, об/мин; M_t и M_r — момент, развиваемый турбиной и момент сопротивления генератора, Н·м.

Кроме того, система автоматического регулирования гидромашинной предопределяет ход протекания переходных процессов при аварийных ситуациях.

На рис. 30.1 линиями I и II показаны траектории мгновенных режимов гидроагрегата, действующего под управлением системы автоматики при набросе и сбросе нагрузки. Линией III обозначены траектории мгновенных режимов при аварийном отключении гидрогенератора и закрытии направляющего аппарата по линейному закону. Траектория IV соответствует режиму работы гидромашинной с отключенным гидрогенератором при неподвижном на-

правляющем аппарате (теоретический случай). Траектория V соответствует пуску гидроагрегата и выходу на холостой ход.

При численном моделировании переходных процессов гидроагрегата необходимо уравнение (30.1) дополнить соотношениями для моментов турбины, генератора, а также уравнениями системы автоматического управления гидротурбиной и автоматического регулятора возбуждения генератора. Такая полная математическая модель позволяет проводить анализ устойчивости работы гидроагрегатов при больших и малых изменениях нагрузки.

Проведение расчета гарантий регулирования гидроагрегата не требует моделирования переходных процессов в генераторе, так как при отключении от сети его момент M_r становится равным моменту сопротивления трению $M_{тр}$ в подшипниках и вентиляционному моменту ротора M_b :

$$M_r = M_{тр} + M_b. \quad (30.2)$$

Момент на валу гидротурбины M_t зависит от диаметра рабочего колеса D_1 , величины открытия направляющего аппарата a_0 , действующего напора H_t и частоты вращения ротора n . Для поворотно-лопастных гидромашин появляется дополнительно переменная, отражающая угол разворота лопасти рабочего колеса φ .

В общем случае для РО-турбин можно записать

$$M_t = F(D_1, a_0, H_t, n), \quad (30.3)$$

где функция F зависит от конструктивных особенностей гидромашин.

В расчетах переходных процессов в гидроагрегатах необходимо пользоваться главными универсальными характеристиками, выдаваемыми заводами-изготовителями гидротурбин.

Действующие моменты, расходы и частоты вращения ротора гидроагрегата связаны с приведенными величинами следующими соотношениями [14]:

$$\left. \begin{aligned} M_t &= M'_t D_1^3 H_t; & M'_t &= 93700 \frac{Q'_t}{n'_t}; \\ Q_t &= Q'_t D_1^2 \sqrt{H_t}; & n &= n'_t D_1 \sqrt{H_t}, \end{aligned} \right\} \quad (30.4)$$

где M — в Н·м; Q — в м³/с; n — в об/мин; D_1 — в м.

Определение действующих моментов можно осуществить непосредственно по главной универсальной характеристике. Для этого составляются специальные таблицы $Q'_t = F_1(n'_t, a_0)$ и

$\eta = F_2(n'_t, a_0)$, по которым при заданном напоре, частоте вращения ротора гидроагрегата и открытии направляющего аппарата определяют Q'_t и η . Недостатком такого подхода является необходимость доработки универсальной характеристики и проведение расчетов только до линии разгонных режимов, так как за ней наблюдаются тормозные режимы работы турбины. Эти режимы характеризуются тем, что при фиксированной частоте вращения ротора с уменьшением закрытия направляющего аппарата и расхода момент сопротивления увеличивается.

Второй подход связан с построением по универсальной и разгонной характеристикам статической расходно-моментной характеристики (рис.30.2).

По этой характеристике определяют

$$M = F_3(n'_t, a_0) \text{ и } Q'_t = F_4(n'_t, a_0).$$

Уравнения (30.1), (30.2), (30.4) решаются совместно с уравнением для напора гидротурбины, определенного с учетом гидравлического удара. Для простых схем водопроводящих трактов можно принять

$$H_t = H_0 - h - \frac{L}{g\omega} \frac{dQ}{dt}, \quad (30.5)$$

где H_0 — статический напор; h — потери напора в водопроводящем тракте.

В сложных системах водопроводящих трактов, где для определения величины гидравлического удара используется модель с распределенными параметрами (28.20), (28.21), математическая модель гидроагрегата замыкается уравнением прямой (28.23) или обратной (28.24) волны.

Поиск параметров переходного процесса гидроагрегата $Q'_t(t)$, $H_t(t)$, $n(t)$, $M'_t(t)$ производится при заданных начальных $Q'_t(t_0)$, $H_t(t_0)$, $n(t_0)$, $M'_t(t_0)$ и граничном $a_0 = a(t)$ условиях.

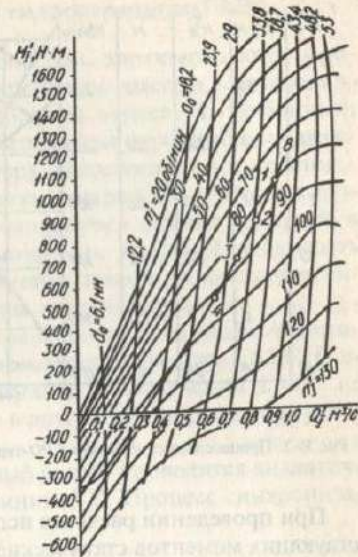


Рис.30.2. Статическая расходно-моментная характеристика РО-турбины

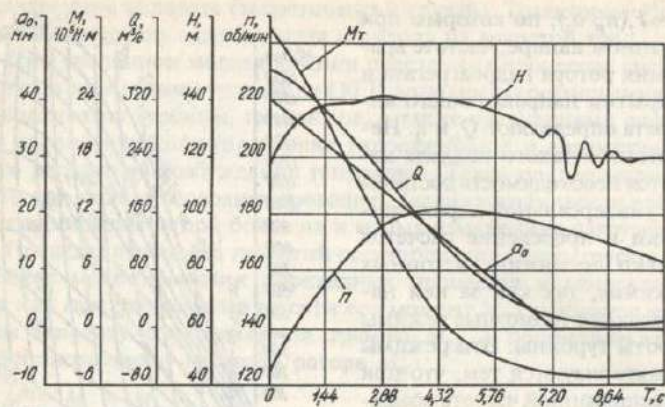


Рис.30.3. Процесс сброса нагрузки с ФО-турбины

При проведении расчетов используются для определения действующих моментов статические характеристики, которые сняты заводом в условиях установившегося режима, однако при переходных процессах эти характеристики будут несколько другими.

На рис.30.3 приведены результаты расчетов переходных процессов в гидроагрегатном блоке приплотинной ГЭС. Траектория мгновенных режимов по этому варианту расчетов приведена на рис. 30.1. Сброс полной нагрузки осуществляется за 0,02 с. За это время момент гидрогенератора уменьшается от номинального до M_r , соответствующего моменту сопротивления вращению на трение в подшипниках генератора и вентиляционному моменту ротора. Направляющий аппарат закрывается по линейному закону от a_{0max} до нуля за 7 с.

Для расчетов переходных процессов в ПЛ-турбинах необходимо иметь несколько пропеллерных моментно-расходных характеристик для различных углов разворота лопастей рабочего колеса. Это связано с тем, что при переходном процессе наблюдаются несогласованные скорости движения лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса. Комбинаторная зависимость при таком движении регулирующих органов не соблюдается.

Расчеты переходных процессов в гидроагрегатах ГЭС проводятся при расчетном и максимальном напорах. В некоторых случаях необходимо учитывать поправку на КПД гидромашин.

30.3. Переходные процессы в гидроагрегатах ГАЭС

Режимы работы гидроагрегатов ГАЭС характеризуются многообразием стационарных и переходных процессов. К установившимся режимам работы гидроагрегатов относятся: турбинный, насосный, синхронного компенсатора при турбинном и насосном направлениях вращения ротора, холостого хода и простоя.

К переходным режимам работы гидроагрегатов относятся процессы перехода из одного установившегося режима в другой, а также режимы регулирования мощности ГАЭС. Длительность переходных процессов и их параметры зависят от характеристики водопроводящих трактов и типа гидроагрегатов.

На рис. 30.4 приведены установившиеся и переходные режимы работы двухмашинных обратимых гидроагрегатов ГАЭС. Рассмотрим последовательность перехода гидроагрегата ГАЭС из одного установившегося режима в другой при нормальных условиях эксплуатации.

Пуск гидроагрегата в турбинный режим проводится аналогично пуску гидроагрегатов ГЭС (линии 1,2). Процесс синхрониза-

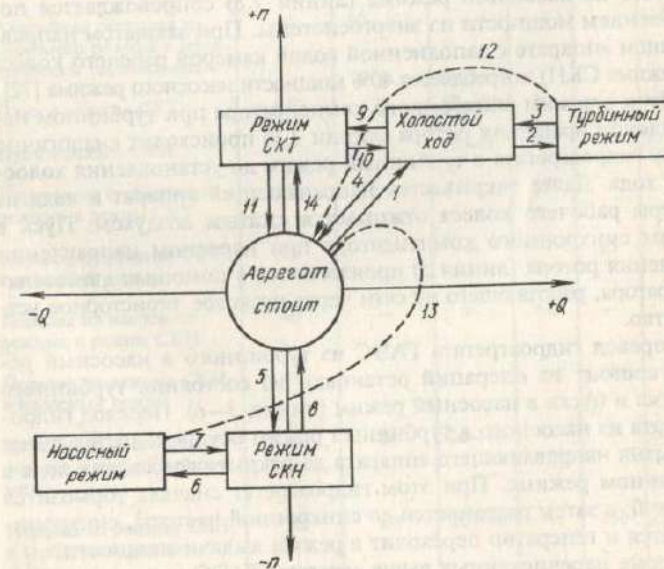


Рис.30.4. Схема режимов работы обратимых агрегатов ГАЭС

ции машины при подходе к режиму холостого хода осуществляется специальной автоматикой. Пуск агрегата в насосный режим (линии 5,6) и сопровождающиеся при этом переходные процессы существенным образом зависят от принятой пусковой схемы. В последнее время широкое распространение получила схема пуска с помощью пускового тиристорного устройства, обеспечивающего запуск гидроагрегата в насосном режиме на переменной частоте тока. Первоначально из камеры рабочего колеса отжимается вода с помощью сжатого воздуха. Затем ротор гидроагрегата раскручивается двигателем-генератором, работающим от сети через пусковое тиристорное устройство до подсинхронной частоты и синхронизируется. Далее воздух из камеры рабочего колеса выпускается, камера заполняется водой, направляющий аппарат открывается до 80 % полного открытия и гидроагрегат начинает работать в насосном режиме.

Остановка гидроагрегата из турбинного режима проходит аналогично остановке гидроагрегата ГЭС (линии 3,4). Для сокращения времени выбега ротора применяют его электрическое торможение через пусковое тиристорное устройство. Остановка гидроагрегата из насосного режима (линии 7,8) сопровождается потреблением мощности из энергосистемы. При закрытом направляющем аппарате с заполненной водой камерой рабочего колеса (в режиме СКН) потребляется 40% мощности насосного режима [72].

Пуск в режим синхронного компенсатора при турбинном направлении вращения ротора (линии 1,9) происходит аналогично пуску гидроагрегата в турбинный режим до установления холостого хода. Далее закрывается направляющий аппарат и вода из камеры рабочего колеса отжимается сжатым воздухом. Пуск в режим синхронного компенсатора при насосном направлении вращения ротора (линия 5) производится с помощью двигателя-генератора, работающего от сети через пусковое тиристорное устройство.

Перевод гидроагрегата ГАЭС из турбинного в насосный режим состоит из операций остановки из состояния турбинного режима и пуска в насосный режим (линии 3—6). Перевод гидроагрегата из насосного в турбинный режим осуществляется путем закрытия направляющего аппарата до открытия холостого хода в турбинном режиме. При этом гидроагрегат сначала тормозится до $n = 0$, а затем разгоняется до синхронной частоты, синхронизируется и генератор переходит в режим выдачи мощности.

Кроме перечисленных выше агрегаты ГАЭС имеют нормальные режимы остановки из режима синхронных компенсаторов

Таблица 30.1. Режимы работы обратимого агрегата

Изменение режима	Время реализации, с					Суммарное время
	Открытие (закрытие) направляющего аппарата	Разворот (торможение) гидроагрегата	Синхронизация	Отжатие воды	Впуск воды	
Пуск в турбинный режим:						
в нормальных условиях эксплуатации	15	25	20—40	—	—	60—80
в аварийных условиях	15	25	2	—	—	42
Оперативный пуск в насосный режим пусковым тиристорным устройством	—	300	20—40	40	150	510—530
Аварийный пуск в насосный режим, асинхронный от полного напряжения сети	—	20—35	—	40	150	210—225
Аварийная остановка из насосного режима с механическим торможением	40	90—135	—	—	—	130—175
Пуск в режиме СКТ	15	25	20—40	40	—	100—120
Пуск в режим СКН	—	300	20—40	40	—	360—380
Перевод из турбинного режима в режим СКТ	40	—	—	60	—	100
Перевод из режима СКТ в турбинный режим	15	—	—	—	15	30
Перевод из насосного режима в режим СКН	40	—	—	60	—	100
Перевод из режима СКН в насосный режим	40	—	—	—	150	190
Перевод из насосного режима в турбинный режим	30	60	20—40	—	—	110—120
Перевод из режима СКН в турбинный режим	30	60	20—40	—	150	250—280

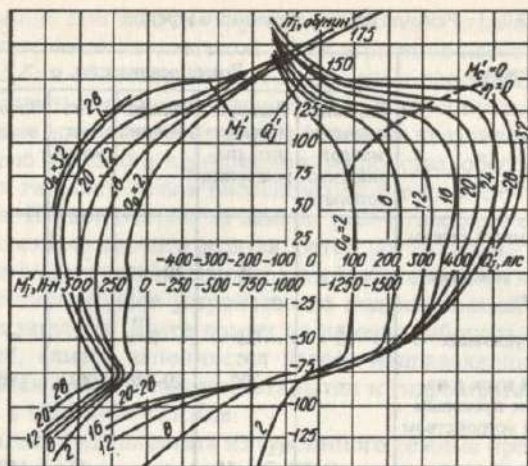


Рис. 30.5. Четырехквadrантная характеристика РО-гидромашины

(линии 8 и 11); перевод из синхронного компенсатора в насосный режим (линия 6) и обратно (линия 7); перевод из режима синхронного компенсатора в режим холостого хода (линия 10) и наоборот (линия 9), а также аварийных режимов (линии 12, 13).

Наиболее интенсивно протекают переходные процессы в аварийном режиме при потере привода двигателя-генератора в насосном режиме. В этом случае ротор гидроагрегата меняет направление вращения на обратное.

В табл. 30.1 дано время перехода обратимого гидроагрегата Загорской ГАЭС из одного установившегося режима в другой [14].

Математическое моделирование переходных процессов в гидроагрегатах ГАЭС проводится для проверки правильности выбора параметров всего гидроагрегатного блока, включая систему подводящих и отводящих трактов.

Значения моментов гидромашин определяются по универсальным четырехквadrантным характеристикам, построенным в поле координат $n_1' - M_1'$ (рис. 30.5), с привлечением формул подобия (30.4). Исключение составляет зависимость для приведенного момента в насосном режиме, которая выглядит так:

$$M_1' = 93\,700 \frac{Q_1'}{n_1'} \frac{1}{\eta_n} \quad (30.6)$$

Значения моментов электрической машины зависят от ее конструкции и определяются при необходимости с помощью математической модели электромагнитных процессов двигателя-генератора.

Система уравнений движения ротора гидроагрегата ГАЭС дополняется математической моделью неустановившегося движения воды в системе энергетических водопроводящих трактов. В зависимости от их влияния на переходные процессы в гидроагрегате применяют модели жесткого или упругого гидроудара (см. гл. 28).

Контрольные вопросы

1. Перечислите причины возникновения переходных гидромеханических процессов в гидроагрегатах ГАЭС.
2. Какие характеристики гидроагрегата влияют на параметры переходных процессов при сбросе и набросе нагрузки?
3. Объясните порядок пуска гидроагрегата ГАЭС из режима остановки до набора полной нагрузки.
4. Объясните порядок перевода гидроагрегата из турбинного режима в режим синхронного компенсатора.

Темы рефератов

1. Методы математического моделирования переходных процессов гидроагрегатов ГАЭС.
2. Особенности переходных процессов гидроагрегатов ГАЭС.

Глава тридцать первая

Общие сведения о проектировании, строительстве и реконструкции гидроэнергетических установок

31.1. Стадии проектирования

К предпроектному проектированию относятся: составление схем комплексного использования водных ресурсов рек (схема) и технико-экономическое обоснование (ТЭО) или технико-экономический расчет (ТЭР). На стадии составления схем определяются наиболее перспективные гидроузлы для первоочередного строительства. На стадии ТЭО и ТЭР обосновываются хозяйственная необходимость и экономическая целесообразность строительства конкретного объекта или комплекса.

После утверждения ТЭО (ТЭР) начинается составление проекта гидроэлектростанции.

Для технически несложных объектов и при применении типовых и повторно применяемых решений проект составляется в одну стадию — рабочий проект.

Для крупных и сложных объектов проектирование осуществляется в две стадии — проект и рабочая документация.

От качества проекта зависят технико-экономические показатели объекта, удобства эксплуатации и строительства, продолжительность ведения строительно-монтажных работ, надежность сооружений и конструкций.

В проектах должны закладываться новейшие решения и технологии на уровне передовых достижений отечественного и зарубежного гидроэнергостроительства.

Высокое качество и экономичность решений, своевременное обеспечение технической документации строящихся объектов — важнейшая задача проектирования.

31.2. Составление схемы комплексного использования реки

На стадии составления схем выявляются возможные варианты использования водных ресурсов отдельных рек или регионов для удовлетворения потребностей различных отраслей народного хозяйства (гидроэнергетика, водоснабжение, ирригация, борьба с наводнениями, судоходство и т.д.).

При разработке схемы комплексного использования водных ресурсов изучается и обосновывается основная идея наиболее рационального использования водотока исходя из современной концепции приоритетов, выбирается первоочередной объект или группа объектов (каскад) с предложением его углубленной проработки на последующей стадии — ТЭО.

При составлении схемы собираются и изучаются все фондовые изыскательские материалы, выполняются рекогносцировочные маршруты, изучается гидрологический режим рек, проводятся геологические и топографические съемки, геофизические исследования. При необходимости в небольшом объеме выполняются буровые работы. Обязательно проводится экономическое и экологическое обследование района, изучаются перспективы развития региона и его энергопотребление. На стадии схемы выполняются специальные исследования, связанные с влиянием намечаемых к строительству объектов на окружающую среду, с изучением сейсмической активности, наличием и характеристиками многолетнемерзлых грунтов и т.д.

При разработке схемы створы гидроузлов обычно выбираются выше крупных городов. Створы должны быть геологически выгодными, возможно более узкими, но достаточными для размещения гидротехнических сооружений. Подпорные отметки отдельных ступеней, если есть возможность, желательно назначать так, чтобы нижележащая ступень подпирала вышележащую. Это дает возможность полного использования мощности водотока, неограниченного маневрирования мощностью без нарушения судоходства и водозаборов.

В настоящее время для крупных и средних рек схемы использования гидроэнергетических ресурсов уже составлены. Однако они требуют постоянного переосмысливания и корректировки в связи с изменениями экономической обстановки в районах влияния, экологических требований, уточнения стоимости как самого гидроузла, так и затопляемых водохранилищем земель. Резкое повышение стоимости затопляемых земель — пашен, сенокосов, пастбищ, требования тщательной очистки зон водохранилищ привели к экономической целесообразности увеличения количества ступеней с сокращением площадей затопления.

В настоящее время имеется тенденция к созданию высоких плотин только в малообжитых горных районах, на равнинных реках целесообразнее низконапорные гидроузлы с водохранилищами, зачасую не выходящими в пойму.

Упомянутые новые требования к проектированию водохрани-

лиць привели к тому, что вместо ранее намечаемой к строительству Среднеенисейской ГЭС предлагается пять низконапорных гидроузлов. При этом площади затоплений уменьшаются в 2 раза (см. табл. 2.1).

Часто схемы использования водных ресурсов носят региональный характер. Региональные схемы разрабатываются по территориальному признаку (комплексная схема использования водных ресурсов Якутии, "схема" Камчатки и т.д.).

Схемы должны быть согласованы с заинтересованными и контрольными ведомствами, местными органами и пройти ведомственную и экологическую экспертизу.

31.3. Техничко-экономическое обоснование, технико-экономический расчет, выбор створа гидроузла

Для крупных и сложных объектов (к которым относится большинство гидроэнергетических) составляются ТЭО, для прочих — ТЭР.

ТЭО (ТЭР) — по существу главная предпроектная стадия проектирования, на которой определяются экономическая целесообразность и срок строительства гидроузла. На этой стадии устанавливаются основные параметры (подпорная отметка, установленная мощность, количество агрегатов, выработка электроэнергии, площадь затоплений, объем водохранилища, основные природоохранные мероприятия) и соответствующие этим параметрам технико-экономические показатели.

На стадии ТЭО (ТЭР) проводится большой объем инженерных изысканий. Детально изучаются геологические, криологические и гидрологические условия в районе створа гидроузла. Если площадка строительства располагается в сейсмически опасном районе, то для уточнения расчетной сейсмичности выполняются работы по микросейсморайонированию. Сдвиговые характеристики основания определяются по полевым крупномасштабным опытам. Проводится разведка на запасы местных строительных материалов (камень, песок, глина, гравий).

К традиционным инженерным изысканиям в последнее время добавились экологические и социальные изыскания.

На этой стадии намечаются природоохранные мероприятия, переселение населения из зоны водохранилища, компенсации ущерба сельскохозяйственному производству, определяется влияние на речной транспорт; обосновывается строительство судопропускного сооружения; разрабатываются методы и организация лесосводки и лесочистки, определяется влияние на рыбное

хозяйство и назначаются мероприятия по ликвидации ущерба рыбным запасам; изучаются вопросы изменения ледовой обстановки как в зоне водохранилища, так и в нижнем бьефе; определяется размер влияния незамерзающей майны в нижнем бьефе на микроклиматические условия и т.д.

Для выполнения этих работ генеральная проектная организация (объединение Гидропроект) привлекает большое количество специализированных субподрядных проектных институтов и научно-исследовательских организаций различных ведомств, высших учебных заведений и институтов РАН.

При разработке ТЭО (ТЭР) выделяется пусковой комплекс или очереди строительства, подтвержденные расчетным и графическим обоснованием с подсчетом затрат и эффективности. Ввод мощностей при минимальной строительной готовности объекта и минимальных капитальных вложениях безусловно повышает его эффективность. Это доказано при возведении Саяно-Шушенской и Зейской гидроэлектростанций, строительная готовность которых не превышала 50 % общего объема.

ТЭО (ТЭР) строительства объекта проходит согласование с заинтересованными организациями и ведомствами в части производственной и хозяйственной кооперации, размещения гидроузла, транспортных связей, обеспечения рабочими кадрами, топливом, электроснабжения строительства, водоснабжения, канализации, средств связи, состава и способов очистки вредных выбросов в атмосферу и водоемы, применения основных строительных материалов и конструкций и организации строительства. Большой объем согласований выполняется с местными и природоохранными органами.

Для выбора площадки (створа) создается межведомственная комиссия, которая изучает материалы с выездом на площадки.

31.4. Составление проекта, рабочего проекта

Для крупных и сложных объектов составляется проект, а для технически несложных объектов и для объектов, где можно применить типовые проекты, составляется рабочий проект.

На стадии проекта в первую очередь проводится детальная инженерно-геологическая разведка. При строительстве объекта в суровых климатических условиях изучаются многолетнемерзлые грунты, их температура, льдистость, несущая способность при оттаивании и т.д. Особенность гидроэнергетических объектов — их уникальность, обусловленная неповторимостью природных

условий стройплощадки и строительного-хозяйственных условий возведения объектов. Неповторимы и экологические условия строительства и воздействие сооружения на окружающую среду. На стадии проекта детально изучаются эти вопросы. Решающее значение для обоснования проекта приобретают работы специализированных субподрядных проектных и научных организаций.

В проектах уточняются створ гидроузла (ось плотины), проектная мощность, количество и мощность агрегатов, выработка электроэнергии, стоимость строительства и другие технико-экономические показатели, определенные при разработке ТЭО.

По уточненным материалам изысканий и дополнительным работкам и исследованиям обосновываются все конструктивные и компоновочные решения, разрабатывается технология ведения строительного-монтажных работ и организация строительства, определяются необходимые ресурсы, намечаются этапы возведения сооружений и пропуска строительных расходов, назначаются сроки строительства и прямым счетом определяется его стоимость. Результаты работы оформляются в виде записок и чертежей по разделам проекта.

Согласование и экспертиза проекта выполняются в той же последовательности и в том же объеме, как и ТЭО.

31.5. Рабочая документация

Рабочая документация состоит из рабочих чертежей, смет, ведомостей объемов строительных и монтажных работ, ведомостей потребности материалов, спецификаций на оборудование — все это выпускается в соответствии с нормативными документами по установленным правилам и формам.

При проектировании металлоконструкций проектные организации составляют только общие рабочие чертежи (стадия КМ — конструкции металлические). Детализированные чертежи металлоконструкций (стадия КМД) разрабатываются заводами-изготовителями.

Рабочая документация выдается заказчику, который передает ее в производство генеральной подрядной организации.

31.6. Организация строительства гидроузла

Крупное гидроэнергетическое строительство выполняется только подрядным способом. Договор о подряде заключается генеральной подрядной организацией (генподрядчиком) с заказчиком — дирекцией строящейся ГЭС, ГАЭС.

К функциям заказчика относится оформление отвода земельного участка, своевременная выдача генподрядчику проектно-сметной документации, обеспечение строительства технологическим оборудованием и обеспечение финансирования и оплаты всех работ.

Для ведения специализированных строительного-монтажных работ генподрядчик привлекает по договору специализированные строительные и монтажные организации.

Для совершенствования управления инвестиционным процессом, создания новой формы взаимоотношений между заказчиком и подрядчиком применяется система строительства объектов "под ключ". При этой системе особой формы подряда, когда фактически роль заказчика выполняет подрядная организация, конечной продукцией генеральной подрядной организации являются полностью законченные строительством и готовые к эксплуатации сооружения. Стоимость работ и затрат, включаемая в договор подряда на строительство под ключ, принимается по договорной цене. Подрядной организации нужно уложиться в договорную цену и построить сооружение в установленные сроки, иначе ей предъявляются крупные штрафные санкции. Получаемая экономия договорной цены остается в пользу подрядной организации. Метод строительства под ключ способствует сокращению инвестиционного цикла и рачительному отношению подрядчика к смете.

Большие выгоды сулит региональная или каскадная схема строительства энергетических, особенно гидроэнергетических объектов. Эта схема предполагает создание общих региональных производственных баз, где сосредоточиваются все предприятия строительного цикла, в удобном месте и в капитальном исполнении, обеспечивающие поочередно всю группу предполагаемых к строительству объектов гидроэнергетики.

Непосредственно на строительных площадках возводится только часть временных сооружений (бетонно-обогачительное хозяйство, участковые предприятия, автобазы и пр.). Такое регионально-каскадное строительство объектов дает возможность не только уменьшить капитальные затраты на строительство подсобных предприятий, но и сокращает сроки строительства и трудозатраты. Кроме того, дает возможность наладить быт и обеспечить нормальные социальные условия для коллектива строителей, которые в районе региональной базы будут иметь постоянный благоустроенный поселок.

Экономическая эффективность каскадного (регионального)

метода строительства энергетических объектов не вызывает сомнений.

В современных условиях, когда очень ограничены бюджетные средства, гидроэлектростанции могут строиться на средства различных инвесторов. Вероятнее всего смешанное инвестирование, при котором в строительство объекта включаются средства из бюджета, акционерных обществ, банковского капитала и иностранных фирм и предпринимателей. Для этого проектной организацией создается инвестиционный проект строительства объекта, где определяется стоимость объекта в валюте и выгоды, которые сулит создание объекта при различных вариациях инвестирования.

Следует отметить повышенные требования к культуре строительства объектов. В настоящее время требуется не только высокое качество основных сооружений и их внешнего вида, но и приведение в приличный вид всей территории строительной площадки. Обязательно должны быть рекультивированы все карьеры, убраны бараки и все временные строения, а также выполнено благоустройство и озеленение всей нарушенной или освоенной территории.

Большие требования предъявляются к архитектурному оформлению площадок и основных сооружений, ландшафту прилегающей местности, архитектурному оформлению внешнего вида и интерьера здания ГЭС, архитектурному оформлению жилых поселков, дорог и т.п.

31.7. Реконструкция и модернизация гидроэнергетических установок

В настоящее время в СНГ эксплуатируется 39 ГЭС общей мощностью 2900 МВт, проработавших 35 и более лет и 58 ГЭС мощностью 13 800 МВт, проработавших 25 лет и более. В результате интенсивной эксплуатации основное энергетическое оборудование, электротехнические, коммутационные, радиорелейные системы и защиты физически изношены, морально устарели, требуют замены и модернизации.

Среди перспективных направлений реконструкции и ГЭС можно выделить следующие:

замена основного энергетического оборудования на новое, более совершенное и эффективное;

расширение ГЭС с установкой на них дополнительных гидроагрегатов;

реконструкция сооружений и оборудования с целью изменения режимных функций ГЭС (перевод агрегатов ГЭС в режим ГЭС—ГАЭС, установка дополнительных обратимых агрегатов).

В настоящее время уже выполнены расширение и установка дополнительных агрегатов на Днепрогэс и Кегумской ГЭС. Пристройка к существующей плотине здания Днепрогэс-II мощностью 888 МВт потребовала 105 руб/кВт удельных капитальных вложений, а мощность увеличилась в 2,3 раза. Расширена Кегумская ГЭС с увеличением мощности на 192 МВт, удельные капитальные вложения составили 177 руб/кВт.

Однако удельные капитальные вложения на 1 кВт·ч среднегодовой выработки при расширении действующих ГЭС оказываются обычно больше, чем при строительстве новой ГЭС. Например, после постройки Днепрогэс-II годовая выработка электроэнергии увеличилась лишь на 500, на Кегумской ГЭС — на 195 млн. кВт·ч, поэтому удельные капитальные вложения составили соответственно 0,19 и 0,17 руб/кВт·ч.

Значительное расширение ГЭС обычно оказывается эффективным, если для энергосистемы требуется пиковая мощность или на ГЭС происходят значительные холостые сбросы.

Реконструкция гидротурбин развивается по следующим направлениям:

замена рабочих колес на нержавеющие, с более совершенным очертанием лопастей;

увеличение мощности за счет увеличения пропускной способности (уменьшение числа лопастей, переход с ПЛ на пропеллерные рабочие колеса).

Модернизация гидрогенераторов обычно заключается в замене старой изоляции обмоток статора новой терморезистивной на эпоксидной основе, имеющей вдвое меньшую толщину и повышенную в 1,5 раза термостойкость. Это позволяет установить в те же габариты гидрогенератор большей мощности. Например, внедрение этого мероприятия на Волжской и Волгоградской ГЭС позволило увеличить мощность каждой ГЭС на 105 МВт.

По данным института "Укрэнергопроект" внедрение режимов ГЭС — ГАЭС на каскаде Среднеднепровских ГЭС позволяет увеличить регулировочный диапазон ГЭС на 250—400 МВт за счет работы гидроагрегатов в обратном режиме.

Проведенные на Киевской ГЭС натурные исследования режимов ГЭС—ГАЭС показали, что в результате насосных режимов происходит насыщение кислородом донных слоев водохранили-

ща, улучшается водообмен в водной толще, активизируются процессы самоочищения воды.

Экономическая эффективность реконструкции ГЭС определяется сравнением получаемой от ГЭС дополнительной мощности выработки энергии с заменяемой электростанцией.

Наиболее сложным является вопрос о замене оборудования, отработавшего свой нормативный срок, но еще пригодного для дальнейшей эксплуатации.

Эффект замены оборудования заключается в увеличении мощности и выработки энергии, повышении коэффициента готовности оборудования и включении его в работу, повышении маневренности ГЭС и надежности выдачи мощности и энергии.

При замене оборудования, отработавшего срок эксплуатации, капитальные вложения K_0 состоят из стоимости устанавливаемого оборудования и стоимости строительно-монтажных работ, включая демонтаж старого и монтаж нового оборудования.

Однако дополнительные капитальные вложения, необходимые для реконструкции, будут равны значению K_0 за вычетом отчислений на реновацию, произведенных за фактический срок эксплуатации T_f заменяемого оборудования и за вычетом его ликвидной стоимости.

Если в период замены оборудования происходит потеря выработки энергии ГЭС, то стоимость потерянной энергии должна быть добавлена к капитальным вложениям.

Экономическая эффективность увеличения (приращения) мощности и выработки энергии ГЭС определяется путем сопоставления затрат на замену оборудования с наиболее дешевым заменяемым мероприятием.

В результате замены оборудования могут уменьшиться ежегодные издержки ГЭС на ΔI_r , например, за счет автоматизации, снижения издержек на ремонт оборудования и т.п.

Расчетные затраты представляют собой величину

$$PЗ = p_0(K_0 - K_{\text{рен}} - K_n + cЭ_n) - \Delta I_r,$$

где P_0 — банковский процент; $K_{\text{рен}}$ — отчисления на реновацию оборудования за фактический срок T_f его службы; K_n — ликвидная стоимость демонтируемого оборудования; $cЭ_n$ — стоимость потерянной энергии в период замены оборудования.

Если замена оборудования может производиться без потерь энергии, то

$$cЭ_n = 0.$$

Эффективность пристройки ГЭС II определяется так же, как при постройке новой гидроэлектростанции.

При перепрофилировании ГЭС в ГЭС—ГАЭС получается эффект от увеличения выработки энергии ГЭС за счет более совершенного оборудования и эффект от гидроаккумулирования в части снятия дневных и вечерних пиков и заполнения ночных провалов нагрузки энергосистемы, улучшения структуры системы и повышения качества электроэнергии, особенно за счет быстрого действующего резерва ГЭС—ГАЭС.

Контрольные вопросы

1. Какие стадии проектирования предусматриваются для сложных объектов и для типовых?
2. Какие виды работ и обоснований производятся при составлении схемы?
3. В чем заключается конечная цель проработок на стадии ТЭО (ТЭР) и какие особенности имеет этот этап работ в современных условиях?
4. Состав рабочей документации проекта?
5. Задачи, решаемые заказчиком и подрядчиком при сооружении ТЭО, и современные формы их взаимодействия.
6. Основные направления реконструкции ГЭС.

Темы рефератов

1. Проектирование ГЭС: последовательность формы документации, цели и задачи.
2. Энергетическая, экономическая, экологическая эффективность различных направлений реконструкции и модернизации оборудования и сооружений ГЭС.

Заключение

В учебнике изложены основные вопросы использования водной энергии, включая нерешенные проблемы. С современных позиций освещены вопросы экологических основ природопользования применительно к строительству гидроэлектростанций и водохранилищ. Гидроэнергия является возобновляющимся источником энергии. Использование экономически выгодных водноэнергетических ресурсов в нашей стране составляет лишь немного более 20 %. В использовании водной энергии мы в несколько раз отстаем от промышленно развитых стран. Со всей определенностью поставлен вопрос о том, чтобы неиспользуемые 30—40 % экономически выгодных водноэнергетических ресурсов считать безвозвратными народнохозяйственными потерями энергии.

В нашей стране гидроэнергетика имеет большие возможности развития. Проблема использования водной энергии решается с позиции оптимального природопользования, обеспечения социально-экономического развития страны и ее регионов, с возможно меньшими негативными воздействиями на природу, обеспечения потребности населения страны электроэнергией. Должны улучшаться социальные условия населения в зоне строительства гидроузлов и водохранилищ. Необходимо обеспечивать оптимальное сочетание строительства крупных, средних и малых ГЭС с использованием нетрадиционных возобновляющихся источников энергии и со строительством тепловых и атомных электростанций.

Отечественные гидротехники имеют мировые достижения в строительстве высоких плотин и ГЭС в горных районах, имеющих высокую сейсмичность и в районах вечной мерзлоты. Негативные последствия строительства водохранилищ на равнинных реках надо сопоставлять с большим народнохозяйственным значением водохранилищ. Изъятие сельскохозяйственных земель под водохранилища составляет 10—20 % общих потерь земель. Остальные 90 % изъятых земель заняты для строительства городов, заводов, дорог, ЛЭП и т.д.

Гидроэлектростанции являются одним из элементов Единой электроэнергетической системы и обладают весьма важными для системы большими маневренными свойствами. Возникает вопрос о развитии гидроэнергетики в условиях регионального развития экономики, когда ГЭС строится в конкретном регионе, а предназначается для работы в объединенной энергосистеме.

При комплексном использовании водных ресурсов нерешенной проблемой остается задача совместного финансирования и эксплуатации гидроузлов многоцелевого назначения. Следует рассматривать целесообразность комплексного использования водных ресурсов на кооперативных началах, создания акционерных обществ, а также сохранение существующего порядка строительства и эксплуатации многоцелевого гидроузла главным участником водопотребителей и водопользователей в финансировании строительства и эксплуатации комплексного гидроузла.

В основу технико-экономических расчетов положен принцип сопоставления затрат с результатами.

Новый этап развития гидроэнергетики определяется основополагающим принципом увязки ее с экологией, экономикой и социально-культурной сферой. Обеспечение технического прогресса в гидроэнергетике неразрывно связано с развитием природоохранных и социально-экономических условий района строительства, высоким качеством проектирования ГЭС, внедрением систем автоматизированного проектирования (САПР), высокой культурой строительства гидротехнических сооружений и обеспечения эксплуатации ГЭС надежными средствами автоматизации управления технологическим процессом.

В условиях научно-технической революции сведения, приводимые в учебнике, не могут считаться раз и навсегда установленными. На лекциях студенты получают информацию о новых достижениях в гидроэнергетике. В журналах, новых монографиях приводятся новые примеры из практики. Студенты должны читать специализированные отечественные и зарубежные журналы, СНиП и т.д.

Знания, полученные по курсу использования водной энергии, применяются студентами при курсовом и дипломном проектировании и могут использоваться в практической деятельности после окончания института с обязательным повышением своей квалификации, а в случае необходимости и усовершенствования и переквалификации.

Список литературы

1. Гидротехнические сооружения / Под ред. М.М.Гришина. М.: Энергия, 1979.
2. Гидротехнические сооружения. Справочник проектировщика / Под ред. В.П. Недриги. М.: Стройиздат, 1983.
3. Гидроэлектрические станции / Под ред. В.Я. Карелина и Г.И.Кривченко. М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Гидроэнергетика / Под ред. В.И. Обрезкова. М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов / Под ред. П.С. Непорожного. — 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоиздат, 1982.
6. Гидроэнергетические установки / Под ред. Д.С. Шавелева. Л.: Энергоиздат, 1981.
7. Журавлев В.Г., Обрезков В.И., Филиппова Г.А. Управление режимами гидроэлектростанций в условиях АСУ. М.: Энергия, 1978.
8. Использование водной энергии / Под ред. Д.С. Шавелева. Л.: Энергия, 1976.
9. Крицкий С.Н., Мендель М.Ф. Гидрологические основы управления водохозяйственными системами. М.: Наука, 1982.
10. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике / Под ред. В.Р. Окорочкова и Д.С. Шавелева. Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отд-ие. 1985.
11. Нормы технического проектирования гидроэлектростанций. ВНТЮ 12-77 / Минэнерго СССР. М., 1977.
12. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах / Под ред. Е.В. Цветкова. М.: Энергоатомиздат, 1984.
13. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей / Минэнерго СССР. М.: Энергия, 1977.
14. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций ГЭС / Под ред. Ю.С. Васильева и Д.С. Шавелева. М.: Энергоатомиздат, 1988. Т. I.
15. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / Под ред. Ю.С. Васильева и Д.С. Шавелева. М.: Энергоатомиздат, 1989. Т. II.
16. Энергетический комплекс СССР / Под ред. Л.А. Мелентьева и Л.А. Макарова. М.: Высшая школа, 1983.
17. Энергетика мира / Под ред. П.С. Непорожного и В.И. Попкова. М.: Энергоатомиздат, 1965.
18. Internationale Water Power and Dam Construction. Handbook, 1989.
19. Energy Statistics Yearbook UNO. New York, 1988.

Дополнительная литература

20. Гидрологические основы гидроэнергетики / А.Ш. Резниковский, А.Ю. Александровский, В.А. Атурин и др. М.: Энергия, 1979.
21. Гидрология и гидротехнические сооружения / Под ред. Г.П. Смирнова. М.: Высшая школа, 1988.
22. Глобальная энергетическая программа / Под ред. И.Д. Иванова. М.: Мысль, 1985.
23. Елаховский С.Б. Гидроэлектростанции в водохозяйственных системах. М.: Энергия, 1979.
24. Замахас В.С. Энергетика и речные системы. М.: Энергия, 1979.
25. Зарубаев Н.В. Комплексное использование и охрана водных ресурсов. Л.: Стройиздат, 1976.

26. Лаукс Д., Стендлингер Дж., Хейт Д. Планирование и анализ водохозяйственных систем: Пер. с англ. / Под ред. Г.В. Воропаева и А.Л. Великанова. М.: Энергоатомиздат, 1984.
27. Энергетика и охрана окружающей среды / Под ред. Н.Г. Залыгина, Л.И. Кроппа и Ю.М. Кострина. М.: Энергия, 1979.
28. Леви И.Н. Инженерная гидрология. М.: Высшая школа, 1968.
29. Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. Экологические аспекты гидроэнергетики. Л.: Изд-во ЛГУ, 1984.
30. Г.В. Стадницкий, А.И. Родионов. Экология. М.: Высшая школа, 1988.
31. Авакян А.Б., Салганин В.П., Шаронов В.А. Водохранилища. М.: Мысль, 1987.
32. Авакян А.Б., Шаронов В.А. Водохранилища гидроэлектростанций СССР. — 3-е изд. М.: Энергия, 1977.
33. Вендров С.Л. Проблемы преобразования речных систем СССР. Л.: Гидрометеоиздат, 1979.
34. Водохранилища и их воздействие на окружающую среду. М.: Наука, 1986.
35. Мятрагин Ю.М., Богословский Б.Б., Манкевич И.К., Авакян А.Б. Учебное пособие по курсу "Гидрология водохранилищ". В 4-х кн. Пермь, Пермский гос. ун-т, 1977, 1978, 1982, 1984.
36. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. М.: Наука, 1976.
37. Андреев В.М., Грилихес В.А., Румянцев В.Д. Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения. Л.: Наука, 1989.
38. Асарин А.Е., Бестужева К.Н. Водноэнергетические расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1986.
39. Волшаник В.В., Зарубаев В.В., Франфурт М.О. Использование энергии ветров, океанских волн и течений / Итоги науки и техники. Сер. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Т. I. М.: ВИНТИ, 1983.
40. Денисенко Г.И. Возобновляемые источники энергии. Киев: Вища школа, 1983.
41. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989.
42. Малинин Н.К. Теоретические основы гидроэнергетики. М.: Энергоиздат, 1985.
43. Основы управления энергетическим производством. В.Р. Окорочков, Л.И. Албегова и др. / Под ред. В.Р. Окорочкова. М.: Высшая школа, 1984.
44. Обрезков В.И. Возобновляемые нетрадиционные источники энергии. М.: МЭИ, 1987.
45. Артюгина И.М., Окорочков В.Р. Методы технико-экономического анализа в энергетике. Л.: Наука, 1988.
46. Руководство по проектированию технологических режимов регулирования гидроэлектростанций / Минэнерго СССР. М.: Энергия, 1977.
47. Эксплуатация электростанций / Под ред. В.С. Серкова. М.: Энергия, 1977.
48. Денисов В.И. Технико-экономические расчеты в энергетике. Методы экономического сравнения вариантов. М.: Энергоатомиздат, 1985.
49. Методика определения эффективности капитальных вложений. М.: Энергоатомиздат, 1988.
50. Прузер С.Л., Зладопольский А.Н., Некрасов А.М. Экономика энергетики СССР. М.: Высшая школа, 1984.
51. Червухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетики СССР. М.: Энергоатомиздат, 1986.
52. Экономика гидротехнического и водохозяйственного строительства / Под ред. Д.С. Шавелева. М.: Стройиздат, 1986.
53. Эрлихман Б.Л. Теория и практика оценки экономической эффективности технических вариантов // Изв. АН СССР. Сер. Экономика. 1985. № 4.
54. Grant E.J. Principles of engineering//Economy. 1950.

55. Vander Fak H.G. The economic choice between hydroelectric and thermal power development, 1966.
56. Gogot D. Economic analyses of hydro projects // Hydro Review, 1989.
57. Бабурин Б.Л., Файн И.И. Экономическое обоснование гидроэнергостроительства. М.: Энергия, 1975.
58. Руководство по экономическому выбору проектных решений при проектировании гидроэнергетических объектов. М.: Минэнерго СССР, 1984.
59. Гришин М.М., Михайлов А.Л. Проектирование речных гидроузлов на нескольких основаниях. М.: Энергия, 1967.
60. Розанов Н.Н. Плотины из грунтовых материалов. М.: Стройиздат, 1983.
61. Мелентьев В.А., Колпашиков Н.П., Волгин Б.А. Намывные гидротехнические сооружения. М.: Энергия, 1973.
62. Моисеев С.М., Моисеев И.С. Каменно-земляные плотины. М.: Энергия, 1977.
63. Гришин М.М., Розанов Н.П. и др. Бетонные плотины. М.: Стройиздат, 1975.
64. Полонский Г.А. Механическое оборудование гидротехнических сооружений. М.: Энергия, 1979.
65. Румянцева И.С., Мацея В.Ф. Гидротехнические сооружения. М.: Агропромиздат, 1988.
66. СНиП 2.06.86 Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования. М.: Госстрой СССР, 1987.
67. Справочник проектировщика бетонных сооружений гидроэлектростанций / Под ред. Ю.В. Мгалабелова и Н.П. Сергеевой. М.: Энергоатомиздат, 1985.
68. Васильев Ю.С., Виссаронов В.И., Кубышкин Л.И. Решение гидротехнических задач на ЭВМ. М.: Энергоатомиздат, 1987.
69. Руководство по проектированию гидротехнических туннелей. М.: Стройиздат, 1962.
70. СНиП 2.06.09-84. Туннели гидротехнические. М.: Госстрой СССР, 1985.
71. Берлин В.В., Муравьев О.А. Переходные процессы на ГЭС с уравнительными резервуарами. М.: Энергоатомиздат, 1989.
72. Кривченко Г.И. Расчеты на микрокалькуляторы переходных процессов в гидроэлектростанциях. М.: Энергоатомиздат, 1989.
73. Повышение надежности механического оборудования и стальных конструкций гидротехнических сооружений / А.Р. Фрейшист, И.В. Мартенсон, И.Д. Розина. М.: Энергоатомиздат, 1987.
74. Фрейшист А.Р., Хохарин А.Х., Шор А.М. Стальные трубопроводы гидроэлектростанций. М.: Энергоиздат, 1982.
75. СНиП П-23-81. Стальные конструкции. Норма проектирования. М.: Госстрой СССР, 1981.
76. МУЗ; 747-76. Указания по проектированию стальных трубопроводов гидротехнических сооружений. М.: Информэнерго, 1977.
77. Грановский С.А., Малышев В.М., Орго В.М., Смоляров Л.Г. Конструкции и расчет гидротурбин. Л.: Машиностроение, 1974.
78. Ковалев Н.Н. Проектирование гидротурбин. Л.: Машиностроение, 1974.
79. Определение параметров и динамических характеристик систем автоматического регулирования гидроагрегатов: Учебное пособие / В.А. Умов, И.Н. Филатов. Санкт-Петербург: СПбГТУ, 1995.
80. Модельные исследования гидротурбин / Под ред. проф. В.М. Малышева. Л.: Машиностроение, 1971.
81. Пылаев Н.И., Эдель Ю.У. Кавитация в гидротурбинах. Л.: Машиностроение, 1974.
82. Справочник по гидротурбинам / Под ред. Н.Н. Ковалева. Л.: Машиностроение, 1984.
83. Справочник по эксплуатации и ремонту гидротурбинного оборудования / Под

- ред. Е.П. Штерна. М.: Энергоиздат, 1987.
84. Гидрогенераторы / И.А. Глебов, В.В. Домбровский, А.А. Лукитау и др. Л.: Энергоиздат, 1982.
85. Гамус И.М., Картелев Б.Г., Явонский Л.И. Техническое wyposażenie ГЭС регулируемыми эжекторами. Л.: Энергоатомиздат, 1986.
86. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1985.
87. Электрическое оборудование электростанций / Под ред. С.В. Усова. Л.: Энергия, 1987.
88. Васильев Ю.С., Претро Г.А. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): Учебное пособие. Л.: ЛГТУ, 1990.
89. Мустафин Х.Ш., Васильев Ю.С. Выбор основного оборудования зданий гидроэлектростанций: Учебное пособие. Куйбышев: Куйбышевский государственный университет, 1979.
90. Слисский С.М. Гидравлика зданий гидроэлектростанций. М.: Энергия, 1970.
91. Подземные гидротехнические сооружения / Под ред. В.М. Мосткова. М.: Высшая школа, 1986.
92. Претро Г.А. Специальные типы зданий гидроэнергетических установок. М.: Энергия, 1975.
93. Васильев Ю.С., Претро Г.А. Компонировка сооружений деривационных гидроэнергетических установок: Учебное пособие. Санкт-Петербург: СПбГТУ, 1995.
94. Иванов П.Л. Грунты и основания гидротехнических сооружений. М.: Высшая школа, 1991.
95. СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. М.: Госстрой СССР, 1985.
96. СНиП 2.02.01-83. Основания зданий и сооружений. М.: Госстрой СССР, 1983.
97. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. М.: Госстрой СССР, 1987.
98. Васильев П.И., Кононов Ю.И., Чирков Я.Н. Железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Киев: Вища школа, 1982.
99. СНиП 2.06.01-86. Гидротехнические сооружения речные. Основные положения проектирования. М.: Госстрой СССР, 1986.
100. Васильев Ю.С., Претро Г.А. Рекомендации по компоновке сооружений деривационных гидроэнергетических установок: Учебное пособие. Санкт-Петербург: СПбГТУ, 1993.
101. Трапезников Л.П. Температурная трещиностойкость массивных бетонных сооружений. М.: Энергоатомиздат, 1986.
102. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружение и оборудование малых гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986.
103. Малая гидроэнергетика / Л.П. Михайлов, Б.Н. Фельдман и др. / Под ред. Л.П. Михайлова. М.: Энергоатомиздат, 1989.
104. Васильев Ю.С., Претро Г.А. Гидроаккумулирующие гидроэлектростанции. Л.: ЛПИ, 1984.
105. Гидроаккумулирующие электростанции / Под ред. Л.Б. Шеймана. М.: Энергия, 1978.
106. Жибра Р. Энергия приливов и приливные электростанции: Пер. с франц. М.: Мир, 1964.
107. Приливные электростанции / Под ред. Л.Б. Бернштейна. М.: Энергоатомиздат, 1987.
108. Соколов Б.А., Арефьев Н.В. Численное моделирование нестационарных процессов в водопроводящих трактах гидроэнергетических установок // Известия ВНИИГ. Л.: Энергоатомиздат, 1985. Т. 186.
109. Картвелишвили Н.А., Аронович Г.В., Любимцев Я.К. Гидравлический удар и уравнильные резервуары. М.: Наука, 1968.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	6
Методические рекомендации	13
Раздел первый. Водное хозяйство гидроэнергетических и комплексных водохозяйственных объектов	16
Глава первая. Водные ресурсы	16
1.1. Запасы пресных вод	16
1.2. Характеристика стока рек	20
1.3. Моделирование речного стока	24
1.4. Влияние хозяйственной деятельности на речной сток	29
Глава вторая. Комплексное использование водных ресурсов	33
2.1. Формирование водохозяйственных систем	33
2.2. Водопотребители и водопользователи	37
2.3. Роль гидроэнергетики в комплексном освоении крупных рек	40
2.4. Распределение воды в водохозяйственных системах с гидроэлектростанциями	41
Глава третья. Экологические основы гидроэнергетики	46
3.1. Основы экологии	46
3.2. Экология водоемов и водотоков	50
3.3. Качество воды	56
3.4. Принципы формирования природно-технических систем в гидроэнергетике	63
Глава четвертая. Водохранилища	67
4.1. Типы водохранилищ и их характеристики	67
4.2. Наполнение и сработка водохранилищ	71
4.3. Водохранилища мира и России	73
4.4. Последовательность проектирования водохранилищ	77
Раздел второй. Основы использования водной энергии	80
Глава пятая. Водно-энергетические ресурсы и их использование	80
5.1. Водно-энергетические ресурсы	80
5.2. Типы гидроэнергетических установок	82
5.3. Напор, расход и мощность гидроэнергетической установки	85
5.4. Основные схемы использования водной энергии	91
5.5. Схемы использования нетрадиционных видов водной энергии	99
5.6. Виды регулирования расходов воды, мощности и выработки энергии ГЭС	104
Глава шестая. Работа ГЭС в электроэнергетической системе	108
6.1. Электроэнергетические системы и их структура	108
6.2. Резервы энергосистемы	112
6.3. Обеспеченность водо- и электроснабжения	115
6.4. Использование ГЭС в энергосистеме	117
Глава седьмая. Работа ГЭС совместно с солнечными и ветровыми электростанциями	121
7.1. Использование возобновляемых нетрадиционных источников энергии	121
7.2. Работа ГЭС совместно с ветроэлектрическими станциями	123
7.3. Работа ГЭС совместно с солнечными электростанциями	127

Раздел третий. Водохозяйственные и водно-энергетические расчеты	131
Глава восьмая. Расчеты годового и многолетнего регулирования стока	131
8.1. Расчетные схемы регулирования стока	131
8.2. Расчеты годового регулирования стока	132
8.3. Годичное регулирование стока комплексным водохранилищем	139
8.4. Многолетнее регулирование стока	141
8.5. Специальные виды регулирования стока и выработки электроэнергии	148
8.6. Диспетчерские графики при годовом и многолетнем регулировании стока	152
8.7. Эффект регулирования стока водохранилищами	160
Глава девятая. Суточный и недельный режимы работы гидроэлектростанций	163
9.1. Основные положения	163
9.2. Потери энергии при суточном регулировании	166
9.3. Режим работы ГЭС при неограниченном суточном регулировании	168
9.4. Суточный режим работы ГЭС при ограниченном суточном регулировании	171
9.5. Суточный режим работы ГАЭС и насосных станций	173
Глава десятая. Основы технико-экономических расчетов в гидроэнергетике	176
10.1. Понятие о капиталовложениях в гидроэнергетические объекты	176
10.2. Ежегодные издержки, доход и прибыль гидроэлектростанций	177
10.3. Учет фактора времени в технико-экономических расчетах	179
10.4. Общая экономическая эффективность капитальных вложений	181
10.5. Метод сравнительной экономической эффективности	182
10.6. Методы оценки инвестиций в гидроэнергетические объекты	184
10.7. Метод расчетных затрат	187
Глава одиннадцатая. Обоснование параметров гидроузлов и определение эффективности ГЭС	191
11.1. Общие положения	191
11.2. Основы выбора главных параметров ГЭС	194
11.3. Выбор подпорной отметки гидроузла	197
11.4. Обоснование полезного объема (глубины сработки) водохранилища	201
11.5. Основы выбора установленной мощности ГЭС и ГАЭС	203
11.6. Направление повышения эффективности гидроэнергетических и комплексных водохозяйственных объектов	211
Раздел четвертый. Речные гидроузлы, деривация и станционный узел	214
Глава двенадцатая. Состав сооружений и компоновка энергетических и комплексных гидроузлов	214
12.1. Основные положения	214
12.2. Компоновка русловых ГЭС	215
12.3. Компоновка приплотинных ГЭС	221
12.4. Компоновка деривационных ГЭС	231
Глава тринадцатая. Деривационные каналы и напорные бассейны	247
13.1. Назначение деривационных каналов	247
13.2. Поперечные сечения каналов	247
13.3. Условия эксплуатации энергетических каналов	251
13.4. Энергоэкономический расчет деривационного канала	256
13.5. Назначение и компоновка напорных бассейнов	261

Глава четырнадцатая. Туннели ГЭС и ГАЭС	266
14.1. Классификация и типы гидротехнических туннелей	266
14.2. Трасса деривационного туннеля	270
14.3. Выбор параметров деривационных туннелей. Гидравлический и экономический расчеты	271
Глава пятнадцатая. Уравнительные резервуары	277
15.1. Назначение и условия применения уравнительных резервуаров ..	277
15.2. Типы уравнительных резервуаров	278
15.3. Устойчивость колебаний при изменяющихся режимах работы ГЭС	282
15.4. Уравнительные резервуары на отводящей деривации	285
15.5. Расчетные условия и определение параметров уравнительного резервуара	286
15.6. Примеры построенных резервуаров	289
Глава шестнадцатая. Турбинные трубопроводы	296
16.1. Типы трубопроводов и схемы подвода воды к турбинам ГЭС ..	296
16.2. Стальные открытые трубопроводы	303
16.3. Нагрузки и воздействия на трубопровод и его опоры	310
16.4. Основные положения расчета стального трубопровода на прочность и устойчивость	313
16.5. Опоры открытых стальных трубопроводов	316
16.6. Сталежелезобетонные турбинные трубопроводы	321
16.7. Основные положения технико-экономического обоснования параметров турбинных трубопроводов	324
16.8. Турбинные затворы	327
Раздел пятый. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование ГЭС ..	332
Глава семнадцатая. Гидравлические турбины	332
17.1. Классификация и основные параметры гидротурбин	332
17.2. Проточная часть гидравлических турбин	348
17.3. Выбор параметров гидротурбин	359
17.4. Выбор параметров насосов-турбин	365
17.5. Системы автоматического управления гидротурбинным оборудованием	371
Глава восемнадцатая. Электроэнергетическое оборудование	376
18.1. Состав электрической части ГЭУ, типы и параметры гидрогенераторов	376
18.2. Конструкции гидрогенераторов	379
18.3. Системы охлаждения гидрогенераторов	384
18.4. Системы возбуждения гидрогенераторов	386
18.5. Определение габаритов и массы гидрогенераторов	386
18.6. Гидроагрегаты ГАЭС	388
18.7. Тип и параметры трансформаторов	389
18.8. Системы охлаждения трансформаторов	392
18.9. Размещение и установка главных трансформаторов	393
18.10. Схемы электрических соединений	395
18.11. Повышающие подстанции. Распределительное устройство высокого напряжения	399
18.12. Элегазовые подстанции	400
Глава девятнадцатая. Подъемно-транспортное и вспомогательное оборудование и служебные помещения здания ГЭС	402
19.1. Подъемно-транспортное оборудование	402
19.2. Состав вспомогательного оборудования	406
19.3. Масляное хозяйство	407

19.4. Техническое водоснабжение	410
19.5. Пневматическое хозяйство	414
19.6. Система осушения проточной части агрегатов	415
19.7. Служебные помещения здания ГЭС	417
Раздел шестой. Здания гидроэлектрических станций	420
Глава двадцатая. Типы и компоновка зданий ГЭС	420
20.1. Типы зданий станций и их основные части	420
20.2. Водоприемные устройства	423
20.3. Нижняя массивная часть	431
20.4. Верхнее строение	437
20.5. Компоновка зданий станций	442
Глава двадцать первая. Специальные типы зданий гидроэлектростанций	448
21.1. Особенности специальных типов	448
21.2. Совмещенные и водосливные здания ГЭС	448
21.3. Подземные и полуподземные установки	456
21.4. Открытые и полукрытые здания ГЭС и ГАЭС	461
21.5. Прочие специальные типы установок	463
Глава двадцать вторая. Общие вопросы проектирования и расчета зданий ГЭС	467
22.1. Выбор расчетного напора турбины, мощности генератора, числа агрегатов	467
22.2. Плановое и высотное положение здания ГЭС	471
22.3. Основные положения расчета устойчивости и прочности зданий ГЭС	474
Глава двадцать третья. Рекомендации по расчету железобетонных конструкций здания ГЭС	477
23.1. Общие сведения	477
Глава двадцать четвертая. Гидроэлектростанции малой мощности	489
24.1. Классификация малых ГЭС	489
24.2. Оборудование для малых ГЭС	489
24.3. Здания малых ГЭС	495
Раздел седьмой. Гидроаккумулирующие и приливные электростанции ..	498
Глава двадцать пятая. Гидроаккумулирующие электростанции	498
25.1. Назначение и классификация ГАЭС, их КПД	498
25.2. Состав и назначение основных сооружений ГАЭС	501
25.3. Технические схемы и компоновки ГАЭС	505
25.4. Типы агрегатов ГАЭС и их выбор	510
25.5. Основные типы и компоновка зданий ГАЭС	514
Глава двадцать шестая. Приливные электростанции	520
26.1. Схемы и режимы работы приливных электростанций	520
26.2. Выбор параметров ПЭС	526
26.3. Примеры компоновки ПЭС	527
Раздел восьмой. Переходные и неустойчивые режимы гидроэнергетических установок	531
Глава двадцать седьмая. Неустойчивые режимы в бьефах и каналах	531
27.1. Общие положения	531
27.2. Одномерная математическая модель неустойчивого движения воды	534
27.3. Методы решения задачи расчета неустойчивого движения воды	536

Глава двадцать восьмая. Гидравлический удар в гидроэнергетических установках	542
28.1. Физические основы гидравлического удара	542
28.2. Модель жесткого гидравлического удара	544
28.3. Движение сжимаемой жидкости в упругой трубе	548
28.4. Прямой гидравлический удар и характеристики трубопровода	550
28.5. Эквивалентирование параметров водопроводящего тракта	553
28.6. Влияние закона регулирования гидротурбин на величину гидравлического удара	555
28.7. Математическая модель упругого гидравлического удара	557
28.8. Методы численной реализации модели упругого гидравлического удара	558
28.9. Мероприятия по уменьшению гидравлического удара	563
Глава двадцать девятая. Неустановившиеся режимы движения воды в водопроводящих трактах с уравнительными резервуарами	565
29.1. Математическая модель колебаний уровня воды в уравнительном резервуаре	565
29.2. Моделирование переходных гидравлических процессов в водопроводящих трактах с несколькими уравнительными резервуарами	567
29.3. Математическое моделирование переходных гидравлических процессов в сложных системах водопроводящих трактов с уравнительными резервуарами	569
Глава тридцатая. Переходные процессы в гидроагрегатах	575
30.1. Основные сведения о переходных процессах в гидроагрегатах	575
30.2. Переходные процессы в гидроагрегатах ГЭС	578
30.3. Переходные процессы в гидроагрегатах ГАЭС	583
Глава тридцать первая. Общие сведения о проектировании, строительстве и реконструкции гидроэнергетических установок	588
31.1. Стадии проектирования	588
31.2. Составление схемы комплексного использования реки	588
31.3. Технико-экономическое обоснование, технико-экономический расчет, выбор створа гидроузла	590
31.4. Составление проекта, рабочего проекта	591
31.5. Рабочая документация	592
31.6. Организация строительства гидроузла	592
31.7. Реконструкция и модернизация гидроэнергетических установок	594
Заключение	598
Список литературы	600
Дополнительная литература	600