

В. И. БРЫЗГАЛОВ
Л. А. ГОРДОН

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ



Рецензенты:

А.П.Епифанов, доктор технических наук, профессор;
Научно-методический совет Хакасского технического института – филиала КГТУ;
Научно-технический совет ОАО «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного»

Брызгалов В. И.

Б89 Гидроэлектростанции: Учеб. пособие / В. И. Брызгалов, Л. А. Гордон.
Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
ISBN 5-7636-0437-7

Приведены основные сведения о сооружениях и оборудовании гидроэлектростанций. Освещены вопросы гидроэнергетического производства, его экономической эффективности и социальной значимости.

Предназначено для студентов, обучающихся по гидростроительным и электроэнергетическим направлениям.

УДК 621/221.2/.4(07)

ISBN 5-7636-0437-7

© Брызгалов В.И., Гордон Л.А., 2002
© Саяно-Шушенский филиал КГТУ, 2002
© КГТУ, 2002

Введение

Гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции (ГЭС и ГАЭС) по-прежнему занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию ее параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке ее сбыта.

Гидроэлектростанции являются сложными природно-техническими комплексами. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют знакомства с широким кругом общетехнических и специальных дисциплин.

Из-за старения основных фондов, как ГЭС, так и электрической сети, а также и естественной убыли эксплуатационных кадров начнут возникать проблемы обеспечения надежности и безопасности гидроэлектростанций и электрических сетей, если не вводить новые мощности и не готовить молодых специалистов.

В рыночных условиях особенно ужесточаются требования к сокращению затрат на эксплуатацию производственных мощностей. В частности, речь идет о минимизации численности обслуживающего персонала на объектах электроэнергетики. То есть задача организации совмещения профессий у специалистов, работающих в области проектирования, строительства и эксплуатации ГЭС, а также электрических сетей, обостряется. Более того, на «стареющих» ГЭС возникает необходимость в реконструкции не только основного гидросилового и электротехнического оборудования, но и в крупном ремонте гидротехнических сооружений (ГТС), т. е. специалисты должны обладать знаниями в области строительно-монтажного производства даже на эксплуатирующихся ГЭС.

На эти обстоятельства накладывается рыночная конъюнктура с обеспечением органическим топливом тепловых электростанций (ТЭС), стоимость которого будет продолжать расти, а запасы истощаться. Поэтому возобновляемый источник – энергия рек, все более будет привлекать внимание при планировании прироста мощностей в энергосистемах путем строительства ГЭС. Вначале будет отдаваться предпочтение строительству ГЭС малой и средней мощности, а затем и крупных гидроэлектростанций. Экономика производства, в особенности на строительстве небольших и средних ГЭС, будет диктовать требования также минимизации численности персонала за счет совмещения профессий специалистов по строительству ГТС, монтажу и наладке оборудования.

Комплексная специальность «Гидроэлектростанции» предполагает соединение специалистов трех направлений: инженера-гидроэнергетика-гидротехника (использование водной энергии и строительство сооружений), инженера-механика, специалиста по турбинному и гидромеханическому

оборудованию ГТС и инженера-электрика, специалиста по электротехническому оборудованию, релейной защите и автоматике.

Книга является учебным пособием к специальному курсу «Гидроэлектростанции» для студентов одноименной специальности.

По каждому из трех перечисленных направлений студент прослушает ряд основных и специальных курсов, где будут рассмотрены отдельные направления будущей профессии. Цель настоящего специального курса – связать воедино основные аспекты специальности, объединить и наметить место каждой из изучаемых отдельно дисциплин и тем самым дать общую структуру будущей профессии.

Молодой специалист, получив указанную специальность, также сможет успешно работать и в области проектирования, строительства и эксплуатации линий электропередачи, а также сетевых электроподстанций.

Учебное пособие разработано на основе многолетнего опыта проектирования, строительства и эксплуатации крупнейших гидроэлектростанций: Волжской ГЭС (г. Жигулевск), Красноярской ГЭС и Саяно-Шушенской ГЭС, где один из авторов участвовал в строительстве и их эксплуатации, а другой – в составе экспертов по оценке напряженно-деформированного состояния плотины Саяно-Шушенской ГЭС.

Авторы отдельных разделов книги: В.И.Брызгалов – введение, гл. 5, 6, 8, 9, 10, 11; §§ 1.1.4; 1.2.1; 1.2.3; 1.2.4; 2.4.4.; 2.4.5; 7.3.6; Л.А.Гордон – гл. 1, 3, 4, частично гл. 2, 7, 8, § 9.4.1. Другие разделы пособия написаны совместно.

Авторы признательны специалистам Саяно-Шушенской ГЭС, помогавшим в подготовке рукописи.

Все замечания и пожелания можно направлять по адресу: 655 619, Республика Хакасия, п. Черемушки, Саяно-Шушенский филиал Красноярского государственного технического университета.

Место и роль ГЭС в современном мире

1

1.1. Исторический обзор

Гидротехника (в переводе с греческого – водное мастерство) – одна из отраслей строительного искусства. Основная задача гидротехники как отрасли строительной техники – возведение сооружений, дающих возможность использовать водные ресурсы. Как всякое мастерство высокого уровня, гидротехника опирается на определенные знания. Как отрасль знаний гидротехника является прикладной технической наукой, позволяющей обосновать проектирование, строительство и эксплуатацию гидротехнических сооружений.

Энергетика – отрасль техники, задача которой – обеспечение человечества энергией. Как отрасль знаний энергетика – прикладная наука, позволяющая обосновать проектирование, создание и эксплуатацию энергетических установок.

Один из важнейших способов получения электрической энергии основан на использовании водной энергии. **Гидроэлектроэнергетика** – отрасль техники и прикладная наука, соединяющая в себе элементы гидротехники и энергетики. В ней изучаются как способы получения электрической энергии, так и **гидротехнические сооружения** (ГТС), необходимые для получения электрической энергии на основе использования водной энергии.

Гидроэлектростанция (ГЭС) – основной объект гидроэлектроэнергетики (применяется и термин – гидростанция). Она представляет собой неразрывную систему гидротехнических сооружений и оборудования для получения электрической энергии из энергии воды.

Крупная ГЭС – не только источник электрической энергии. Появление крупной ГЭС существенно влияет на природную среду обширного региона, а также оказывает благотворное преобразующее влияние на состояние экономики и социальную сферу. Вместе с тем, в мире во второй половине XX века было обращено внимание на негативное влияние ряда построенных крупных ГЭС на окружающую среду. Экологические последствия сооружения ГЭС недостаточно учитывались при их проектировании. Гидроэлектроэнергетика и **тепловая энергетика** (способ получения электроэнергии на основе сжигания топлива) в последние десятилетия XX века оказали существенное влияние на развитие науки – **экологии**, изучающей закономерности взаимодействия общества с окружающей средой. Эффективные решения экологических задач при проектировании ГЭС позволят избежать их негативного влияния на окружающую среду и придадут гидроэлектростанциям ещё большую общественную значимость.

В последние годы имеют место высказывания о приоритете строительства **малых** ГЭС. Понятие «малые ГЭС» достаточно условное, но тем не менее наибольшее распространение классификации ГЭС по **мощности** (энергетическая характеристика, равная отношению работы к интервалу времени её совершения) получили следующие:

- микрогидроэлектростанции (микроГЭС) – мощностью менее 0,1 МВт;
- минигидроэлектростанции (миниГЭС) – мощностью 0,1-1 МВт;
- малые гидроэлектростанции мощностью – 1-10 МВт;
- средние гидроэлектростанции мощностью – 10-1000 МВт;
- крупные гидроэлектростанции мощностью выше 1000 МВт;

Примечание. Понятие мощности и её размерность даны в главах 5, 6.

Высказывания о приоритете строительства малых ГЭС бесспорны лишь в определенных условиях обеспечения электроэнергией мелких, удаленных от центров потребителей, например, горные маленькие населенные пункты или чабанские стоянки и т.п. Мировой опыт показал, что для обеспечения электроэнергией массового потребителя (население, промышленность, сельское хозяйство) необходимо строительство крупных источников электроэнергии.

В 60-80 годы XX века наметился некоторый спад в строительстве крупных гидроузлов. Однако в 90-е годы спад во многих странах был преодолен. Например, в Китае, где одновременно строятся 70 плотин высотой более 15 м, и где сооружается самая крупная ГЭС мира «Три ущелья» мощностью 18,2 млн. кВт. Такой размах строительства осуществляется не только с целью получения дешёвой электроэнергии (хотя это один из главных факторов), но также для предотвращения материального ущерба от наводнений и улучшения условий судоходства.

Советский Союз долгие годы занимал лидирующее положение в мировой гидроэлектроэнергетике. В свое время Красноярская и Саяно-Шушенская ГЭС были самыми мощными в мире. После распада СССР лидирующие позиции России и стран СНГ были утрачены. В настоящее время (на начало 2001 года) Саяно-Шушенская (рис. 1.2) и Красноярская ГЭС (рис. 1.1) по установленной мощности занимают в мире соответственно шестое и седьмое места:

Таблица 1.1. Крупнейшие гидроэлектростанции мира

№ п/п	Наименование ГЭС	Страна	Установленная мощность, тыс. кВт	Примечание
1.	Три Ущелья	Китай	18200	Строится
2.	Итайпу	Бразилия	12600	Действующая
3.	Грэнд-Кули	США	10830	Действующая
4.	Гури	Венесуэла	10300	Действующая
5.	Тукуруи	Бразилия	8000	Действующая
6.	Саяно-Шушенская	Россия	6400	Действующая
7.	Красноярская	Россия	6000	Действующая
8.	Ла Гранде	Канада	5328	Действующая
9.	Черчил-Фулз	Канада	5225	Действующая

На рис. 1.3 представлен внешний вид ГЭС Итайпу на р. Парана (Бразилия – Парагвай) и ГЭС Три Ущелья (проект), строящаяся в Китае.

Есть все основания считать, что в ближайшей перспективе обществом в нашей стране будет вновь востребовано строительство гидроэлектростанций, к этому есть все предпосылки, продиктованные рыночными условиями в области топливообеспечения. Поэтому возникнет необходимость и в универсальных специалистах, обладающих широким кругом знаний в области гидротехники и энергетики (гидроэлектроэнергетики), связанных неразрывным технологическим процессом на промышленном предприятии – гидроэлектростанции.

Молодой инженер-выпускник по специальности «Гидроэлектростанции» должен уметь:

- проектировать и строить гидротехнические сооружения ГЭС,
- монтировать гидротурбинное, гидромеханическое и электротехническое оборудование ГЭС и его наладивать,
- эксплуатировать гидротехнические сооружения, основное и вспомогательное оборудование ГЭС.

Изучению специальных курсов, посвященных гидротехническим сооружениям, гидротурбинам, гидрогенераторам, электротехническому оборудованию и системам управления, т.е. всему тому, что объединяет в себе гидроэлектростанция, предшествуют общетеоретические и общепрофессиональные дисциплины, без знания которых невозможно изучить специальные курсы.

К общетеоретическим и общепрофессиональным дисциплинам, предшествующим специальным курсам, относятся, в частности, математика, физика, геодезия, инженерная графика, материаловедение, техническая механика, геология и гидрогеология, гидравлика и гидрология, строительные конструкции, основания и фундаменты, теоретические основы электротехники, электроэнергетика, электромеханика, гидравлические машины, электрические машины, электрические измерения, техника электробезопасности и др.

Задача настоящего курса «Гидроэлектростанции» – дать возможность студенту, изучившему общетеоретические и специальные дисциплины, понять значимость комплекса знаний в своей будущей профессии.

Современная гидроэлектростанция представляет собой сложный **природно-технический комплекс**. Однако в этом комплексе можно выделить несколько основных, определяющих элементов, без которых существование ГЭС невозможно. Это **плотина** – основное гидротехническое сооружение, **турбина и генератор** – основное гидросиловое оборудование ГЭС, преобразующие энергию воды в электрическую, а также **распределительные устройства** и отходящие от него **линии электропередачи** с сопутствующим оборудованием, обеспечивающие распределение и транспортировку электроэнергии от производителя (ГЭС) к потребителю.



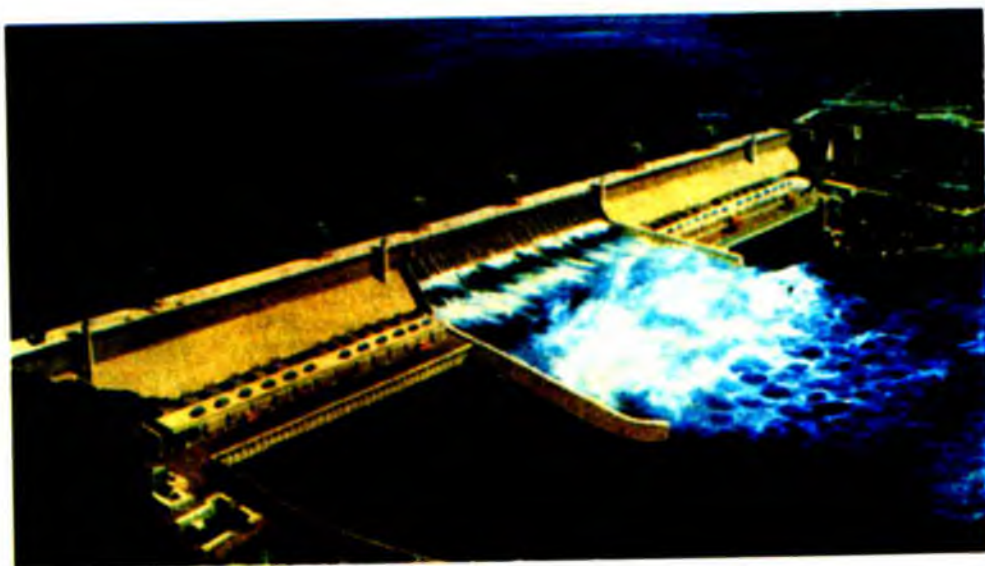
Рис. 1.1 Красноярская ГЭС на реке Енисей (Россия)



Рис. 1.2 Саяно-Шушенская ГЭС на реке Енисей (Россия)



ГЭС Итайпу на реке Парана (Бразилия – Парагвай)



ГЭС «Три ущелья» на реке Янцзы (Китай)

Рис. 1.3

Проследим, как эти элементы совершенствовались и видоизменялись и какую роль они играли в развитии цивилизации.

1.1.1. Ирригационные цивилизации (*ирригация* – искусственное орошение)

Принято развитие человека как вида делить на два периода – доисторический и исторический. Выдающийся мыслитель XX века Карл Ясперс^{*)} в своем труде «Истоки истории и ее цель» таким образом определил характерные черты доистории и истории:

«Доисторическое становление человека – формирование человека как вида со всеми его привычными склонностями и свойствами, со всей присущей ему сферой бессознательного... Результатом доисторического становления является то, что наследуется биологически, что, следовательно, способно устоять при всех катастрофах истории...

История возникает лишь там, где есть осознание истории, традиция, документация, осмысление своих корней и происходящих событий. Исторические приобретения тесно связаны с традицией, они передаются и поэтому могут быть утеряны. То, что утвердилось в мире людей во взлетах творческого созидания, а затем посредством передачи последующим поколениям формировало и изменяло феномен человека, настолько связано с этой передачей, что без нее, поскольку это не передается биологически, может полностью исчезнуть, и тогда останутся только конституциональные^{**)} свойства человека.»

Кроме биологического формирования человека как вида, к основным вехам доистории К. Ясперс относит:

- использование огня и орудий;
- появление речи;
- проявление насилия над самим собой, например, посредством табу (запретов);
- образование групп и сообществ, осознание смыслового значения объединения в группы и сообщества;
- формирование жизни посредством образов и мифов; осознание своего бытия.

Примечание. Существует большое количество систем, где предлагаются несколько иные основополагающие признаки истории и доистории. В свое время господствовала система, разработанная Ф. Энгельсом в его труде «Происхождение семьи, частной собственности и

^{*)} Карл Ясперс (1883-1969). Врач-психиатр, психолог, философ. Один из создателей нового направления в философии, изучающего внутренний мир человека.

^{**)} Конституциональный (лат.), связанный с состоянием организма.

государства», где развитие общества связывалось исключительно с развитием производства.

Переход от доистории к истории К. Ясперс связывает с четырьмя основополагающими событиями:

- организация ирригационных систем в долинах Нила, Тигра и Евфрата, Хуанхэ, Инда;
- открытие письменности;
- возникновение народов, осознающих свое единство, с общим языком, культурой и мифами, появление мировых империй (сначала с центром в Месопотамии);
- использование лошади.

Среди четырех основополагающих событий перехода от доистории к истории К. Ясперс на первое место поставил организацию ирригационных систем. Первые цивилизации зародились по берегам больших рек. Периодически разливаясь, эти реки поили влагой посевы и ежегодно оставляли новый плодородный слой ила, предотвращая, тем самым, истощение почвы. Однако в многоводные годы разливы рек были зачастую разрушительными, в маловодные годы воды не хватало. Освоение земель, удаленных от рек, требовало строительства каналов и накопителей воды – **водохранилищ**, а, следовательно, возведения плотин. Необходимость **регулирования стоков рек** требовала объединения усилий многих людей и вела к централизации и созданию управленческого аппарата.

Почти одновременно со строительством первых ирригационных систем, приблизительно в 3000-2500 гг. до н.э., возникает четыре великих цивилизации древности, часто называемые ирригационными: шумерская в Месопотамии (самая древняя из известных) по берегам Тигра и Евфрата, древнеегипетская по берегам Нила, древнеиндийская досанскритская по берегам Инда и китайская по берегам Хуанхэ.

Примерно в это же время в этих же местах рождается письменность (приблизительно к 3300 г. до н.э. в Шумере, к 3000 г. до н.э. в Египте, к 2000 г. до н.э. – в Китае). Несколько позже в этих же местах рождаются первые мировые империи и появляются первые письменные источники.

Большинство историков проводит рубеж между доисторией и историей приблизительно на 3000г. до н.э. Одним из определяющих факторов перехода человечества в новую фазу развития было строительство ирригационных систем.

1.1.2. Плотины древности

Древнейшие плотины строились с целью образования ирригационных водохранилищ. В 1885г. немецкие археологи обнаружили в Египте (200 миль южнее Каира) плотину Садд эль Кафара. Первое упоминание об этой плотине

имеется у Геродота. Норман Смит, автор книги «История плотин» считает, что плотина Садд эль Кафара – древнейшая из известных. Ее строительство одни историки относят к третьей или четвертой династии в Египте (между 2950 и 2750 г.г. до н.э.), другие – к 3200 г. до н.э. Плотина представляла собой две параллельных стены из каменной кладки, пазуха между стенами была заполнена каменной наброской. Длина плотины по гребню 111 м, максимальная высота 12 м. Плотина создавала водохранилище в Вади эль-Гарави объемом более 2 млн. кубометров.

Историки полагают, что в Месопотамии строительство плотин также началось в бронзовом веке, одновременно с Египтом, а возможно, и раньше. Однако древнейшая плотина из каменной кладки, обнаруженная в Месопотамии, построена в Ассирии при Сеннахерибе (694 г. до н.э.). Первая крупная плотина из каменной кладки Нахр эль-Аси, строительство которой датируется 1500 г. до н.э., была обнаружена несколько южнее – на территории нынешней Сирии.

В древнем Китае строительство каналов и плотин приобрело широчайший размах. Отношение китайцев к первым гидротехникам характеризует легенда о Великом Юе. Для китайцев Великий Юй – историческая личность. Для европейцев – собирательный образ древнего строителя. Император Яо в 2283г. до н.э. поручил Юю руководство всем водным строительством Срединной империи. После смерти Яо императором был избран Юй. Легенда о великом Юе превратилась в Китае в культ. По сей день на берегах китайских рек и каналов стоят многочисленные храмы, посвященные Юю.

Масштабы ирригационного строительства в древнем Китае поражают воображение даже при современном развитии строительной техники. Так, около 250 г. до н.э. в Китае, в пустынной территории Сычуаня водами реки Миньцзян было орошено 50 тыс. кв. км. Монголы, завоевав Китай, не только не разрушили, но и поддержали гидротехническое строительство. Так, при хане Хубилае была осуществлена вековая мечта китайцев о соединении каналом бассейнов Хуанхэ и Янцзы. Канал между Пекином и Ханьчжоу имел длину более 1000 км и был построен в 1289-1293 гг. Очевидцем, описавшим завершающую часть строительства, был знаменитый путешественник Марко Поло. Главным строителем последнего участка длиной 130 км был Куо Чо. На стройке работало более 20 тыс. рабочих.

Большое влияние на плотиностроение оказала такая инженерная конструкция, как свод (**арка**). Свод (арка) – прообраз арочных плотин. Первые бочарные своды из кирпича (700 г. до н.э.) обнаружены в Месопотамии (Ассирии). Еще раньше (примерно 1500 г. до н.э.) родственная конструкция (**купол**) впервые встречается в Микенах (Греция) – так называемая гробница Аганемнона. Арочные конструкции широко применялись в Древнем Риме при возведении акведуков (сооружение с водоводом) и мостов (рис. 1.4).



Рис. 1.4 Акведук древности

С XVI века начинается строительство **арочных плотин** в средневековой Европе: Испании и Италии. Строительство ирригационных систем и плотин пришло в Испанию, по всей видимости, с мусульманского Востока вместе с арабской экспансией в Европу. Первое письменное упоминание о старейшей арочной плотине Альманца Испании из каменной кладки относится к 1586 году. Специалисты считают, что плотина Альманца была возведена на 200 лет раньше первого письменного упоминания. При высоте 16 м плотина

Альманца имела относительно большую, почти постоянную толщину 12 м. Это свидетельствует о том, что строители плотин Альманца еще не представляли возможностей арочной конструкции. Вторая старейшая арочная плотина Испании Елче была «более изящной». При высоте 23 м она имела переменную толщину от 9 м на гребне (верх плотины) до 12 м у **подошвы** (место опирания плотины на своё основание).

Высочайшая древняя плотина Испании Аликанте была построена в 1580-1594 гг. и представляла собой **гравитационную** (сопротивляющуюся сдвигу собственным весом) стенку из каменной кладки трапециoidalного сечения. Максимальная высота плотины 42 м, толщина по гребню 20 м, по подошве 34 м. В 1738 году плотина была реконструирована.

Французский инженер М. де Сазили (1853 г.) произвел расчеты старейших плотин Испании Альманца, Елче, Аликанте на прочность методами сопротивления материалов. Согласно этим расчетам максимальные **напряжения сжатия** (мера внутренних сил, возникающих в теле под воздействием внешних нагрузок) в Альманца составили 6 кг/см², в Аликанте – 14 кг/см². В современных бетонных плотинах сжимающие напряжения на порядок выше. Например, в плотине Саяно-Шушенской ГЭС они превышают 100 кг/см² (10 МПа).

Сложную историю имеет древнейшая арочная плотина Италии Понте Альто, возведенная в узком ущелье в Доломитовых Альпах. «Первая очередь» этой плотины была запроектирована и построена Франко Рекаматти в 1534 г., а в 1542 г. была разрушена паводком. В 1550 г. плотина была реконструирована: каменная кладка выполнялась на цементном растворе. Впоследствии плотина неоднократно надстраивалась (1613 г., 1752 г. до высоты 18 м, 1825 г. до высоты 25 м, 1850 г. до высоты 34 м, 1887 г. до высоты 39 м при толщине всего 4,5 м). Даже по современным представлениям эта плотина достаточно стройное и смелое сооружение. При оценке плотин и в настоящее время используются **коэффициент стройности** (отношение ширины по основанию к высоте

плотины) и **коэффициент смелости** (отношение гидростатического давления к массе или объёму строительного материала). *Гидростатическое давление – сила воды, действующая на поверхность тела перпендикулярно этой поверхности.* Ниже плотины Понте Альто сохранился древний арочный мост из каменной кладки. Соседство плотины и моста иллюстрирует некоторое родство двух конструкций, показывает, что арочная плотина – это свод, «положенный на бок».

В Древнем Риме появляются плотины не только из каменной кладки. Одной из наиболее интересных римских плотин считается Прозерпина, **верховой клин** которой (часть обращенная к водохранилищу) – грунтовый, а низовая часть – **бетонная** стена, облицованная камнем. Длина плотины свыше 400 м, максимальная высота 4,5 м. *Бетон – искусственный каменный материал, получаемый из смеси вяжущего материала – **цемента** с водой и заполнителями (песок, щебень) после формирования смеси и её твердения.*

В средние века плотины возводились практически во всех странах Западной Европы. В Италии, во Флоренции, проектированием плотин занимались Леонардо да Винчи, Джеральдо Мечини, в Милане – Доменико Малатеста.

Первая земляная (**грунтовая**) плотина была построена в 1191 г. во Франции, она разрушилась лишь через 100 лет. Самый крупный гидротехнический комплекс средневековой Франции – **канал**, соединяющий бассейны рек Средиземного моря и Атлантического океана Гаронны и Ауди, проектировал Леонардо да Винчи, приглашенный для этого в 1516-1519 гг. во Францию. Этот канал длиной более 200 км был построен спустя 150 лет.

На рубеже XVIII и XIX веков (1790-1810 гг.) была построена первая многоарочная плотина Meer Flum dam высотой 12 м, состоящая из 21 арки радиусом 24 м каждая. В первой половине XIX века появились гравитационные и грунтовые плотины по конструкции близкие к современным.

Бетон, как строительный материал, был известен со времен Древнего Рима. Однако в плотиностроении бетон и **железобетон** (сочетание бетона и стальных стержней – **арматуры**) стали широко использоваться с начала XX века. Этому предшествовало несколько важных изобретений. Во времена промышленной революции в Англии был изобретен портланд-цемент. Французский садовник Жозеф Менье изобрел в 1867 г. железобетон. Французский инженер Эжен Фрейссине предложил в 1917 г. **вибрирование бетона** (уплотнение бетонной смеси в момент укладки её в тело плотины). После этого бетон и железобетон стали широко применяться в плотиностроении. Первая чисто бетонная плотина Сан Матео высотой 53 м, длиной 210 м была возведена в Калифорнии для водоснабжения Сан-Франциско в 1887-89 гг.

Россия по климатическим условиям не нуждалась остро в орошении. Первые сведения о строительстве плотин на Руси для водяных мельниц относятся к XIV веку. Одно из первых письменных упоминаний о них

приводится в завещании князя Дмитрия Донского, датированном 1389 годом, в котором говорится о мельницах на реках Яузе и Ходынке. Интенсивное строительство плотин началось в России в восемнадцатом веке, при Петре I. Плотины сооружались для водоснабжения горно-металлургических, лесопильных, текстильных предприятий. Специалисты насчитывают до 200 плотин, возведенных в XVIII веке в России под Москвой, Тулой, на Урале, Алтае, в Забайкалье. Среди первых плотин, построенных в России, выделяется Змеиногорская земляная плотина высотой 18 м. В это же время, одновременно с созданием флота, в России начинается строительство судоходных систем, соединивших бассейны разных рек. В XVIII – начале XIX веков сооружаются Тихвинская, Северо-Двинская, Вышневолоцкая и Мариинская (перестроенная в XX веке в Волго-Балтийскую) водные системы.

1.1.3. Гидротехника

Гидротехника в самом начале развития использовалась для целей ирригации. С XIX века и по настоящее время гидротехника – обширная область техники, включающая в себя строительство и эксплуатацию сооружений для ряда отраслей-водопотребителей и отраслей-водопользователей, среди которых наиважнейшей является **производство электрической энергии** на гидравлических электростанциях. Кроме того, гидротехника ведёт также борьбу с водой как разрушительной стихией, предотвращает наводнения, размыв берегов рек и морей волнами и течениями.

Водопотребление (безвозвратное использование воды) включает в себя: а) ирригацию (искусственное орошение); б) водоснабжение хозяйственно-питьевое и техническое (включая техническое водоснабжение тепловых и атомных электростанций).

Основными **водопользователями** (предприятиями, использующими, но не потребляющими воду безвозвратно) являются такие отрасли современного хозяйства как: а) гидроэлектроэнергетика; б) водный транспорт (включая лесосплав); в) рыбное хозяйство; г) рекреация (отдых) и др.

С развитием видов использования водных ресурсов меняется профиль гидротехнических специальностей. Важнейшими из них в настоящее время являются:

- водоснабжение и канализация (водоотведение);
- гидромелиорация (орошение и осушение земель);
- гидротехнические сооружения гидроэлектростанций;
- строительство водных путей и портов.

Основные направления современной гидротехники схематично обозначены на рис. 1.5:



Рис. 1.5 Основные направления в гидротехнике

Таким образом, гидротехнические сооружения ГЭС являются составной частью более общей отрасли техники – гидротехники. Гидротехника кроме ГЭС включает в себя все виды деятельности, связанной с возведением сооружений (*гидроузлов*) на водных объектах (энергетические, портовые, водозаборные, водопропускные, мостовые, судоходные и т.п. сооружения).

Гидроузел – группа гидротехнических сооружений, объединенных по расположению и условиям их совместной работы. В зависимости от основного назначения гидроузлы делятся на энергетические, водно-транспортные, водозаборные и пр.

Различают гидроузлы: *низконапорные*, когда **напор** (удельная, отнесенная к единице веса, механическая энергия воды в данной точке потока; измеряется как разность уровней воды до и после плотины) не превышает 10 м; *средненапорные*, с напором 10-40 м; *высоконапорные*, с напором более 40 м.

Расширение числа водопользователей и водопотребителей привело к тому, что большинство современных гидроузлов сооружаются как **комплексные**.

В состав комплексных гидроузлов входят как сооружения общего назначения (например, плотины, водосбросные сооружения), так и сооружения отраслевого назначения, которые решают задачи энергетики (здания ГЭС), водоснабжения (водозаборы), водного транспорта (шлюзы, судоподъемники рис. 1.6), рыбного хозяйства и т.д. В этой связи выделение гидротехнических сооружений ГЭС в обособленную часть гидротехники носит отчасти искусственный характер, поскольку в комплексных гидроузлах присутствуют другие составные части гидротехники.

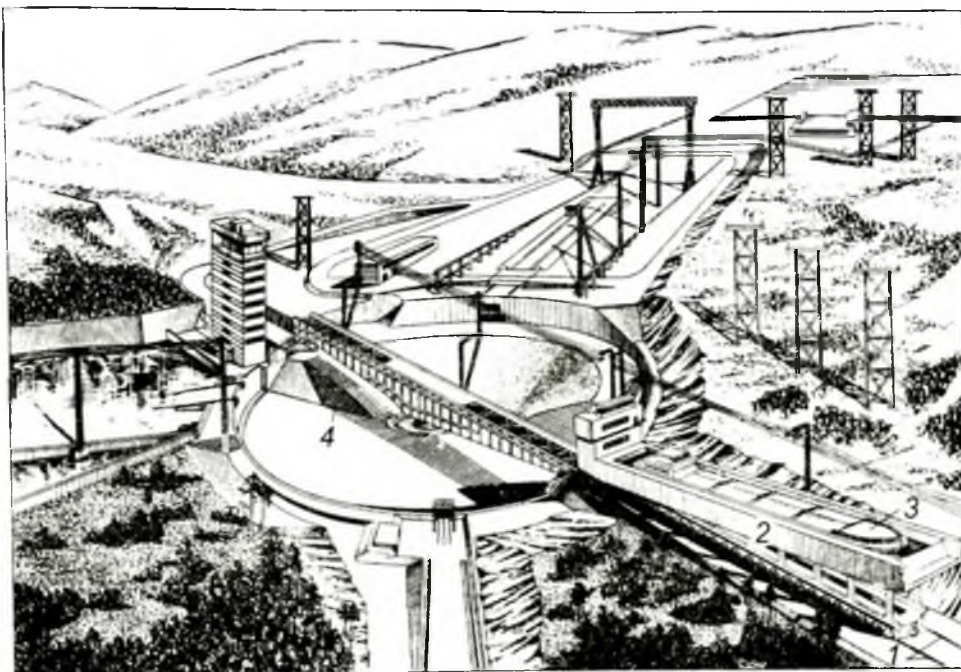


Рис. 1.6 Судоподъемник Красноярской ГЭС

1 – судовозный путь; 2 – судовозная камера; 3 – судно в камере;
4 – поворотный круг для разворота камеры (сопряжение путей круга
либо в сторону водохранилища, либо в сторону реки)

Гидротехника является одной из наиболее сложных отраслей строительного искусства, так как:

- в силу уникальности каждого водотока гидротехнические сооружения практически не поддаются типизации и унификации, и каждый гидроузел проектируется индивидуально;
- комплексное назначение гидроузла требует от гидротехников комплексного изучения водотока и региона строительства, взаимодействия с административными органами и со многими профессиями (с гидрологами, сейсмологами, геологами, экологами, энергетиками, специалистами по гидросиловому оборудованию, по медицине, по сельскому хозяйству, рекреации и т.д.);
- строительство гидротехнических сооружений ведется в руслах водотоков и требует решения таких сложных задач, как пропуск **половодий** (ежегодно повторяющееся в один и тот же сезон достаточно длительное увеличение водности реки, например, за счет таяния снега) и **паводков** (кратковременное увеличение уровня воды в реке в результате, например, дождей), осушения части русла и возведения сооружений за **перемычками** (водонепроницаемое ограждение ГТС или места работ от затопления во время строительства, восстановления или реконструкции);

- масштаб гидротехнических сооружений таков, что их строительство изменяет климат и инфраструктуру целых регионов; авария на крупном гидроузле может стать катастрофой регионального, национального и даже межгосударственного масштаба – это требует от гидротехников особой ответственности за техническую и экологическую безопасность гидротехнических сооружений.

1.1.4. Гидроэлектростанция

Гидроэлектростанция не только гидротехническое сооружение, но и предприятие по производству электрической энергии.

Как предприятие-производитель электрической энергии гидроэлектростанция снабжена основным оборудованием – гидротурбинами, гидрогенераторами, распределительными устройствами (РУ) и линиями электропередачи (ЛЭП). Рассмотрим схематично историю развития оборудования гидроэлектростанций.

Ирригация положила начало многим замечательным открытиям. Изобретатель рычага и автор знаменитого закона Архимед (287-212 гг. до н.э.) предложил первый **насос** – червячный винт. Известный математик Герон из Александрии (умер в 70 г. до н.э.) изобрел первый **теодолит** (прибор для измерения на местности горизонтальных и вертикальных углов). **Нивелир** (прибор для определения высот точек земной поверхности относительно некоторой избранной точки) появился еще раньше: первый **гидронивелир** – канава, заполненная водой. Римскому инженеру Ктесибью (около 100 г. до н.э.) приписывается изобретение нагнетательного насоса. Великому художнику и ученому Возрождения Леонардо да Винчи – изобретение **шлюза** (сооружение для подъема, опускания судов с одного уровня воды на другой) со створными воротами (1495 г.). Первые шлюзы с опускными воротами появились несколько раньше. Одни исследователи считают, что первый шлюз был построен в Нидерландах, другие полагают, что первый шлюз построили в Милане в 1438 г. итальянцы Филиппо из Модены и Фиорованти из Болоньи, чтобы доставить камни для строительства знаменитого Миланского собора. В Китае считают, что у них первые шлюзы появились на 600 лет раньше, чем в Европе.

Использование воды как источника энергии началось двумя тысячелетиями позже, чем для ирригации. Первая **водноэнергетическая установка** – водоподъемное колесо (первичный двигатель с вращательным движением рабочего органа – **ротора** (колеса), преобразующий в механическую работу энергию подводимой воды), была впервые описана в конце первого века до н.э. римским инженером Ветрувием. Поначалу **водяное колесо** использовалось только в мукомольном деле. В средние века водяное колесо (в последствии гидротурбина) стало универсальной энергетической установкой. Великий математик и механик Леонард Эйлер в 1750-1754 гг. существенно усовершенствовал водяное колесо, расположив его горизонтально и поместив в камеру со специальным подводом воды, таким образом, создав прообраз

современной гидротурбины. Первые промышленные гидротурбины были изобретены лишь в XIX веке французскими инженерами Фурнейроном и Бурденом (1827 г.). Дальнейшее совершенствование конструкций гидротурбин связано с именами американских инженеров А.Пельтона и Д.Френсиса. В 1847 г. Френсис изобрел **радиально-осевую** (в рабочем колесе поток воды имеет сначала радиальное, а затем осевое направление), а в 1889 г. Пельтон – **ковшовую** гидротурбину (вода на лопасти (ковши) рабочего колеса поступает через сопла по касательной к окружности, проходящей через середину ковша). **Поворотно-лопастная** гидротурбина (имеет двойное регулирование мощности одновременным поворотом лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса) была изобретена австрийским инженером Капланом в 1920 г.

Конструкции турбин будут рассмотрены в главе 5.

В девятнадцатом веке гидротурбины нашли применение лишь как источник получения механической энергии и только вблизи водотоков. Девятнадцатый век был веком пара. Созданная в восемнадцатом веке **паровая машина**, изобретение которой приписывают Томасу Ньюкомену (1712 г.), И.И.Ползунову (1766 г.), Джеймс Уатту (1769 г.), стала энергетической основой промышленной революции. Изобретение Робертом Фултоном парохода (1807 г.) и Джорджем Стефенсоном паровоза (1814 г.) закрепили повсеместно господство пара как источника получения механической энергии.

Веком электричества стал век двадцатый, после того, как во второй половине XIX века появились зачатки третьего главного элемента электростанции – **электрогенератора**. Теоретические основы электротехники были разработаны Майклом Фарадеем. В 1821 году Фарадей сформулировал идею **электродвигателя**, а в 1831 году – **электрогенератора**. Основные технические усовершенствования генератора связаны с именем американского изобретателя Томаса Альвы Эдисона (1882 г.). Сочленение паровой турбины с электрогенератором позволило создать **агрегат** под названием **турбоагрегат**, а с гидравлической турбиной – **гидроагрегат** и соответственно их электрогенераторы – **турбогенератор и гидрогенератор**.

Конструкции гидрогенераторов будут рассмотрены в главе 6.

Электрическую энергию необходимо было не только произвести, но и передать на большое расстояние. Высоковольтная передача электрической энергии **постоянного тока** на большое расстояние (57 км) впервые была осуществлена во Франции в 1882 г. Марселем Депре и в Англии Ферранти в 1889 г. (на напряжении 10 тыс. Вольт). Еще раньше (1874-75 гг.) русский электротехник Ф.Пироцкий впервые передал электрическую энергию на расстояние 1 км. Но распространение передача электроэнергии получила лишь после того, как был изобретён **трёхфазный переменный ток** (см. гл. 6). Однако недостаточно было только передать электроэнергию, её необходимо было ещё распределить между потребителями. Потребность в распределении появилась сразу же, как только трёхфазный ток был востребован массовым потребителем.



Рис. 1.7 Внешний вид тепловой электростанции

К концу девятнадцатого века возникли четыре основных элемента, без которых невозможна гидроэлектростанция: плотина, гидротурбина, гидрогенератор, распределение и передача электроэнергии по высоковольтным линиям электропередачи. В 1882 г. Т.А. Эдисон создал компанию, которая развернула строительство гидроэлектростанций в США, Англии, Италии. По-видимому, этот год можно считать началом эры гидроэлектроэнергетики. Чуть позже начинается строительство тепловых электростанций (ТЭС рис. 1.7). Первая паровая турбина для выработки электроэнергии была предложена Чарльзом Парсонсом в 1884 г.

Таким образом, современная гидроэлектростанция представляет собой взаимоувязанный комплекс (рис. 1.8) гидротехнических сооружений, **водохранилища** и оборудования:

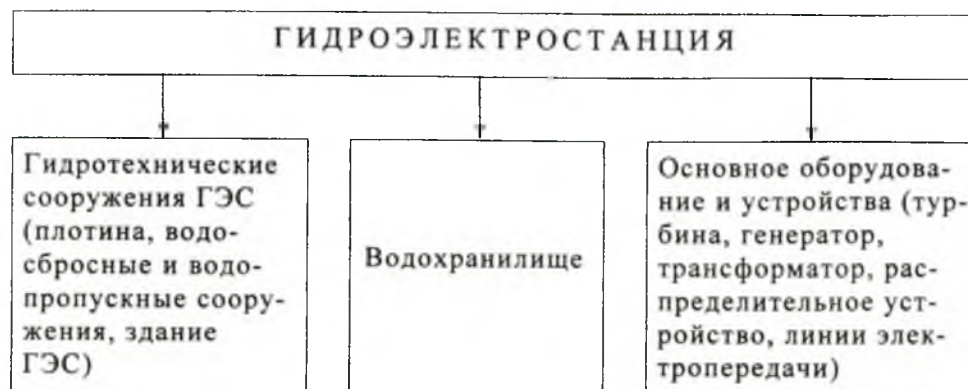


Рис. 1.8 Основные элементы гидроэлектростанции

С начала практического применения электроэнергии в мире начали формироваться теоретические взгляды на **электрификацию** как на новый не только технический, но и **социально-экономический** процесс, способный оказать глубокое позитивное воздействие на общественное производство и на **качество жизни**.

Победу **электричества** над использованием пара, как источника для преобразования в механическую энергию, обеспечили следующие важные свойства электрической энергии:

- универсальность электроэнергии как энергоносителя: легкость преобразования в другие виды энергии и обратно, возможность практически безграничной концентрации, относительная простота управления электрическими потоками, и следовательно, процессами, которые основываются на использовании этих потоков, и, наконец, экологическая чистота при её использовании – обеспечивает преимущество электротехнологий в области повышения гигиенического комфорта, условий труда, сокращения вредных выбросов;
- экономичность, энергия тратится по мере надобности; в эпоху пара, если рабочий отключал станок, паровая машина не меняла режима работы, лишь стравливала «лишний» пар в атмосферу; при остановке станка с помощью рубильника (**выключателя**) электрическая энергия не расходуется;
- распределение и делимость на любые порции, возможность подвести ее практически в любую точку;
- транспортабельность и возможность передачи на большие расстояния; транспортировка электроэнергии по линиям электропередачи не требует таких высоких транспортных затрат, как перевозка топлива.

На рис. 1.9 представлена схема свойств электроэнергии и технические и социально-экономические результаты электрификации.

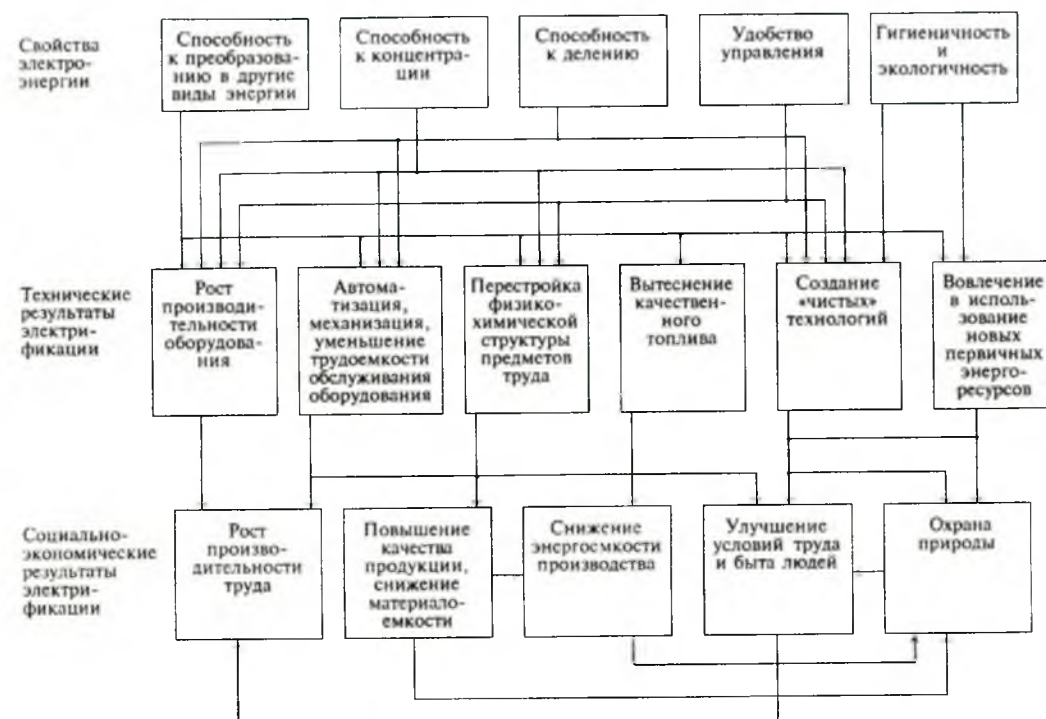


Рис. 1.9 Схема свойств электроэнергии, технические и социально-экономические результаты электрификации

Недостатком электрической энергии является практическая невозможность ее накопления и складирования. Современные электрические **аккумуляторы** еще не обладают необходимой емкостью. Электрическая энергия потребляется сразу после того, как производится. Этим она отличается от любого товара (ее нельзя накопить и «придержать под прилавком»).

Единственным достаточно емким аккумулятором электрической энергии в настоящее время является особый тип гидроэлектростанции – **ГАЭС**. ГАЭС – **гидроаккумулирующая** электростанция оборудована «обратимыми» гидроагрегатами, которые могут работать и как турбины, и как **насосы**. Идея работы ГАЭС будет пояснена в гл. 2.

1.1.5. Первые гидроэлектростанции (1881-1920 гг.)

Первая гидроэлектростанция была построена в США в городе Эплтон (штат Висконсин). Ее мощность была всего 1 л.с. Первая же, по-настоящему промышленная ГЭС на Ниагаре (Ниагара Фолс), предназначенная для электроснабжения г. Буффало, заработала в 1890 г. На ней была реализована трехфазная система тока, передача электроэнергии осуществлялась на расстояние 40 км.

Первые гидростанции, как правило, возводились на базе построенных ирригационных плотин. По-видимому, первой плотиной в Европе, построенной для ГЭС, была Одерич, высочайшая плотина Германии конца XIX века. Длина 151 м, максимальная высота 22 м, толщина 16 м на гребне и 44 м у подошвы. Интересна конструкция этой плотины-сэндвича: три стены из гранитной кладки, верховая, низовая и центральная – **ядро**: пазухи между стенами заполнены грунтом и мхом.

В конце XIX века ГЭС интенсивно строятся в США, Англии, Германии, Франции. В XX веке почти все крупнейшие плотины возводились для получения электроэнергии на гидроэлектростанциях. Строительство ГЭС дало толчок плотиностроению.

В России в эти годы разрабатывается несколько проектов строительства ГЭС: на Неве у Ивановских порогов (Н.Бернардос, 1892 г.), на порогах рек Нарова, Иматра, Волхов (В.Добротворский, 1895-99 гг.). Строительство ГЭС сдерживали общая техническая отсталость и противодействие владельцев угольных шахт. Однако ряд российских инженеров участвовали в строительстве ГЭС в Европе. Так, русский политэмигрант М.О.Доливо-Добровольский в 1891 г. переоборудовал гидросиловую установку на р.Неккар (Германия) в гидростанцию мощностью 220 кВт с генератором трёхфазного тока и осуществил передачу ее переменным током с напряжением 8500 Вольт на расстояние 170 км во Франкфурт на Майне.

Существенный вклад в строительство первых ГЭС в Европе внёс выходец из России Габриэль Нарутович. Студент Петербургского университета Нарутович в 1888 г. уехал в Швейцарию на лечение туберкулеза и там остался. По проектам Нарутовича в Европе было построено несколько десятков гидростанций. В их числе ГЭС Мюлленберг на р.Аар (1920 г, 48 тыс л.с.) в Швейцарии – самая мощная тогда в Европе. Нарутович возглавлял комиссию по регулированию р.Рейн. В 1919 г. Нарутович вернулся в Польшу, был министром общественных работ, затем министром иностранных дел. Стал первым президентом независимой Польши.

1.1.6. Развитие гидротехники как науки

Гидротехнические сооружения являются прикладной технической дисциплиной, базирующейся, в основном, на фундаментальной науке – механике. Без развития таких разделов механики, как механика твердых деформируемых тел и гидромеханика, становление теории гидротехнических сооружений было бы невозможно. Не случайно, что именно выдающиеся механики прошлого стали первыми теоретиками в области гидротехнических сооружений.

Первым специальным трудом по гидротехнике принято считать работу Симона Стевина, вышедшую в 1586 году. В ней впервые была дана треугольная **эпюра давления воды** (графическое изображение закона изменения давления воды от глубины) на верховую грань плотины. Важной вехой в теории расчета

плотин является вышедший в 1750 г. труд Бернарда Фореста де Белидора, в нем приведены первые расчеты плотин на устойчивость. Французский инженер М. де Сазили впервые стал определять напряжения в гравитационных плотинах методами сопротивления материалов (1853 г.) и построил экономичный (равнопрочный) профиль гравитационной плотины при воздействии на нее двух нагрузок – собственного веса сооружения и гидростатического давления **верхнего бьефа** (часть водоёма, расположенная по течению выше плотины).

В России первым профессионалом-гидротехником можно считать путейского инженера Мельникова, опубликовавшего в 1836 году «Основы практической гидравлики», ему принадлежит проект расчистки порогов и строительства плотины на р.Волхов. Впоследствии Мельников стал первым русским министром путей сообщения.



Рис. 1.10 Волховская ГЭС

Однако настоящее развитие теория гидротехнических сооружений получила, начиная со второй половины XIX века. Во многом развитию теории плотиностроения способствовал анализ нескольких аварий на плотинах, произошедших в конце века.

Первая крупная авария с каменно-набросной плотиной Джонстаун (США) произошла в 1889 г. Плотина была построена в 1839 г., в 1875 г. наращивалась до высоты 23 м. В мае 1889 г. плотина разрушилась вследствие дождевого паводка. Погибло 2 тыс. человек.

Во второй половине XIX века французы строили много ирригационных плотин в Алжире. Гравитационная плотина Хабра в Алжире высотой 38 м, шириной по подошве 26 м была разрушена в 1881 г., когда уровень воды в водохранилище поднялся выше расчетного на 4 м. В плотине образовались трещины вблизи **контакта с основанием**, и она потеряла **устойчивость на сдвиг**.

Еще более крупная авария во Франции произошла с плотиной Бузей. Гравитационная плотина Бузей (Bouzey), построенная в 1878-81 гг., имела столь обжатый профиль, что ее вряд ли рискнули бы возводить в настоящее время. При высоте 16 м она имела толщину по гребню 4 м и по подошве 12 м. В 1884 г. в низовом клине тела плотины образовалась наклонная трещина и произошел небольшой сдвиг плотины в **нижний бьеф** (часть водоёма, расположенная по течению ниже плотины). Плотина продолжала эксплуатироваться, и в 1895 г. плотина разрушилась на высоте 11 м ниже **гребня** (верхняя часть плотины) на участке в 180 м при общей длине **напорного фронта** (длина плотины воспринимающая гидростатическое давление) 550 м. Погибло 150 человек. Разрушение плотины вызвало широкую дискуссию, в которой приняли участие крупные инженеры и ученые того времени (Ренкин, Делор, Морис Леви). Морис Леви (1895 г.) считал, что плотина разрушилась вследствие неучета новой нагрузки – **противодавления** (взвешивающее давление на подошву плотины, направленное вверх). Он сформулировал требование, известное как «правило Леви»: напряжения на верховой грани плотины должны быть сжимающими и по величине не меньшими, чем gh (где g – плотность воды, h – глубина). В 1897 г. правительство Франции выпустило циркуляр, обязывавший при проектировании плотин учитывать противодавление. В начале XX века это правило стало повсеместным.

Примечание. Термин «напряжение» (механическое), известный из школьного курса физики, применительно к гидротехническим сооружениям в дальнейшем будет пояснен более подробно.

Среди плотин наиболее напряженной конструкцией является арочная плотина. Древние арочные плотины строились без расчетного обоснования и были весьма массивными. В начале XX века проявилась другая крайность: в это время в Калифорнии строилось много арочных плотин для ирригации, строительство велось также еще без должного расчетного обоснования. Многие из построенных тогда плотин настолько «смелы», что риск их эксплуатации превосходит разумные пределы.

Первой сознательно запроектированной арочной плотиной принято считать плотину, построенную в Провансе (Франция) в 1839 г. инженером Золя (отцом знаменитого писателя). Другие таковой считают плотину Золя, построенную значительно позже в Испании (1861 г.). Эта плотина имела большую высоту – 50 м, при толщине по гребню 5 м, по подошве – 49 м. По современным представлениям это плотина **арочно-гравитационная**. Золя для расчета арочных плотин применил теорию «чистой арки». Первой арочной

плотиной, в которой в достаточной мере используется прочность материала (бетона) и развиваются высокие сжимающие напряжения, принято считать построенную в 1884 г. в Калифорнии плотину Беар Вэлли.

В конце XIX – начале XX века арочная плотина рассчитывалась либо как тонкое кольцо (**котельная формула**), или как тонкая арка. В 1913 году Х.Риттер предложил **метод центральной консоли** (конструкция жёстко закреплённая одним концом при свободном другом), который позволил учесть, что арочная плотина работает и как арка, и как стенка. Этот метод был существенно развит в 20-30-е годы XX века американскими инженерами Бюро мелиорации США. **Метод пробных нагрузок** (арок-консолей), разработанный в Бюро мелиорации, сыграл выдающуюся роль в арочном плотиностроении. С его помощью были рассчитаны практически все современные арочные плотины. Многолетний труд Бюро мелиорации США «Treatise on Dams» («Трактат о плотинах») с описанием технологии проектирования и расчета плотин в течение полувека был настольной книгой проектировщиков всего мира. Лишь в 70-80-е годы XX века методы, описанные в «Трактате о плотинах», стали вытесняться более совершенными. Достаточно подробное описание истории развития методов расчета арочных плотин дано в специальной литературе.

Среди ученых-гидротехников XX века можно выделить специалистов по расчету и проектированию плотин Х.Вестергарда, В.Коина, Х.Риттера, М.Роша, Д.Тонини, А.Стукки, О.Зенкевича, крупнейшего специалиста по механике грунтов К.Терцаги.

1.2. Гидротехническое строительство в России

1.2.1. Современные комплексные гидроузлы

В России в 1913 г. действовали 78 гидростанций общей установленной мощностью 8,4 МВт, что составляло менее 1% суммарной мощности всех электростанций страны. В то же время в 10 наиболее развитых странах мира мощность ГЭС достигала 12000 МВт.

Самой крупной ГЭС России, построенной в 1910 г. на р.Мургаб, была Гиндукушская ГЭС мощностью 1,35 МВт. Она использовалась для электро-снабжения маслобойного, хлопко-очистительного и мыловаренного императорского имения.

Начало современного развития гидроэнергетического строительства естественно отсчитывать от 20-х годов XX века. К этому времени гидроэнергетика становится существенным фактором экономики многих стран.

В Англии в 1926 году вышло правительственное постановление об электричестве, которое положило начало Национальной сети электро-снабжения. Годовое число часов использования ГЭС к этому времени в Англии достигло 1000 часов, а к 1939 году – 2700 часов.

В эти годы одной из передовых стран в области гидроэнергетики становится Советская Россия. Английский историк техники Самюэль Лилли, поясняя, почему технически отсталая Россия достигла успехов в электрификации, писал: «Планирование – ключ к эффективности снабжения электроэнергией. Советский Союз с его плановым хозяйством оказался в особо выгодном положении, хотя ему пришлось начинать с крайне отсталой энергетики. И хотя Советскому Союзу предстояло пройти большой путь, чтобы догнать главные промышленные державы по потреблению электроэнергии на душу населения, тем не менее, достигнутые им в этом отношении успехи, нельзя не признать, поистине, поразительными: начав с 500 млн. кВт·ч в 1920 году, он выработал 4,2 млрд. кВт·ч в 1932 г. и 36,4 млрд. кВт·ч в 1937 году».

В этой фразе сконцентрирована оценка «Государственному плану электрификации России» (**ГОЭЛРО**), который был принят 22 декабря 1920 г. на Всероссийском съезде Советов. План ГОЭЛРО является образцом решения сложнейших политических, экономических, социальных и технологических проблем. Объединив идеи электрификации с наиболее передовыми направлениями развития промышленности, сельского хозяйства, транспорта, план ГОЭЛРО дал комплексную программу преобразования всей экономики, социально-бытовой сферы и культурной жизни страны.

План ГОЭЛРО исходил из глубочайшего научного анализа состояния и перспектив развития народного хозяйства России, региональных особенностей её энергетического потенциала, необходимости применения для решения конкретных производственных и бытовых задач только наиболее экономически эффективных решений с учётом прогнозных балансов спроса и предложения. В этом смысле он на многие десятилетия опередил появившиеся за рубежом только после II Мировой войны методы программно-целевого планирования и программирования.

Реализация плана ГОЭЛРО базировалась на государственной идеологии хозяйствования того времени, на планово-директивных методах управления и соответствующих рычагах реализации. Нельзя не отдать должное величайшему профессионализму и таланту энергетиков, которые его разрабатывали и реализовали.

В.И.Ленину и Г.М.Кржижановскому удалось привлечь лучшие интеллектуальные силы страны, организовать их работу. Люди, которые разрабатывали и претворяли в жизнь план ГОЭЛРО, были не только опытными политиками, блестящими учёными и инженерами. Они обладали, в современном понимании, менеджерским талантом, управленческим чутьём и сумели в крайне непростых условиях определить стратегию развития экономики, масштабы и методы её осуществления.

Они были великолепной, блестящей командой. Всего около 200 человек. Всех перечислить невозможно. Ведущие и выдающиеся из них – это Глеб Максимилианович Кржижановский, Генрих Осипович Графтио, Карл Адольфович Круг, Иван Гаврилович Александров, Михаил Андреевич Шателен, Григорий Дмитриевич Дубелир, Борис Иванович Угримов, Александр Григорьевич Коган, Евгений Яковлевич Шульгин, Александр Александрович Горев, Михаил Алексеевич Смирнов, Леонид Константинович Рамзин, Роберт Эдуардович Классон (рис. 1.11).



Рис. 1.11 Заседание комиссии ГОЭЛРО

Слева направо: К.А. Круг, Г.М. Кржижановский, Б.И. Угримов, Р.А. Фаерман, Н.Н. Вашков, М.А. Смирнов

Эту команду называли мечтателями и фантазёрами. Их дело называли утопией и «электрификацией». Но именно они в итоге оказались правы.

Их главный тезис звучал: «сцепление отдельных электропередач в единую электрическую сеть страны, районных станций – в единый электрический механизм». В полной мере это было воплощено затем в **Единой энергетической системе страны**.

Последовательная реализация принципов, заложенных в план ГОЭЛРО, привела к своего рода «техническому чуду». Отсталая, тёмная – в прямом смысле слова – страна добилась фантастических успехов.

В плане ГОЭЛРО был предусмотрен специальный раздел «В» по развитию гидроэлектроэнергетики «электрификация и водная энергия». Он состоял из двух основополагающих принципов:

«1. В первую очередь обратить внимание на установки исключительно выгодные как по естественным условиям, так и по возможному полному экономическому использованию».

«2. При проектировании сооружений скомбинировать использование гидротехнических сооружений для нескольких целей, чтобы стоимость могла быть разложена на ряд взаимно связанных предприятий (использование водной энергии со шлюзованием реки, орошение и т.п.)».

Эти принципы легли в основу **комплексного использования водных ресурсов**.

Здесь важно подчеркнуть заботу разработчиков плана об экономической и технической целесообразности при проектировании ГЭС. Особо заметим, что *стоимость собственно ГЭС и стоимость других составляющих гидроэнергетического комплекса необходимо строго различать!* Это ключ при экономическом сопоставлении вариантов строительства энергетических объектов.

План ГОЭЛРО был выполнен в начале 1931 года. Уже к 1935 году задания плана по всем основным параметрам были превышены более чем вдвое и на этой основе, промышленное производство в стране увеличилось в 4 раза, добыча топливных ресурсов – более чем втрое, установленная мощность электростанций – в 6 раз, а производство электроэнергии на них – более чем в 10 раз.



Рис. 1.12 Днепрогэс

К 1935 году вместо 30 предусмотренных электростанций было сооружено 40, из них 14 – мощностью более 100 МВт. Из общего числа электростанций было построено 10 крупных (для того времени) гидроэлектростанций общей мощностью 1,5 млн. кВт. В их числе Волховская (рис. 1.10) и Бозсуйская ГЭС (1926 г.), Земо-Авчальская ГЭС на р.Куре (1927 г.), Кондопожская ГЭС в Карелии (1928 г.). Наиболее крупными достижениями того времени являются крупнейшая из предусмотренных планом Днепрогэс, проектная мощность 560 тыс. кВт, 1932 г., рис. 1.12, автор проекта И.Г.Александров, начальник строительства А.В.Винтер, главный инженер Б.Е.Веденеев, а также Нижнесвирская ГЭС, 1933 г., мощность 96 тыс. кВт, автор проекта и начальник строительства Г.О.Графтио, построенная на пластичных глинах, что является крупным инженерным достижением. Кроме ГЭС план ГОЭЛРО предусматривал строительство тепловых электростанций на угле и торфе (Каширская, Шатурская и др.). Выполнение плана ГОЭЛРО и позволило России выйти в 1935 г. на выработку электроэнергии 26,8 млрд. кВт·ч,

установленная мощность электростанций страны составляла 6,9 млн. кВт. План ГОЭЛРО был первой в мире государственной энергетической программой. Передовые страны Запада стали разрабатывать подобные планы лишь после энергетического кризиса 1973 г., который ознаменовал конец эры относительно дешевой энергии.

В тридцатые годы XX века стала складываться отечественная школа гидротехнического строительства и проектирования. Выдающуюся роль в ее становлении сыграли акад. И.Г.Александров (автор проекта Днепрогэс), акад. А.Н.Винтер и Б.Е.Веденеев (начальник и главный инженер строительства Днепрогэс), акад. Г.О.Графтио (главный инженер проекта, начальник и главный инженер строительства Волховской и Нижнесвирской ГЭС). Созданные еще в начале 20-х годов, к 1930-31 гг. окончательно формируются головные научно-исследовательские и проектные институты в области гидротехнического строительства – Гидроэнергoproject, ВНИИГ, ЭНИН. Проектный и научно-исследовательский институт Гидропроект возник позднее – в 1943 г. В 1960 г. Гидроэнергoproject был присоединен к Гидропроекту.

Практически все гидроэлектростанции Советского Союза были запроектированы институтами Гидроэнергoproject и Гидропроект. Важная роль в создании Гидроэнергoprojectа принадлежит акад. Б.Е.Веденееву. Первым директором и главным инженером института Гидропроект был акад. С.Я.Жук. Головной научно-исследовательский институт в области гидротехнического строительства ВНИИГ вырос из созданного еще в 1921 г. Научно-Мелиорационного института (первый директор акад. Г.К.Ризенкамф, автор проекта орошения Голодной степи). В нем сформировались отечественные научные школы в области гидравлики и теории фильтрации (акад. Н.Н.Павловский), теории сооружений (акад. Б.Г.Галеркин), теории бетона (проф. Г.Н.Маслов) и др.

Во время второй мировой войны гидроэнергетика Советского Союза сильно пострадала. Были разрушены пять (не считая мелких) ГЭС – Днепрогэс, Нижне-Свирская, Кегумская, Кондопожская, Баксанская – общей мощностью 780 МВт, на семи ГЭС было демонтировано оборудование общей мощностью 280 МВт. Восстановление было произведено в максимально короткие сроки – за 4-5 лет (1945-49 гг.).

Дальнейшее развитие гидроэнергетического строительства в СССР и России будет рассмотрено ниже. Здесь приведем только данные о динамике роста производства электрической энергии в Советском Союзе и производства электроэнергии в других странах мира в конце 80-х годов.

Таблица 1.2. Годовая выработка электрической энергии (млрд. кВт·ч)

Советский Союз					Крупные страны (1986г.)				
1937г.	1960г.	1970г.	1980г.	1990г.	США	СССР	Япония	Канада	КНР
36,4	293	756	1294	1625	2500	1600	571	452	445

Таблица 1.3. Выработка электрической энергии на гидростанциях в 1986 г.

США	Канада	СССР	Бразилия	Норвегия	Швеция	Япония
354	330	215	171	106	91	90

Таблица 1.4. Годовая выработка электроэнергии на душу населения в 1986 г. (тыс. кВт·ч)

1.	Норвегия	25,2	8.	Новая Зеландия	8,2
2.	Канада	17,6	9.	Австралия	7,8
3.	Швеция	14,9	10.	ГДР	6,9
4.	Исландия	14,5	11.	ФРГ	6,8
5.	США	10,3	12.	Франция	6,3
6.	Финляндия	9,5	13.	Австрия	6,0
7.	Швейцария	8,9	14.	СССР	5,8

В различных климатических условиях потребность в энергии различна (в северных странах она больше). Тем не менее, имеются общемировые эмпирические закономерности. Так, в первые 70 лет XX века один процент роста энерговооруженности давал один процент роста ВВП (валового национального продукта). Продолжительность жизни людей находится в прямой зависимости от выработки электрической энергии на душу населения. К началу распада (1986 г.) СССР еще не достиг такой как в Норвегии выработки электроэнергии на душу населения и находился (между Австрией и Бельгией) на 14^{ом} месте в мире.

Уже отмечалось, что современные крупные гидротехнические сооружения, как правило, являются комплексными и решают несколько задач водного хозяйства. Как правило, ведущую роль в комплексных гидроузлах, возведенных в прошедший период, играло приоритетное использование водной энергии для получения электрической энергии. Это в определенной мере повлияло на природно-климатические условия регионов, в которых они возводились. К середине XX века выявился ряд негативных аспектов возведения крупных гидроузлов. Критика общественности в адрес гидростроителей потребовала более тщательной проработки и изучения экологических последствий гидротехнического строительства.

1.2.2 Гидротехническое строительство в СССР (1950-1986 гг.)

Послевоенные, пятидесятые годы в СССР были периодом интенсивного строительства комплексных гидроузлов на равнинных реках европейской части страны (Волга, Днепр, Дон). Работы по созданию «Схемы Большой Волги» начались в 1930 г.; в них заметную роль сыграл С.Я.Жук, бывший руководителем проектирования и строительства канала имени Москвы (1937 г.), Угличской и Рыбинской ГЭС. (1940-41гг.). После войны (1948-1952 гг.)

С.Я.Жук возглавлял проектирование и строительство канала Волга-Дон и Цимлянского гидроузла на Дону. При его активном участии были запроектированы крупнейшие ГЭС на Волге – Волжская (Куйбышевская рис.1.13) и Волжская (Сталинградская) ГЭС. Этот этап гидротехнического строительства известен как «великие стройки коммунизма».

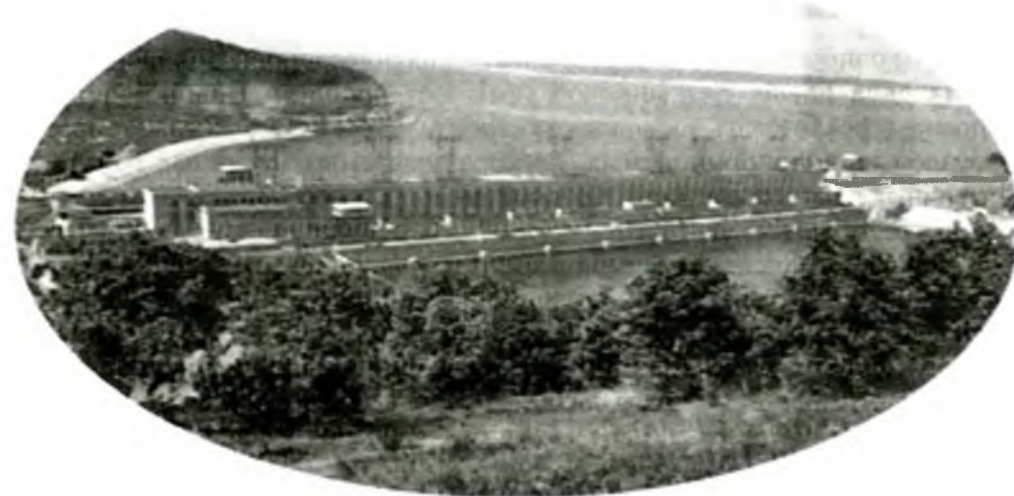


Рис. 1.13 Волжская ГЭС (Жигулевск)

Постановление о строительстве Куйбышевского и Волгоградского гидроузлов было опубликовано в августе 1950 г., и в течение десятилетия эти две крупнейшие тогда в мире гидростанции на равнинных реках были полностью построены. Куйбышевская (1950-1957 гг.) мощностью 2300 МВт и Сталинградская (1951-1961 гг.) мощностью 2541 МВт. Гидроэлектростанции были оснащены крупнейшими тогда в мире поворотно-лопастными турбинами единичной мощностью 126 МВт по турбине. Кроме снабжения электроэнергией, эти ГЭС позволили решить ряд других важных хозяйственных задач – оросить около 5 млн. га засушливых земель, обеспечить беспрепятственное судоходство в среднем течении Волги, защитить прибрежные районы от наводнений, создать Единую энергосистему европейской части СССР. В эти же пятидесятые годы были построены Камская и Воткинская ГЭС на Каме, Каховская, Днепродзержинская и Кременчугская ГЭС на Днепре. Кременчугское и Каховское водохранилища создали возможность для орошения 2,8 млн. га засушливых земель.

В пятидесятые годы строительство гидроузлов на равнинных реках, а также в горных условиях велось и в других регионах СССР:

- в Средней Азии была построена Кайраккумская ГЭС мощностью 126 МВт и несколько более мелких; водохранилище Кайраккумской ГЭС

позволило существенно увеличить водообеспечение орошаемых земель Голодной степи;

- в Сибири – Новосибирская ГЭС на р.Обь и Иркутская на р.Ангара;
- в Армении – каскад электростанций на р.Раздан;
- на Северо-Западе страны было завершено строительство каскадов на реках Свирь и Нива, введены в строй несколько электростанций в Карелии и на Кольском полуострове (Княжегубская, Ондская, Пальеозерская и др.).

Гидроэнергетическое строительство пятидесятых годов потребовало решения ряда новых для мировой практики проблем. Необходимо было обосновать и реализовать возможность строительства низко- и средненапорных гидроузлов на водопроницаемых, легкоразмываемых песчаных грунтах на многоводных реках (расчетный сбросной расход в створе Волжского гидроузла у г.Волгограда составлял 70 тыс. м³/сек). Для оснащения волжских станций основным оборудованием требовалось создание турбин и генераторов небывалой для мировой практики единичной мощности. Строительство было практически невозможно без создания специальной строительной техники и разработки методов производства работ в таких крупных объемах. Эти задачи были успешно решены.

В послевоенные годы советская школа гидроэнергетического строительства заняла передовые позиции в мире. Наиболее крупными инженерами-проектировщиками тех лет были чл.-корр. АН Н.А.Малышев (главный инженер проекта Волжской и Асуанской ГЭС в Египте), проф. А.В.Михайлов (главный инженер проекта Волгоградского гидроузла), чл.-корр. АН Б.К.Александров (главный инженер проекта Камской ГЭС), проф. А.Л.Можжевитинов (главный инженер Ленгидроэнергопроекта), инж. А.В.Егоров (главный инженер проекта Новосибирской ГЭС и ГЭС Нива I). Выдающимися строителями тех лет были акад.С.Я.Жук (канал Волга-Дон, Цимлянская ГЭС), чл.корр. АН А.П.Александров, Н.В.Разин, И.В.Камзин (Волжские ГЭС). Московскую и ленинградскую научные школы в области обоснования проектов ГЭС возглавляли: школы механики грунтов чл.-корр. АН В.А.Флорин и Н.А.Цитович, гидравлики – проф.М.Д.Чертоусов и С.С.Избаиш, теории фильтрации акад.П.Я.Полубаринова-Кочина, проф. В.Н.Аравин и С.Н.Нумеров, теории сооружений проф. С.Г.Гутман и др.

Отмечая значительный прогресс в области гидроэнергетического строительства 50-х годов, необходимо отметить и негативные стороны этого строительства. Гидроэлектростанции тех лет возводились в сложное время послевоенного строительства и разгара холодной войны. Мобилизационная экономика тех лет потребовала большого напряжения сил и средств от всего народа и привлечения к строительству принудительного труда. На гидротехнических стройках пятидесятых годов трудились в тяжелейших условиях десятки тысяч политзаключенных. Гонка вооружений, настоятельная необходимость создания собственного ядерного и термоядерного оружия требовали больших расходов электрической энергии. Стремление пустить ГЭС

в кратчайшие сроки, получить энергию любой ценой обернулось в скором времени неприятными экологическими последствиями. Компенсационные мероприятия по снижению вредных последствий гидротехнического строительства в полной мере не выполнялись. Но главное состоит в том, что оказалось соблазнительным сбрасывать в водохранилище отходы промышленных предприятий, которые на базе дешевой электроэнергии быстро развивались вблизи водохранилищ. По данным исследователей они засорены тяжелыми металлами, продуктами нефтепереработки, химическими веществами и тому подобными продуктами, которые не производятся отраслью – гидроэнергетика. Это привело к биологическому и химическому загрязнению водохранилищ, нанесло урон рыбному хозяйству, а в конце 80^х годов – к резкой критике и практическому свертыванию гидроэнергетического строительства в СССР (России).

Опыт, накопленный советскими гидростроителями на равнинных реках европейской части страны, позволил в 60-80^е годы перейти к освоению водно-энергетических ресурсов Сибири, в первую очередь рек Ангары и Енисея. Гидроэнергетические ресурсы только Ангары превосходят гидроэнергоресурсы Волги, Днепра и Камы вместе взятых. Условия строительства ГЭС в Сибири кардинально отличались от европейских. Главные отличия заключались в суровых климатических условиях, в строительстве на скальных основаниях, что требовало новых проектных решений, в большей неравномерности речного стока: в зимнее время бытовые расходы в реках на один-два порядка меньше, чем весной и осенью.

На Ангаре и Енисее построены четыре крупнейших ГЭС Евразии:

- Братская ГЭС (1961 г.) мощностью 4500 МВт;
- Красноярская ГЭС (1971 г.) мощностью 6000 МВт (рис. 1.1);
- Усть-Илимская ГЭС (1983 г.) мощностью 4320 МВт;
- Саяно-Шушенская ГЭС (1985 г.) мощностью 6400 МВт (рис. 1.2).

В настоящее время примерно половину всей электроэнергии Сибири дают гидростанции.

Истощение промышленных запасов полезных ископаемых в обжитой европейской части страны привело к бурному развитию добычи нефти, газа, золота в необжитых северных районах Сибири и Дальнего Востока. Растущие потребности в энергии горнодобывающей промышленности дали толчок к строительству гидроэлектростанций в суровых условиях Севера. Строительство в 60-80^е годы Вилуйских, Мамаканской, Усть-Хантайской, Колымской и других ГЭС создало энергетическую базу для освоения природных ресурсов отдаленных районов Северо-Востока страны.

Первой мощной из построенных на Дальнем Востоке является Зейская ГЭС мощностью 1290 МВт с массивно-контрфорсной плотиной высотой 115 м, оснащенная крупнейшими турбинами **диагонального** типа единичной мощностью 220 МВт.

Наряду с гидростроительством в Сибири в 60-80^е годы было построено несколько крупных высоконапорных ГЭС в горах Кавказа и Средней Азии, крупнейшими из которых были:

- на реках бассейна Аму-Дарьи в Средней Азии – Нурекская ГЭС на р.Вахш (1980 г. рис.1.14) мощностью 2700 МВт с каменно-земляной плотинной высотой 300 м, Байпазинская ГЭС на р.Вахш мощностью 600 МВт, Тюя-Муюнский гидроузел (1980 г.) с ГЭС мощностью 150 МВт;
- на реках бассейна Сыр-Дарьи – Чарвакская ГЭС (1972 г.) на р.Чирчик мощностью 600 МВт, Токтогульская (1977 г.) и Курпсайская ГЭС (1981 г.) на р.Нарын мощностью 1200 и 800 МВт соответственно, с высокими бетонными плотинами;
- крупнейшими построенными ГЭС Кавказа являются Ингури ГЭС мощностью 1300 МВт с арочной плотинной высотой 271 м и Чиркейская ГЭС мощностью 1000 МВт с арочной плотинной высотой 230 м.



Рис. 1.14 Нурекская ГЭС

В 60-80^е годы было практически завершено освоение гидроэнергетических ресурсов европейской части страны. На Днепре были

построены Днепродзержинская (1964 г.), Киевская (1968 г.), Каневская (1975 г.) ГЭС, возле Киевской ГЭС была построена первая в СССР гидроаккумулирующая станция. После зарегулирования Днепра Кременчугским водохранилищем уменьшился расчетный сбросной расход на Днепрогэсе. Выполненная реконструкция (строительство дополнительного здания ГЭС и переделка части водосбросных пролетов плотины в стационарные) позволила довести мощность Днепрогэса с 640 МВт до 1520 МВт. На Волге были построены Саратовская и Чебоксарская ГЭС, на Каме – Воткинская и Нижнекамская, на Даугаве – Плявиньская и Рижская, на Немане – Каунасская ГЭС.

Строительство перечисленных выше и ряда других ГЭС позволило СССР к 1980 г. довести установленную мощность ГЭС до 52300 МВт (19,6% всей установленной мощности страны), а выработку электрической энергии до 184 млрд. кВт·ч (14,2% выработки электроэнергии страны).

1.2.3. Единая энергетическая система

Возникновение науки о передаче электроэнергии на большие расстояния относятся к 1880 году, когда Д.А.Лачинов дал первое теоретическое обоснование этого вопроса в статье «Электромеханическая работа», опубликованной в журнале «Электричество». В 1882 г. М.Депре спроектировал и построил одну из первых в мире линию электропередачи **постоянного тока** (электрический ток, не изменяющийся во времени) Мисбах – Мюнхен протяженностью 57 км^{*}). По этой линии передавалась мощность немного более 2 кВт при **напряжении** (разность электрических потенциалов) 1,5-2 кВ (киловольт).

Передача большой мощности была связана с необходимостью повышать напряжение электропередачи, что могло быть достигнуто лишь увеличением числа последовательно включенных генераторов. Кроме того, отсутствие средств для снижения напряжения у приемников делало невозможным использование электрической энергии для освещения, для питания мелких промышленных установок и для других нужд.

В 1882 г. Н.Ф.Усагин на Всероссийской промышленной выставке применил **трансформатор** (электромагнитное устройство – аппарат, преобразующий переменный ток одного напряжения в переменный ток другого напряжения) для питания свечей П.Н.Яблочкова.

После этого передачу и распределение электроэнергии от электростанций стали осуществлять однофазным **переменным током** (электрический ток, изменяющийся во времени).

Однако, **однофазный** ток не получил широкого распространения из-за трудностей, связанных с пуском однофазных электродвигателей.

^{*} Более подробно понятия и термины из области электричества приведены в главе 6.

Новый путь в развитии передачи электрической энергии открыл М.О. Доливо-Добровольский, который в 1888 г. изобрёл трёхфазный генератор переменного тока и **асинхронный** трёхфазный электродвигатель. В 1891 г. им была осуществлена первая электропередача трёхфазного тока Лауфен-Франкфурт протяженностью 175 км, по которой передавалась мощность 230 кВ·А (киловольтампер) при напряжении сначала 15, а затем 28 кВ. После этого развитие техники передачи электроэнергии по линиям трёхфазного тока характеризовалось непрерывным ростом напряжений, передаваемых мощностей и дальности передачи. Этот процесс происходил и в России, на рис. 1.15 представлена двухэтажная трансформаторная подстанция, применявшаяся в дореволюционное время в городских кабельных сетях страны.



Рис. 1.15 Двухэтажная трансформаторная подстанция в кабельных сетях России

Выдвинутый в плане ГОЭЛРО принцип **концентрации** производства электроэнергии на мощных государственных районных тепловых электростанциях (ГРЭС), а также районных ГЭС, и **централизация электроснабжения** от общей электрической сети – стали основными направлениями развития электроэнергетики в стране. На начальном этапе создавались **районные энергосистемы**, а затем они стали соединяться мощными линиями электропередачи (рис.1.16) в крупные **энергетические объединения (ОЭС)** (рис. 1.17). Термин **энергетическая система** обозначает систему, обеспечивающую потребителя и электрической и тепловой энергией.

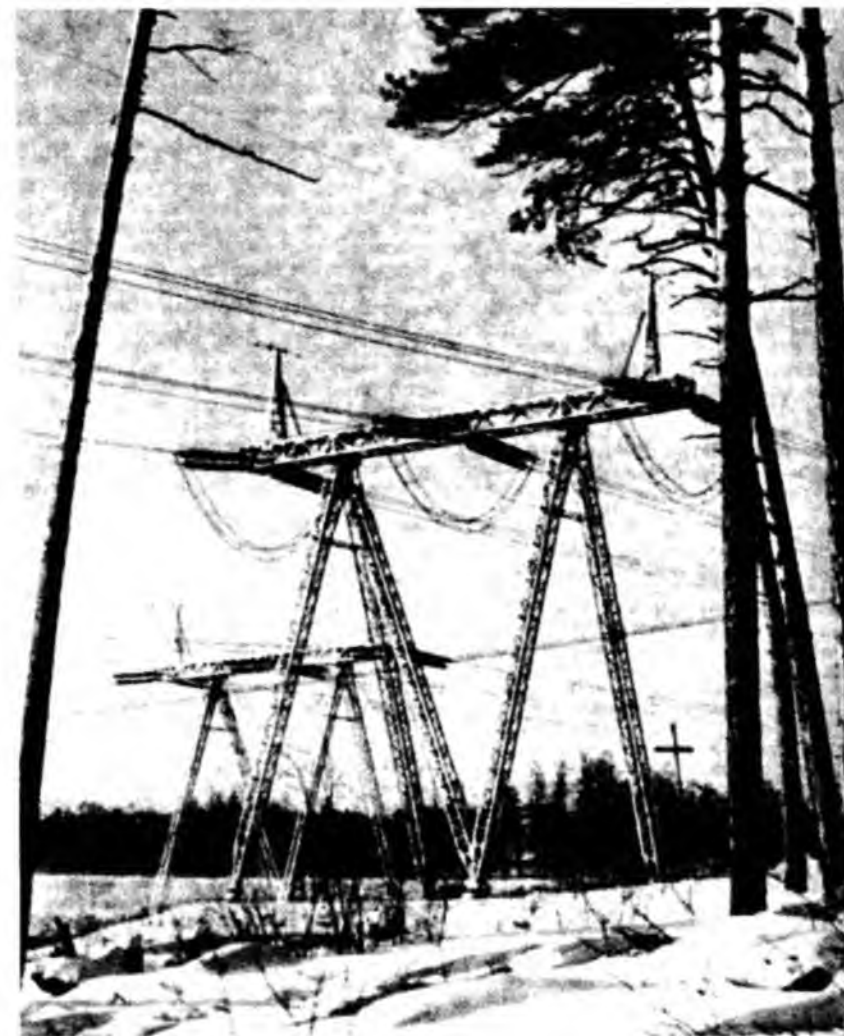
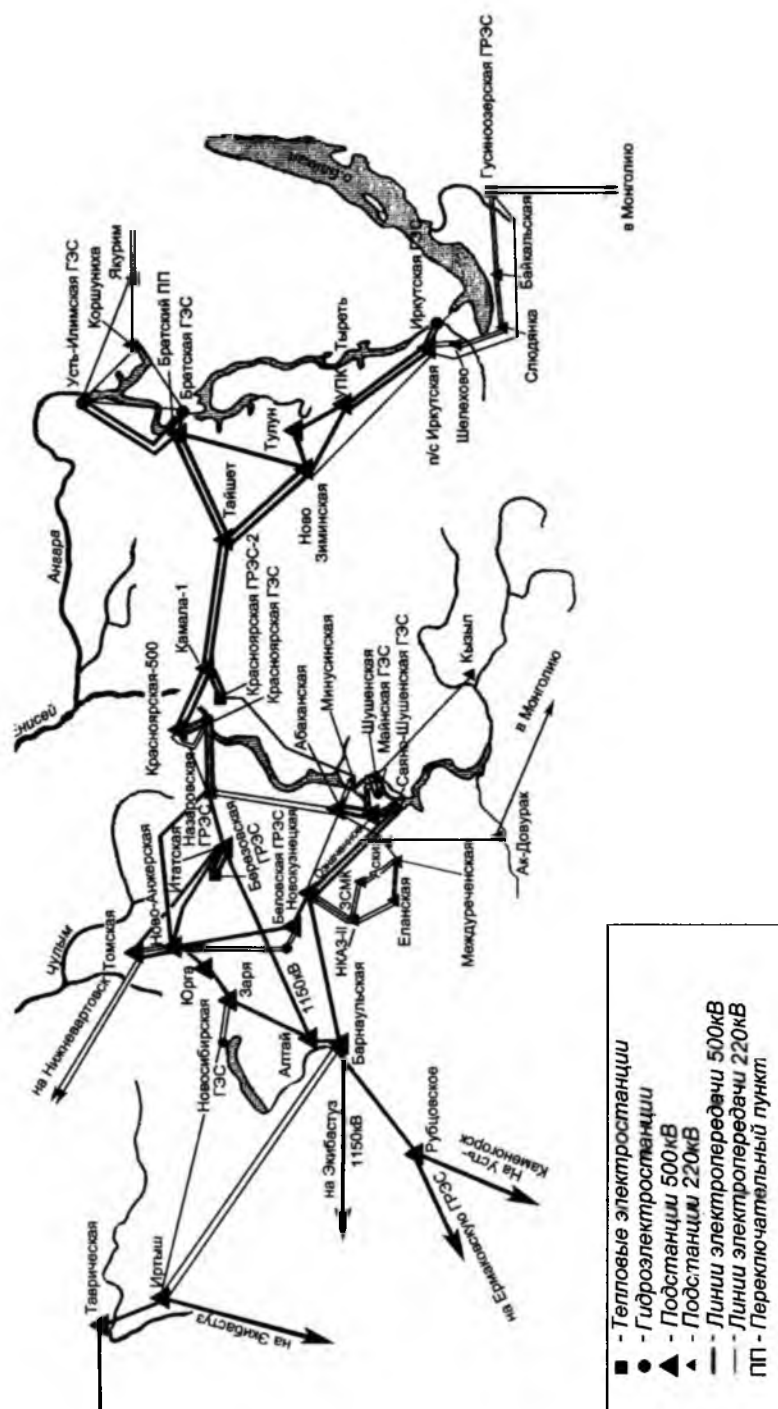


Рис. 1.16 Линия (две цепи) электропередачи 500 кВ Братск-Кузбасс

Вначале место строительства ГЭС, так же как и ГРЭС, выбиралось поблизости от потребителя. Волховская ГЭС находится достаточно близко от С-Петербурга, Днепрогэс – от Донбасса, Ереванская и Ленинаканская в Армении, Земоавчальская и Рионская в Грузии, Кондопожская в Карелии и ряд



других ГЭС – первенцев плана ГОЭЛРО – построены вблизи крупных промышленных потребителей. Все они относятся к числу районных.

С развитием промышленности и необходимостью освоения новых регионов все больше проявлялась неравномерность распределения энергетических ресурсов и потребности их использования.

Напомним, что **электроэнергетика** как отрасль промышленности, имеет следующие основные существенные отличия от всех других отраслей:

- непрерывность процессов производства, распределения передачи и потребления электроэнергии и обусловленное этим строгое соответствие генерации и потребления в каждый момент времени;
- жёсткое взаимодействие в едином производственном процессе большого количества энергетических объектов, размещенных на обширной территории.

Эти особенности, а также сверхвысокие скорости протекания **нестационарных и аварийных процессов** в энергосистемах потребовали высокого уровня автоматизации и весьма ответственной роли оперативно-диспетчерского управления в энергосистемах. Роль единого оперативного управления очень сильно возросла по мере соединения энергосистем и объединений в **Единую энергетическую систему России (ЕЭС России)**. Она является высшей формой организации энергетического хозяйства страны.

Началу ЕЭС России положил ввод в строй двухцепной ЛЭП 400 кВ в 1956-58 гг. Волжская ГЭС им. В.И.Ленина (г. Жигулёвск) – Москва, а затем в 1959 г. ЛЭП 400 кВ от этой же ГЭС до г. Свердловска.

В последующем, на основе построенных ЛЭП 330-500 кВ были образованы крупные ОЭС в разных частях страны и в 1966-70 гг. было закончено объединение всех энергосистем в единую Европейскую энергетическую систему (ЕЕЭС). Уже в то время ЕЕЭС была самой крупной энергосистемой в мире с генерируемой мощностью более 120 млн. кВт.

Далее в 1971-75 гг. к ЕЕЭС были присоединены энергообъединения Северного Казахстана, отдельные энергорайоны Западной Сибири и Кольская энергосистема. В 1978 г. к ЕЕЭС было присоединено ОЭС Сибири, и этот этап можно считать рождением ЕЭС России.

В связи с распадом СССР часть связей внутри ЕЭС была нарушена: от Единой энергетической системы СССР отделились части, соответствующие новым государствам. Однако экономическая целесообразность объединения ОЭС государств ближнего зарубежья всё больше находит понимание, и интеграция энергосистем, по-видимому, произойдёт в ближайшие годы.

Благодаря созданию ЕЭС России в результате использования
разновременности наступления максимальных нагрузок в разных
энергосистемах и взаимопомощи энергосистем при авариях, в периоды

проведения ремонтов, освоения нового оборудования и т.д. обеспечено снижение суммарной мощности электростанций. Была обеспечена возможность работы ЕЭС России с меньшим резервом мощности по сравнению с изолированной работой, входящих в неё энергосистем. (К 1990 г. в ЕЭС СССР эта цифра составляла около 12 млн. кВт).

В ЕЭС России наиболее рационально используются все топливно-энергетические ресурсы страны и обеспечивается оперативное маневрирование ими с оптимальным перераспределением выработки электроэнергии между различными электростанциями.

Для своевременного перераспределения транспортных потоков топлива ЕЭС России оперативно взаимодействует с системой газоснабжения, железнодорожным транспортом по перевозке топлива, системой нефтепроводов и нефтеперерабатывающих заводов.

В ЕЭС России полностью используются гидроресурсы в период многоводья (за редким исключением), компенсируется недовыработка ГЭС в маловодные годы.

За счёт оптимальной загрузки параллельно работающих электростанций различных типов и увеличения выработки электроэнергии на наиболее совершенном оборудовании повышается экономичность работы ЕЭС в целом.

Мощности самого крупного агрегата и крупнейших электростанций составляют незначительную долю общей мощности ЕЭС России, поэтому в ЕЭС облегчаются условия резервирования. Это позволяет переходить на более простые технологические схемы тепловой электростанции по так называемой, **блочной схеме** (котёл – турбина – генератор – повысительный трансформатор) и вводить агрегаты предельной мощности, что даёт значительную экономию.

В ЕЭС России к 2001 году входят 7 ОЭС: Востока, Сибири (рис. 1.17), Урала, Волги, Юга, Центра, Северо-запада. В эти ОЭС входят 74 энергосистемы.

Режим электропотребления характеризуется суточными, недельными и годовыми графиками нагрузки. Все эти графики для большинства современных энергосистем отличаются значительной неравномерностью, рис. 1.18.

На суточных графиках нагрузки ОЭС Сибири и ЕЭС, приведенных на рис. 1.18, видны **утренний и вечерний пики нагрузки** и представлена ведущая роль ГЭС в покрытии пиков графика нагрузки.

Определённая неравномерность свойственна также недельным и годовым графикам нагрузки. Следствием неравномерности недельного графика нагрузки является необходимость останова блочных турбоагрегатов в выходные и праздничные дни и соответствующего пуска их в ночь на ближайший рабочий день. Усугубляется это положение снижением нагрузки ГЭС в крайне маловодные годы, поэтому необходимо увеличивать число ГЭС, ГАЭС в энергосистемах, т.е. их долю в общей мощности там, где позволяют

гидроресурсы. Этим, в обозримом будущем, будет обеспечиваться живучесть энергосистем.

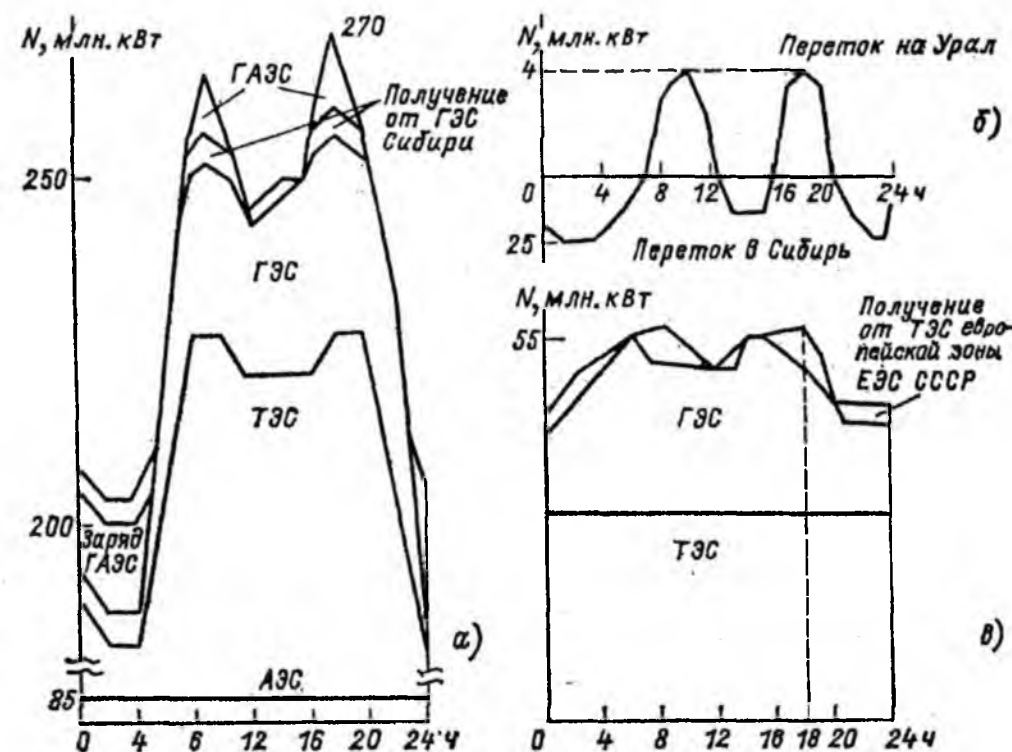


Рис. 1.18 Использование сибирских ГЭС в ЕЭС на уровне 1990 г.

а) – график нагрузки европейской зоны ЕЭС; б) – график перетока электроэнергии Сибирь-Урал; в) – график нагрузки ОЭС Сибири

Основная трудность повышения маневренности оборудования ТЭС заключается в том, что рост мощности энергосистем происходил за счёт ввода крупных турбоагрегатов 300, 500, 800 МВт и более, работающих на **паре сверхкритических параметров** (температура 545°C, давление 25,5 МПа). Режим частых циклических колебаний температурных и механических напряжений резко увеличивает аварийность и сокращает срок службы таких блоков. Для АЭС – **атомных электростанций**, работа в переменном режиме по условиям надёжности и экономичности недопустима.

За рубежом из-за дефицита мощности ГЭС широкое развитие получили специальные **газотурбинные и парогазовые установки**, которые обладают повышенной маневренностью (период пуска значительно короче чем других ТЭС), но небольшой мощностью, либо специальные турбоагрегаты с котлами, работающими на паре с **докритическими параметрами**. Работы в этой области начаты и в России. Но в ближайшем будущем эти установки

не могут заместить гидростанции, маневренные способности большой мощности которых пока не превзойдены.

Уже к 1990 г. в ЕЭС ощущалась недостаточная доля ГЭС из-за резкого увеличения мощности энергосистем за счет крупного, но неманевренного оборудования ТЭС и АЭС. К 1990 г. в часы ночного провала разгрузка энергоблоков ТЭС увеличилась в 2-4 раза (для турбоагрегатов мощностью 300 МВт – на 20-25%; 200 МВт – 25-30%; 150 МВт – 35-50%). Кроме такой глубокой разгрузки часть блоков полностью останавливалась на ночь. При этом экономичность турбоагрегатов при разгрузке их на 50% ухудшается на 4-6%, а на 60% – на 7-8%, потеря топлива на пуск одного турбоагрегата составляет в среднем 150 т условного топлива. Кроме того, после пуска турбоагрегатов установившиеся физические процессы в блоке наступают лишь через 2-3 суток, т.е. при ежесуточном режиме остановок и пусков такой агрегат всегда будет работать в нестационарном режиме, что ни по надёжности, ни по экономическим показателям делать не следует.

Ведущая роль ГЭС в покрытии пиков графиков нагрузки подтверждена всем имеющимся опытом эксплуатации ЕЭС. Благодаря этой роли повышается экономичность энергосистем не только из-за низкой себестоимости электроэнергии ГЭС (она в несколько раз ниже, чем на ТЭС), но и за счёт снижения удельного расхода топлива на ТЭС.

Иначе обстоит дело в энергосистемах, где запасы гидроресурсов уже исчерпаны, а наращивание мощности необходимо. В этом случае ничего не остается, как использовать тепловые электростанции в пиковом режиме работы. Тепловые пиковые электростанции в той или иной мере маневренностью обладают, хотя некоторые из них (например, газотурбинные) требуют использования дорогого и дефицитного топлива. Трудность прохождения **ночного провала нагрузки** в таких энергосистемах заключается в том, что в ночное время в интервале, обычно не превышающем 6 часов, суммарная величина технического минимума тепловых блочных агрегатов по тепловому режиму нередко превосходит величину ночной нагрузки энергосистем, а полный останов на это время блоков нецелесообразен.

В настоящее время признано, что наиболее эффективным способом выравнивания графика нагрузки является аккумулярование энергии в периоды минимума нагрузки и отдача накопленной энергии в периоды повышенного спроса на неё. Наиболее перспективным для энергосистем с ограниченными запасами водотоков является способ гидроаккумуляирования, т.е. решением проблемы может быть строительство гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС).

ГАЭС – это электростанция, которая может быть построена вблизи любого водотока, где есть возможность расположить на местности два водоёма на разной высоте (верхний и нижний). Между этими водоёмами (водохранилищами) и встраивается электростанция, обладающая **гидротурбинами – насосами**, так называемыми, **обратимыми гидротурбинами**.

Работая в провал нагрузки в насосном режиме, потребляя электроэнергию ночью по более дешевой цене, ГАЭС перекачивает воду из нижнего водохранилища в верхний резервуар. В утренний и вечерний максимумы ГАЭС работает в турбинном режиме: сбрасывает воду из верхнего резервуара в нижний и снимает пик нагрузки.

ГЭС и ГАЭС обеспечивают автоматическое регулирование частоты тока и напряжения в опорных точках ЕЭС. На ГЭС и ГАЭС имеются остановленные резервные агрегаты, которые при снижении частоты тока ниже определённого предела, задаваемого диспетчером **ОДУ (объединенного диспетчерского управления ОЭС)** или диспетчером **ЦДУ (центрального диспетчерского управления ЕЭС)**, автоматически включаются в работу и набирают нагрузку в течение 1,5-2 минут от состояния покоя. На растопку котла турбоагрегата необходимо не менее 6 ч.

Благодаря описанным выше свойствам ГЭС и ГАЭС, а также разработанным мероприятиям, обеспечивается устойчивость и живучесть ЕЭС, что является основой надёжности её работы.

Устойчивость энергосистемы – это способность сохранить **параллельную (синхронную)** работу электростанций при внезапных увеличениях или снижениях нагрузки.

Живучесть – это способность не допускать при повреждениях в системе электроснабжения лавинного развития аварий с распространением отключений на значительные территории с массовым нарушением питания потребителей.

Маневренные мощности ГЭС и ГАЭС позволили выстроить систему ввода автоматических противоаварийных устройств, автоматически контролирующих синхронную работу, величину **перетоков электроэнергии**, частоту тока, напряжение во всех узлах ЕЭС, определяющих её устойчивость и живучесть. Высокие скорости протекания нестационарных процессов в ЕЭС предопределили появление **автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ)** и соответствующих иерархическому принципу построения противоаварийной автоматики и **автоматизированных систем** на ГЭС и ГАЭС (АСУ ТП). Таким образом, ГЭС и ГАЭС является основным маневренным элементом ЕЭС и пока единственным оперативным резервом центрального диспетчерского управления ЦДУ и играют очень важную роль в управлении режимом ЕЭС.

1.2.4. Гидроэнергетика России (1987-2000 гг.)

К 2000 году в России действовало 98 гидроэлектростанций суммарной установленной мощностью 44 млн. кВт. Ежегодная выработка на них составляла в зависимости от водности года 156-170 млрд. кВт·ч, или около 20% общего её производства.

Распад СССР, начавшийся в 1986 г. и формально завершившийся в 1991 г., привел к образованию новых независимых стран, в которых оказалась часть энергетических мощностей бывшего СССР:

Таблица 1.5. Установленные мощности СССР и России (МВт)

Страна	Год	Всего	ТЭС	ГЭС	АЭС
СССР	1970	166100	133800	31400	-
СССР	1980	266700	201900	52300	12500
СССР	1990	344000	241000	65000	38000
Россия	1995	251000	187000	44000	20000

Из таблицы видно, что примерно две трети всех мощностей, в том числе и мощностей гидроэлектростанций осталось в России, а остальные отошли странам СНГ и Балтии.

Смена общественно-экономической формации привела к общему спаду экономики страны. Так, внутренний валовой продукт промышленности с 1990 по 1995 гг. сократился вдвое. Энергетика является инерционной отраслью экономики, и общий спад коснулся ее в меньшей степени. Ниже, в таблице приведена по годам выработка электрической энергии в СССР и России:

Таблица 1.6. Производство электроэнергии (млрд. кВт.ч)

Страна	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.
Россия	1082	1068	1008	957	876	860
СНГ и Балтия	543	543	518	472	424	402
СССР	1625	1631	1526	1429	1300	1262

Из таблицы видно, что производство электроэнергии в стране за пять лет сократилось на 15-20%. Однако выработка электроэнергии на ГЭС осталась практически на прежнем уровне, так как на нее не оказывал влияния рост цен на органическое топливо, происходивший в те годы.

Экономический кризис 90-х годов приостановил гидроэнергетическое строительство в России. Развернутое в начале 80-х годов строительство шестнадцати ГЭС суммарной установленной мощностью 9,6 млн. кВт со среднесрочной выработкой 37 млрд. кВт.ч/год было заморожено. В целом ряде регионов возникли перебои с электроснабжением.

Наиболее напряженная ситуация сложилась на Дальнем Востоке, где основными производителями электроэнергии являются тепловые электростанции, работающие на угле, а гидроэнергетический потенциал рек используется всего на 3,3%. Сокращение добычи угля в этом регионе привело к тому, что на Дальний Восток к 1995 г. потребовалось ввозить ежегодно до 10 млн. т. угля. Энергетические проблемы Дальнего Востока могут решить: достройка Бурейской ГЭС установленной мощностью 2000 МВт и годовой выработкой 7,1 млрд. кВт.ч, а также планомерное строительство ряда других гидроэлектростанций.

Кризис с топливом в переходный период к рыночным отношениям совершенно не затронул ОЭС Сибири, где своевременно было построено на реках Ангара и Енисее несколько крупных гидроэлектростанций (Иркутская, Братская, Усть-Илимская, Красноярская, Саяно-Шушенская, Майнская). Дискуссию, которая в своё время была развернута вокруг вопроса – правильно ли отдавался приоритет строительству ГЭС в Сибири, можно считать завершившейся в пользу гидроэнергостроительства. В ОЭС Сибири в 2000 г. выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях составила 50% от общей.

В 2000 г. был разработан «Проект программы развития и концепция технического перевооружения гидроэнергетики России на период до 2015 года».

На момент рассмотрения Проекта Программы в электроэнергетике России сложилась ситуация, благоприятствующая дальнейшему наращиванию мощностей ГЭС. Она состоит в следующем:

- имеет место прогрессивная динамика перспективного спроса на электроэнергию, обусловленная ростом потребления внутри страны и увеличением экспорта электроэнергии. Прогноз прироста производства электроэнергии по пятилетиям на период до 2015 года составляет, млрд. кВт.ч:

Таблица 1.7.

2000 г. (база)	2001-2005 гг.	2006-2010 гг.	2011-2015 гг.	2000-2015 гг.
862,3	108,6	160,1	191,0	1332,0

- в теплоэнергетике наметился дефицит таких видов топлива, как мазут и природный газ; вовлечение в топливный баланс твердого топлива (угля) требует значительных затрат для перевода ТЭС на сжигание угля и в связи с этим решения экологических проблем, а также внедрения новых технологий; поэтапная либерализация цен на газ и изменение ценовых соотношений газообразного, нефтяного и твердого топлива приведут в перспективе к значительному росту тарифов на электроэнергию ТЭС и ещё больше повышают конкурентоспособность ГЭС;
- имеет место кризис электроснабжения в регионах Северо-Запада Европейской части страны и на Востоке в связи с проблемами платежей за электроэнергию и топливо на начальной стадии рынка, резко повлиявшими на накопление нефтяного и угольного топлива; в то же время эти регионы располагают значительными неосвоенными гидроресурсами;
- к 2000 году было 16 начатых строительством ГЭС в Сибири, на Востоке, Северо-Западе и Юге Европейской части. Их характеризует большая установленная мощность – более 9 млн. кВт и значительная годовая выработка – 35 млрд. кВт.ч; сделанные ранее капиталовложения в эти стройки составляют от 30% до 60% их сметной стоимости, что создает их инвестиционную привлекательность (из 16 приоритетными следует назвать: Богучанскую, Усть-Среднеканскую, Бурейскую, Зарамагские, Ирганайскую, Зеленчукские).

Таким образом, основные задачи, которые стоят перед гидроэнергетикой России в условиях затянувшегося экономического кризиса:

- сохранение и надежная эксплуатация построенных и эксплуатируемых ГЭС;
- достройка нескольких ГЭС в энергодефицитных районах;
- сохранение и обучение кадров гидростроителей и электроэнергетиков для дальнейшего развития отрасли после выхода из кризиса.

Исходя из вышеизложенного следует сделать заключение, что гидроэлектростанция является сложным природно-техническим комплексом, решающим, как правило, несколько задач водного хозяйства. Ведущая роль в этом комплексе отводится производству электрической энергии.

Имеется четыре определяющих элемента, без которых существование ГЭС невозможно: плотина (основное сооружение), турбина, генератор и трансформатор (основное оборудование), распределительное устройство и линии электропередачи.

Плотины являются одними из древнейших инженерных сооружений. Возраст самых древних плотин 5000 лет. Плотиностроение для создания ирригационных систем оказало решающее влияние на становление цивилизации.

Водноэнергетические установки (водяные колеса) появились с начала нашей эры и в XVIII веке были наиболее распространенным источником механической энергии. Современные турбины были созданы во второй половине XIX века (Каплан, Фрэнсис, Пельтон).

Основы электромагнетизма и идеи электрической машины и электрогенератора родились в первой трети XIX века (М.Фарадей). Современный гидрогенератор был разработан в начале восьмидесятых годов XIX века (Т.А.Эдисон, М.О.Доливо-Добровольский). Возможность распределения и передачи электроэнергии на большие расстояния была доказана в конце XIX века (М.Депре, Д.А.Лачинов).

Рост энергопотребления оказывает определяющее влияние на рост производства, уровень и продолжительность жизни. Наряду с несомненными достоинствами выявилось отрицательное действие крупных гидроузлов на окружающую среду. Современный этап мирового гидроэнергетического строительства характеризуется повышенным вниманием к проблемам экологии.

Использованная литература

1. Орловский Болеслав. Шеренга великих инженеров. – Варшава: Наша ксенгарня, 1971.
2. Волков Э.П., Ведяев В.А., Обрезков В.И. Энергетические установки электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 280 с., ил.
3. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов СССР. Под ред. П.С. Непорожного. – М.: Энергоиздат, 1982.
4. Лили С. Люди, машины и история. – М.: Прогресс, 1970.
5. Введение в гидротехнику / Можевитинов А.Л., Симаков Г.В., Михайлов А.В., Поспелов В.Н. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 232 с., ил.
6. Непорожный П.С., Обрезков В.И. Гидроэлектроэнергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с., ил.
7. Norman Smith. History of Dams. – London: Peter Davies, 1971.
8. Rydzewski J.R. Recent Advances in the Theory of Arch Dams. // Applied Mechanics Reviews, V.18, N 10, Oct.1965.
9. Электрификация СССР / Под ред. П.С.Непорожного – М.: Энергия, 1967. – 542 с., ил.
10. Электроэнергетика России. / Под общ. ред. А.Ф. Дьякова. – М.: АО «Информ-энерго», 1997. – 568 с., ил., в пер.
11. Ясперс Л. Смысл и назначение истории. – М.: Республика, 1994.

Энергетические и водные ресурсы, их освоение

2

2.1. Мировые энергетические ресурсы

Человек свои потребности в пище, одежде, жилье, в комфортных услугах может удовлетворить, лишь потребляя значительное количество энергии. Нет энергии – нет современной цивилизации. Чтобы получить энергию, необходимо затратить определенное количество природных ресурсов. Энергетическими ресурсами считают все природные источники энергии, которые можно превращать в используемые в настоящее время человечеством те или иные виды энергии.

Состав энергетических ресурсов и их объём разнообразны; они по мере развития науки и техники постоянно пополняются и изменяются. В нижеследующей таблице приводятся ориентировочные данные о составе и количестве энергетических ресурсов на Земле:

Невозобновляемые ресурсы:	кВт·ч·10 ¹²
– термоядерная энергия	100 000 000
– ядерная энергия деления	547 000
– химическая энергия ископаемых горючих веществ (топливные ресурсы)	55 000
– геотермальная энергия (теплота недр Земли)	134
Ежегодно возобновляемые ресурсы:	
– энергия солнечных лучей	580 000
– энергия морских приливов	70 000
– энергия ветра	1 700
– энергия рек	33

Органическое топливо: уголь, нефть, газ, начиная с XIX века, были и остаются основными источниками потребляемой энергии, и их потребление ежегодно растёт. По данным МИРЭК (Мировой Энергетической Конференции) потребление первичных энергетических ресурсов за XX век выросло более чем в 10 раз и превысило 10 млрд. тонн **условного топлива** (понятие, применяемое для сопоставления различных видов органического топлива и его суммарного учета; в качестве единицы усл.топл. принимают 1 кг топлива с теплотой сгорания 7000 ккал; соотношение между условным топливом (у.т.) B_y и натуральным B_n выражается зависимостью $B_y = \Xi B_n$, где Ξ – коэффициент, который принимают: для нефти равным 1,4; кокса – 0,33; торфа – 0,4; природного газа – 1,2). Суммарный расход условного топлива человечеством оценивается приблизительно в 300 млрд. тонн.

Мировые ресурсы органического топлива ограничены. Они практически не возобновляются. На 1982 год разведанные извлекаемые запасы энергоресурсов составляли 1,1 трлн. тонн и складывались из:

Таблица 2.1.

Топливо	Ед. изм.	Кол-во
Уголь	млрд. т	950
Нефть	млрд. т	92
Природный газ	млн. км ³	81
Уран	млн. т	2,4

При нынешних объёмах потребления энергоресурсов и темпах его роста (например, с 1950 г. по 1970 г. рост потребления энергоресурсов составлял 4,5% в год) разведанные основные запасы способны обеспечить необходимый уровень добычи:

- угля – на 240 лет;
- природного газа – на 50 лет;
- нефти – на 30 лет.

Не следует думать, что через 200 лет на земле не останется органического топлива. Кроме основных (балансовых) имеется еще на порядок большее (на 1982 г. 13 трлн. тонн) количество дополнительных (геологических) энергоресурсов. В настоящее время их добыча экономически и технически нецелесообразна. Однако с совершенствованием методов добычи, с истощением основных запасов органического топлива и ростом цен на него часть геологических энергоресурсов перейдёт в основные (экономические). Не исключено, что ещё будут разведаны на земле новые месторождения органического топлива.

Энергоресурсы в мире распределены неравномерно. Так, две трети мировых запасов угля приходится на три страны – Россию, США и Китай.

Структура потребления органического топлива со временем меняется. Так, в первой половине XX века основным топливом был уголь, во второй половине XX века стала расти доля углеводородного топлива – нефти и газа (в настоящее время до 65% в общемировом энергетическом балансе).

Угроза истощения мировых запасов органического топлива заставляет принимать меры по сокращению их потребления. Основных путей три:

- а) более широкое использование **возобновляемых источников** энергии (энергии рек, ветра, геотермальной, солнечной энергии);
- б) открытие новых источников энергии; ещё недавно большие надежды связывались с использованием **термоядерной энергии**, однако в ближайшие годы вряд ли приходится рассчитывать на промышленное использование термоядерной энергии;
- в) **энергосбережение**; переход на энергосберегающие технологии – длительный и дорогостоящий процесс, он требует коренной переделки многих промышленных технологий, кроме того, возможности энергосбережения не безграничны; переход на энергосберегающие технологии позволяет уменьшить потребление энергии примерно на треть.

По данным МИРЭК потребление различных видов энергии в млн. тонн условного топлива в 1982г. было следующим:

Твёрдые топлива (уголь, сланец, торф)	2693 (32%)
Жидкие топлива (нефть)	3543 (42%)
Газообразные топлива (природный газ)	1836 (22%)
Электрическая энергия ГЭС и АЭС	334 (4%)

Примечание. В приведённых выше данных электрическая энергия, произведённая на ГЭС и АЭС, переведена в условное топливо по физическому эквиваленту $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 123 \text{ г условного топлива}$.

Доля электрической энергии в общем энергетическом балансе существенно выше, чем 4%, указанные в таблице. Основную часть электрической энергии дают тепловые электростанции. В топках тепловых электростанций сжигается более 20% всего добываемого органического топлива. То есть 20% всего органического топлива поступает потребителю в виде электрической и тепловой энергии. ГЭС и АЭС в 1982 г. давали примерно треть электроэнергии – ГЭС 1833 ТВт·ч (22%) и АЭС 865 ТВт·ч (10%), остальная электрическая энергия 5721 ТВт·ч (68%) вырабатывалась на тепловых станциях за счёт сжигания органического топлива (угля, газа, мазута).

Вклад новых возобновляемых источников энергии (геотермальные, солнечные, ветряные, приливные электростанции) в мировой энергетический баланс пока ещё пренебрежимо мал. Из традиционных источников электрической энергии (тепловой, атомной и гидравлической) возобновляемой является только гидроэнергия. Однако энергетические возможности гидроэнергии также ограничены и определяются энергетическим потенциалом рек.

2.2. Водные ресурсы и их использование

2.2.1. Водные ресурсы

Водные ресурсы Земли (**её гидросферу**) составляют океаны, моря, ледники, озёра, реки, пары воды в атмосфере. Общий объём водных ресурсов около 1,5 млрд. км³, из них более 90% – воды морей и океанов.

Объём воды, приходящийся на сушу, составляет 90 млн. км³, главные составляющие этого объёма – подземные воды (60 млн. км³) и вода ледников (29 млн. км³). В этом балансе на озёра падает 750 тыс. км³.

На реки приходится незначительная часть гидросферы Земли. В каждый момент времени в реках течёт в среднем всего 1200 км³ воды, а среднегодовой сток рек земного шара составляет 38 тыс. км³, в том числе на Европу приходится около 3 тыс. км³, на Азию – около 13 тыс. км³. Годовой речной сток России составляет 4,17 тыс. км³, то есть 11% общемирового.

При оценке энергетического потенциала рек следует различать:

- **валовой** (теоретический) **потенциал** – суммарный энергетический потенциал речного стока по отношению к уровню морей;
- **технический потенциал** – составляет на сегодня 0,64 от валового (при современном уровне техники 0,36 от валового потенциала теряется при его освоении);
- **экономический потенциал** – часть технического потенциала, которую экономически выгодно использовать (при сравнении с другими видами электростанций).

Водные ресурсы рек России составляют около 11% ресурсов мира. В целом они характеризуются следующими показателями: общие ресурсы речного стока – 4238 км³/год, в том числе формирующиеся в пределах страны – 4021 км³/год и поступающие из сопредельных стран – 217 км³/год.

Распределение ресурсов речного стока по территории России неравномерно и неблагоприятно в отношении размещения центров электропотребления. Большая часть речного стока (около 85%) формируется в северных и северо-восточных районах страны, наименее нуждающихся в водных ресурсах. На долю территорий, где сосредоточено около 80% населения, приходится лишь 15% речного стока.

Согласно учёту гидроэнергоресурсов, проведённому более 30 лет назад, экономический потенциал водных ресурсов России оценен в 852 млрд. кВт·ч. На начало 2000г. этот потенциал использован на 19%, в том числе в Европейской части на 46,4%, в Сибири на 19,7%, на Дальнем Востоке всего лишь на 3,3%.

По степени освоения экономически эффективных гидроэнергетических ресурсов Россия значительно уступает таким экономически развитым странам, как США и Канада, где степень их освоения составляет 50-55%; в европейских странах и в Японии – 60-80%.

Данные об экономическом потенциале рек некоторых стран и его использовании приведены в нижеследующей таблице:

Таблица 2.2.

	Экономический потенциал	Выработка электроэнергии ГЭС в 1977 г.
Мир	9800	16000 (16%)
СССР	1095	147 (13%)
Россия	852	102 (11%)
США	705	317 (45%)
Бразилия	657	82 (12%)
Канада	535	222 (42%)

Из таблицы видно, что в 1977 г. гидроэнергетические ресурсы мира были использованы на 16%. В развитых странах Запады процент использования энергетических ресурсов рек гораздо выше общемирового. С 1977 г. по 1981 г. в СССР выработка электрической энергии выросла со 147 до 210 млрд. кВт·ч/год, и процент использования речного энергетического потенциала достиг 19%.

В России наибольший экономический потенциал сосредоточен в Восточно-Сибирском экономическом районе – 345 млрд. кВт·ч., Дальне-Восточном – 299 млрд. кВт·ч и Западно-Сибирском – 77 млрд. кВт·ч (см. таблицу).

Таблица 2.3. Региональное распределение гидроэнергетического потенциала России

Экономические районы	Экономический гидроэнергетический потенциал, млрд. кВт·ч	Освоенный гидроэнергетический потенциал на действующих и строящихся ГЭС, млрд. кВт·ч	Степень освоения потенциала, %
Всего по России	852	199,9	23,4
в том числе: районы:			
Северный	37	9,3	25
Северо-Западный	6	3,6	60
Центральный	6	1,5	25
Волго-Вятский	7	4,8	68
Поволжский	41	30,5	74
Северо-Кавказский	25	8,5	34
Уральский	9	4,4	49
Западно-Сибирский	77	1,7	2
Восточно-Сибирский	350	116,6	33
Дальневосточный ^{*)}	294	19,0	6

Таблица 2.4. Потенциал некоторых крупнейших рек России и производство электроэнергии на 1995 г.

Река	Экономический потенциал, млрд. кВт·ч	Использованный потенциал, млрд. кВт·ч	Река	Экономический потенциал, млрд. кВт·ч	Использованный потенциал, млрд. кВт·ч
Енисей	125,0	51,6	Обь	94,0	2,3
Лена	227,8	0,2	Колыма	27,0	2,4
Ангара	163,0	53,0	Вилуй	7,2	2,6
Амур	43,0	0,0	Зея	15,0	5,0
Волга	46,3	32,5	Кама	9,7	7,2

*) Без строящихся ГЭС 3,3%.

Примечание. В таблице 2.2 нет данных о гидроэнергетическом потенциале Китая, который по объему гидроэнергоресурсов превосходит Россию и занимает первое место в мире.

2.2.2. Водные объекты и протекающие в них процессы

Изучением природных вод и процессов в них протекающих занимается **гидрология**. По виду изучаемых объектов гидрология подразделяется на гидрологию суши (или просто гидрологию) и на гидрологию морей и океанов, называемую **океанологией**. Разделы гидрологии суши, которые связаны непосредственно с решением практических инженерных задач, называют **инженерной гидрологией**.

В инженерной гидрологии особо важными для практики являются **гидрологические расчеты**, позволяющие после ряда лет измерений уровней и расходов реки в различных условиях:

- предсказывать (прогнозировать) поведение реки в естественных условиях в будущем;
- трансформировать (перераспределять) сток реки, перекрытой плотиной, с целью наиболее рационального использования воды для нужд энергетики, водоснабжения, ирригации, судоходства и т.п.

Введем некоторые термины, характеризующие реку.

Створ – поперечное сечение реки. **Сток (W)** – объем воды, протекающей через створ (сечение) реки за определенное время, например, за год. Сток реки переменчив и зависит от многих факторов (климата, количества осадков в году, наличия растительности по берегам и т.д.). **Расход (Q)** – это объем воды, протекающий в единицу времени через живое сечение реки (измеряется в $\text{м}^3/\text{с}$). Под **живым сечением** реки понимается площадь поперечного сечения реки (ω).

Основная характеристика стока реки в данном створе (поперечном сечении) – это **гидрограф** – график изменения расходов воды во времени.

В разное время года на расходы и уровни воды в реке оказывает влияние много факторов. С наступлением устойчивого периода минусовой температуры на реке образуется **ледостав**. Ледоставу предшествует образование **шуги** – шугоход (плывущие сгустки льда на поверхности и внутри потока). Шуга может забивать живое сечение русла в результате чего образуется **зажор**. С наступлением теплого времени года за счёт снеготаяния расход в реке увеличивается и происходит взламывание льда и его движение – **ледоход**. В суженных или разветвленных участках русла и на крутых поворотах массы льда в период ледохода нагромождаются, подныривают под ледяной покров, в результате образуется **затор**.

В гидрологии при изучении водного режима рек различают несколько характерных фаз, соответствующих зонам максимумов и минимумов на гидрографе. Было уже отмечено, что для условий России ежегодно повто-

ряющаяся в один и тот же сезон фаза водного режима, характеризующаяся наибольшей водностью в году от снеготаяния и таяния ледников, называется **половодьем**, а также наименьшая летом и зимой – **меженью**. Кратковременное в сравнении с половодьем повышение стока, не приуроченное явно к определенному периоду года и повторяющееся в течение года по несколько раз, например от дождей, называется **паводком**.

Указанные явления (половодья, паводки, заторы, зажоры) приводят к резкому изменению уровня воды, они сложны для прогнозирования. Изучение и учёт их (гидрологические расчёты) при водохозяйственном использовании водотока с целью оптимального удовлетворения потребностей водопользователей является одной из важных составляющих частей **водохозяйственных и водноэнергетических расчётов** при проектировании гидростанций, которые будут рассматриваться в курсе использования водной энергии.

Кроме указанных выше явлений на расходы и уровни реки влияют такие факторы, как деформация русла реки течениями, **твёрдый сток** (взвешенные в воде частицы ила, грунта), зарастание русла водной растительностью, приливы, отливы, ветровые нагоны в устьях рек и т.д.. Эти явления также изучаются в гидрологии.

На рис. 2.1 приведены гидрографы реки Енисей вблизи поселка Означенное (35 км ниже створа плотины Саяно-Шушенской ГЭС) для двух лет наблюдений. Гидрограф 1966–67 гг. позволяет увидеть основные фазы водного режима реки Енисей вблизи Саяно-Шушенской ГЭС. Сток реки отличается большой неравномерностью. В межень (декабрь–апрель) расходы реки не превышали $1800 \text{ м}^3/\text{с}$, а в половодье (конец июня – начало июля) достигали $11800 \text{ м}^3/\text{с}$.

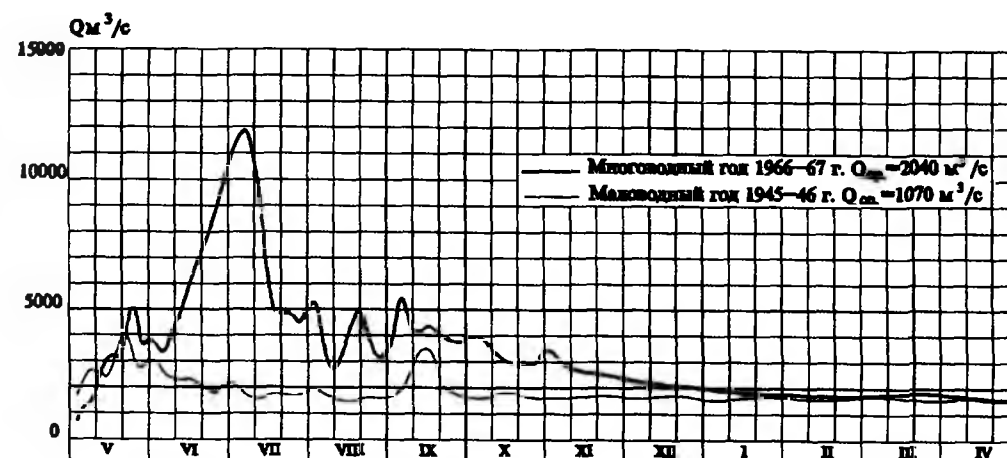


Рис. 2.1 Гидрографы реки Енисей в створе п. Означенное за характерные по водности годы

Гидрологические расчёты имеют целью получить данные для характеристики гидрологического режима водного объекта в связи с его водохозяйственным использованием. При наличии данных наблюдений колебаний расходов за ряд лет можно построить расчетный гидрограф. Для получения расчётного гидрографа используются **методы математической статистики**, с помощью которых строится такой гидрограф, и по которому определяются максимальные, минимальные и средние расходы различной вероятности их превышения за некоторый период времени. В таблице 2.5 в качестве примера приведены вероятные значения максимальных расходов, полученные в результате обработки имевшихся гидрографов реки Енисей в створе поселка Означенное (типа гидрографов рис. 2.1) более чем за 60 лет наблюдений.

Сравнивая между собой максимальные расходы таблицы с максимумом гидрографа 1966-67 г., можно сделать вывод о том, что 1966-67 гг. был многоводным с **обеспеченностью** около одного процента. То есть паводок с таким максимальным расходом вероятен раз в 100 лет (вероятность 1%). Величину максимального расхода редкой повторяемости особенно важно определить в связи с проектированием **водосбросных устройств**, чтобы обеспечить пропуск большого (катастрофического) половодья или паводка безаварийно, после того как сооружение будет построено.

Вероятность повторяемости расходов за расчётный период (обеспеченность) выражается обычно в процентах (р).

Таблица 2.5. Вероятные значения максимальных расходов р. Енисей в створе п. Означенное

Проценты обеспеченности (%)	0,01+ΔQ	0,1	0,5	1,0	5,0	10,0
Q _{max} (М³/с)	23400	17400	14600	13400	10700	9570

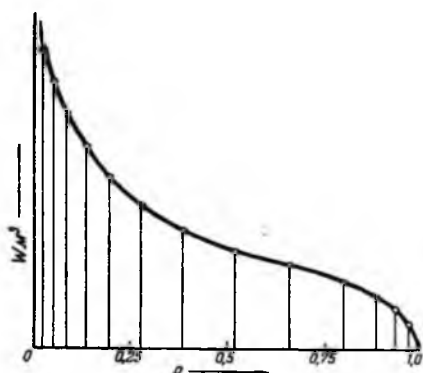


Рис. 2.2 Кривая обеспеченности годового стока реки

На графике рис. 2.2. приведена характерная кривая обеспеченности годового стока.

В таблице 2.5 приведены определенные по данным наблюдений за 69 лет вероятные расчётные значения максимальных расходов р.Енисей в створе п.Означенное. Так, чтобы запроектировать гидротехнические сооружения I класса согласно строительным нормам и правилам (СНиП) необходимо выполнить поверочный расчёт на пропуск расходов с вероятностью их превышения 0,01%, т.е. на половодье

повторяемостью 1 раз в 10000 лет. Вследствие того, что фактический закон распределения расхода реки отличается от теоретических законов распределения вероятностей, СНиПом принято к максимальному расходу полученному на основе методов математической статистики прибавлять величину гарантийной поправки ΔQ, т.е. заложить определённый для ГЭС запас.

2.2.3. Водное хозяйство

Водное хозяйство – это совокупность отраслей науки и техники, ориентированная на рациональное использование природных водных ресурсов. Главная задача водного хозяйства – трансформировать естественный гидрограф реки – преобразовать неравномерный речной сток и приспособить его к графикам потребностей водопотребителей и водопользователей – **зарегулировать сток**.

Основной регулятор стока – это **водохранилище**, искусственный водоем, образующийся перед плотиной. Основным и обязательным признаком водохранилища, отличающим его от озера (пруда), является возможность регулирования (перераспределения) речного стока и его уровня режима во времени в соответствии с требованиями заинтересованных отраслей хозяйства.

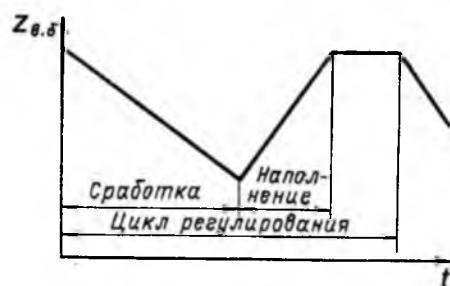
Верхний предел уровня воды, при котором ГЭС и сооружения гидроузла работают длительное время с соблюдением нормальных запасов надёжности, предусматриваемых техническими условиями, называется **нормальным подпорным уровнем (НПУ)**, см. рис. 3.1. Объём водохранилища при этом уровне называется **полным объёмом** и обозначается $V_{полн.}$. Нижний предел или **уровень мертвого объёма (УМО)** определяется условиями получения на ГЭС **расчётных параметров**. Соответствующий объём водохранилища от дна до отметки УМО называется **мертвым объёмом** $V_{м.о.}$ (НПУ, УМО, $V_{полн.}$, $V_{м.о.}$ – являются существенной характеристикой ГЭС). Разность между полным и мертвым объёмами составляет **полезный объём** водохранилища:

$$V_{полезн.} = V_{полн.} - V_{м.о.}$$

При пропуске **катастрофических половодий и паводков** (очень редкой повторяемости, которые могут привести даже к повреждению сооружений, не угрожающим прорыву напорного фронта) техническими условиями разрешается кратковременно повышать уровень, превышающий НПУ. Уровень, до которого разрешается такой подъём, называется **форсированным подпорным уровнем (ФПУ)**.

Водоохранилище создается плотиной – основным гидротехническим сооружением общего назначения. Выбор оптимального размера водохранилища (высоты плотины) представляет собой сложную комплексную задачу. С одной стороны, водохранилище должно иметь вместимость (объём), достаточный для того, чтобы запасти в нем возможно большую часть стока половодья и паводков, и расходовать этот запас в межень, когда естественные расходы малы и воды не хватает для нужд потребителей. В большинстве случаев

водохранилище имеет многоцелевой характер (комплексное назначение). При его создании необходимо учитывать интересы всех отраслей водопользователей и водопотребителей (энергетики, водного транспорта, водоснабжения, ирригации и т.д.). С другой стороны, **зеркало** (водная поверхность) водохранилища должно быть по возможности минимальным, чтобы избежать больших затоплений и уменьшить негативное влияние водохранилища на окружающую среду.



Период аккумуляции (накопления) воды в водохранилище сопровождается ростом уровня верхнего бьефа (УВБ) и называется **наполнением** водохранилища, период отдачи накопленной воды – **сработкой** водохранилища.

На рис. 2.3 дан условный график сработки – наполнения водохранилища, на котором по оси $Z_{в.б.}$ отложены уровни воды (чаще это отметки над уровнем моря), а по оси t – время.

Рис. 2.3 График (принципиальный) сработки и наполнения водохранилища

Существует несколько видов регулирования стока:

– **годовое (сезонное) регулирование стока**, преобразует сток в течение одного года; этот вид регулирования наиболее распространенный (рис. 2.4);

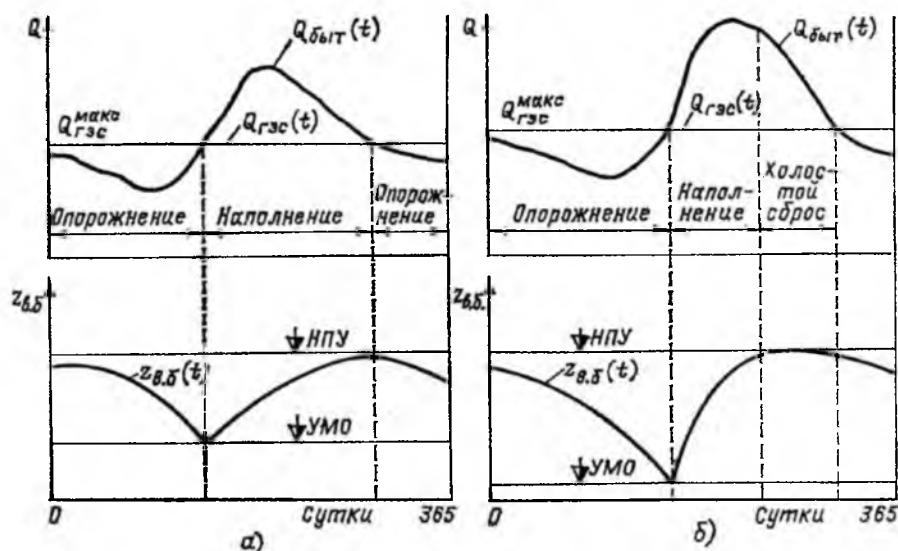


Рис. 2.4 а) общая схема годового регулирования стока в маловодный год, когда НПУ не достигнут; б) схема сезонного регулирования, где показан период сброса излишков стока (паводка)

– **многолетнее регулирование** (рис. 2.5), когда в водохранилище хранится (аккумулируется) избыток стока многоводных лет, чтобы использовать этот избыток в маловодные годы; такой способ регулирования требует водохранилищ очень большого объема; пример такого водохранилища – Братское, самое большое водохранилище страны (объем 169 км³);

– **суточное и недельное регулирование** – преобразует сток на относительно короткие промежутки времени, необходимые для покрытия неравномерности потребности в воде в будние и выходные дни, а также в периоды суточных утренних и вечерних **максимумов нагрузки – потребления** электроэнергии и мощности (рис. 1.18).

В большинстве случаев водохранилища совмещают в себе функции суточного и сезонного регулирования.

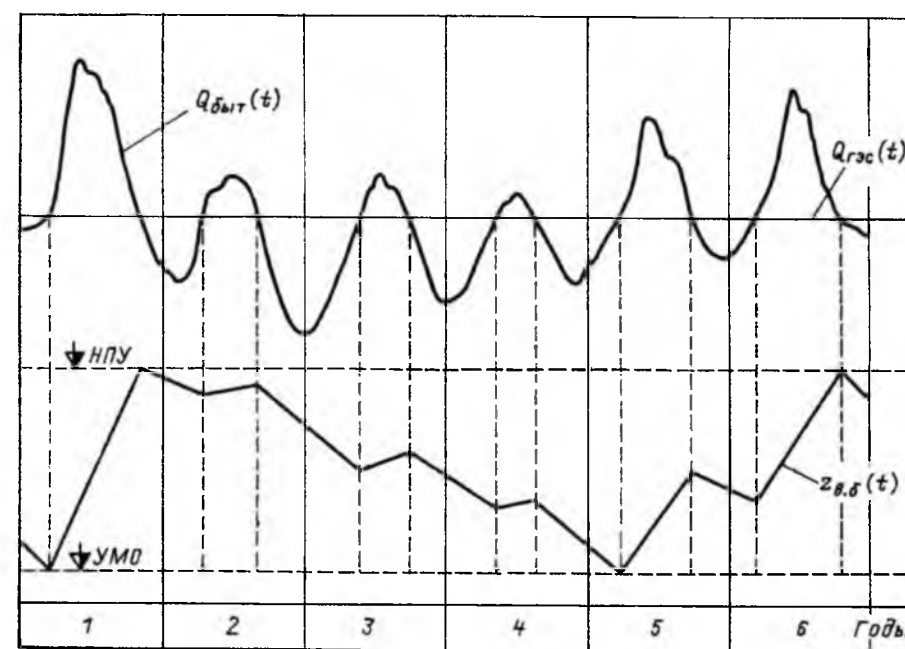


Рис. 2.5 Общая схема многолетнего регулирования и график уровня верхнего бьефа

В первый год водохранилище было заполнено.

После сработки на заполнение потребовалось 5 лет

Различают регулирование водноэнергетическое и водохозяйственное. При водноэнергетическом регулировании выполняется перераспределение стока для энергетических целей.

При комплексном использовании реки, когда водоток предназначен для удовлетворения как энергетических, так и не энергетических целей, осуществляется комплексное регулирование, т.е. регулирование напора и

расхода как для ГЭС, так и расхода для других водопользователей и водопотребителей – водохозяйственное регулирование.

При энергетическом освоении какого-либо водотока стремятся к **каскадному использованию** его водных ресурсов. В этом случае на реке возводится последовательно несколько гидроузлов, решающих общую задачу рационального регулирования стока реки. Это повышает степень зарегулированности стока, а, следовательно, позволяет увеличить мощность и выработку энергии ГЭС каскада.

В нижеследующей таблице приведены данные по некоторым наиболее крупным водохранилищам России:

Таблица 2.6.

Водохранилище	Река	Объём водохранилища, км ³		Площадь водного зеркала, км ²
		полный	полезный	
Братское	Ангара	169,3	48,2	5470
Красноярское	Енисей	73,3	30,4	2000
Куйбышевское	Волга	58,0	34,6	6450
Бухтарминское	Иртыш	53,0	31,0	5500
Вилуйское	Вилуй	35,9	17,8	2170
Волгоградское	Волга	31,1	8,3	3165
Саяно-Шушенское	Енисей	30,7	14,7	608
Рыбинское	Волга	25,4	14,4	4550
Цимлянское	Дон	23,8	11,5	2700

Следует обратить внимание на Саяно-Шушенское водохранилище, при существенной ёмкости которого его зеркало значительно меньше, чем у других. Это важнейший фактор при оценке экономической эффективности ГЭС.

Водохозяйственные расчеты, связанные с регулированием стока, будут рассмотрены в курсе использования водной энергии. Гидротехнические сооружения, необходимые для создания водохранилища (в первую очередь плотины), изучаются в курсе гидротехнических сооружений.

2.2.4. Водная энергия и схемы её использования

Уровень воды в реках переменный. Они стекают в Мировой океан, и уровень воды в верховьях рек выше, чем в низовьях. Перепад уровней свободной поверхности реки между двумя поперечными сечениями реки называют **напором**. Если некоторое сечение реки (створ) перегородить плотиной, то напор (перепад уровней) сосредоточится в створе плотины. Поток выше плотины называют **верхним бьефом (ВБ)**, ниже плотины – **нижним бьефом (НБ)**. Статический напор H – это разность отметок уровней верхнего (УВБ) и нижнего (УНБ) бьефов:

$$H = H_{\text{в}} - H_{\text{н}} \quad (2.1)$$

Объём воды, протекающей через данный створ за единицу времени, как мы знаем, называют расходом Q (м³/с).

Соответственно, мощность потока (N), сбрасываемого из верхнего бьефа в нижний равна:

$$N = c g Q H, \quad (2.2)$$

где:

c – плотность воды (1000 кг/м³);

g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²);

cg – удельный вес воды равный 9,81 кН/м³ (Н – здесь Ньютон).

Полная энергия сбрасываемой воды $\mathcal{E}$ определится как

$$\mathcal{E} = N t \quad (2.3)$$

где t – время, с

Разделив мысленно реку в нескольких створах плотинами, можно по формулам (2.2), (2.3), получить энергетический потенциал реки в данном створе, а просуммировав по всем створам, оценить энергетический потенциал реки.

На гидроэлектростанции большая часть воды не сбрасывается из верхнего бьефа в нижний «вхолостую», а перетекает через специальные устройства, подводящие её к турбинам. Турбина, вращаемая потоком, переводит гидравлическую энергию в механическую энергию вращения рабочего колеса турбины. Рабочее колесо турбины соединено валом с ротором генератора. В генераторе происходит преобразование механической энергии в электрическую.

Примечания:

1. Выше дана упрощенная схема подсчета энергетического потенциала реки, мощности и выработки энергии ГЭС в некотором створе с расходом Q и напором H . Реальные расчеты несколько сложнее, так как:

- не весь напор реки удаётся использовать для получения электрической энергии, часть напора теряется при движении воды от водозабора до турбины;
- часть энергии теряется в гидроагрегате, турбина и генератор имеют свои **КПД** (коэффициенты полезного действия);
- не весь расход реки удастся пропустить через турбины, в периоды большой приточности (высоких паводков и половодий) часть воды не удастся удержать и пропустить через турбины, поскольку ёмкости водохранилища ограничена, и часть воды приходится сбрасывать вхолостую;

– речной сток неравномерен и меняется; в маловодные годы он меньше, в многоводные – больше, а зависимости (2.2), (2.3) записаны в предположении, что расход постоянен.

С учетом вышесказанного более точная формула подсчета мощности всех установленных на ГЭС гидроагрегатов имеет вид:

$$N = c g Q_a H \eta_z \eta_m t,$$

где:

η_z, η_m – коэффициенты полезного действия генератора и турбины соответственно,

Q_a – расход воды, проходящий через одну турбину (агрегат),

t – количество гидроагрегатов.

2. Если при подсчете по формулам (2.2), (2.3) время измерять в секундах, массу в кг, объём в м³, как это было указано выше, то мощность получим в ваттах, а выработку энергии в джоулях. В водноэнергетических расчетах удобнее измерять время в часах, и мощность в киловаттах, энергию в киловатт-часах (1 кВт·ч = 3,6 · 10⁶ Дж). Формула (2.2) при этом примет вид: $N = 9,81 Q H$.

Выше рассматривался плотинный вариант использования водной энергии, когда сосредоточенный подпор создается только плотиной. Возможна также и иная, деривационная схема. **Деривация** (лат.) – отвод воды от главного русла реки в сторону. При деривационной схеме из некоторого верхового створа реки с отметкой свободной поверхности УВБ забирается часть воды со среднегодовым расходом Q_d и по деривационным каналам, туннелям, трубопроводам подводится к некоторому низовому створу реки с отметкой свободной поверхности УНБ. Если в низовом створе располагается гидроэлектростанция, то годовая выработка электрической энергии, полученная с отведенной части водотока составит:

$$Э = 9,81 Q_d (УВБ - УНБ - h_d) \eta_z \eta_m t,$$

где h_d – потери напора по длине деривации, t – время работы электростанции в течение года.

Возможна третья, смешанная плотинно-деривационная схема, когда подпор частично создается плотиной, частично деривацией, имеющей начало в створе плотины. Более подробно типы ГЭС будут рассмотрены в главе 4.

Водноэнергетические расчеты позволяют определить основные параметры ГЭС, ее мощность, характер изменения мощности гидроэлектростанции во времени при разных режимах работы, количество вырабатываемой ею электроэнергии и, наконец, нахождение зависимости этих энергетических показателей от различных факторов – отметки подпора воды, объёма водохранилища и т.п.

Чтобы рационально использовать водные ресурсы, уметь более точно, чем было показано выше, определять энергетический потенциал водотока, запроектировать и построить ГЭС, необходимо более глубокое изучение

явлений и процессов, которые возникают и протекают в водных объектах и привлечение для водноэнергетических расчетов и расчетов сооружений более сложного **расчетного аппарата** (расчетная схема – условное изображение сооружения, принимаемое для выполнения его расчета, чтобы существенно его упростить, принципиально не искажая действительной картины работы сооружения). Однако приведенные элементарные зависимости позволяют выполнить предварительные водноэнергетические расчеты и дать «прикидочные» оценки энергетического потенциала водотока.

На основании полученных данных для использования энергетической отдачи водотока выполняются водноэнергетические расчеты.

Мощность работающей ГЭС в каждый момент времени определяется формулой:

$$N_{зэс} = 9,81 \cdot Q_{зэс} \cdot H_{зэс} \cdot \eta_m \cdot \eta_z \text{ (кВт)}, \quad (2.4)$$

где η_m и η_z – соответственно КПД турбины и генератора.

Следовательно, для определения мощности ГЭС должны быть предварительно найдены значения используемого ею расхода и действующего на ней напора, а также значения КПД установленных на ГЭС турбин и генераторов.

Как правило, ГЭС проектируется с устройством водохранилища, которое как мы видели, регулирует сток реки. Поэтому пределы мощности ГЭС определяются не только внешними, не зависящими от неё условиями (потребителем электроэнергии, ролью в энергосистеме и т.п.), но эти пределы зависят от принятого режима регулирования стока. В связи с этим для ГЭС, имеющих водохранилища, ставится дополнительная задача отыскания такого режима регулирования стока из неограниченно большого числа возможных вариантов, который давал бы нам больший энергетический эффект и не только на самой ГЭС, но и для энергетической системы в целом. При этом одной из важных задач является расчет режимов уровней в нижнем бьефе ГЭС и влияния их на прибрежные территории.

Таким образом, в содержание водноэнергетических расчётов входит прежде всего определение количественного значения тех элементов, от которых зависит мощность ГЭС и установление её **режима работы** (режим (лат.) – управление, т.е. наилучшее удовлетворение требований энергосистемы и водопользователей).

Из общего состава водноэнергетических расчётов должны выделяться те, непосредственным результатом которых являются не значения энергетических показателей ГЭС (мощность, энергия), а значения расхода, объёма и уровня водохранилища и т.п. Такого рода расчёты называются **водохозяйственными**. Надо особо отметить, что до последнего времени при определении режима ГЭС водохозяйственные расчёты не имели самостоятельного значения и подчинялись основной задаче нахождения энергетических показателей ГЭС. Время показало, что водохозяйственные

расчёты должны приобрести равное с водноэнергетическими расчётами значение, когда это касается образования водохранилищ комплексного назначения и влияния уровней воды нижнего бьефа.

Примером перспективного направления по уменьшению влияния на прибрежные территории нижнего бьефа ГЭС является применение **контррегулирующих гидроузлов**, располагающихся ниже крупной гидростанции. Контррегулирующий гидроузел позволяет сильно сглаживать колебания уровня в реке, когда крупная ГЭС ведет глубокое регулирование нагрузки в энергосистеме. На рис. 2.6 представлен внешний вид Майнского контррегулирующего гидроузла, расположенного на 21,5 км ниже Саяно-Шушенской ГЭС.



Рис. 2.6 Внешний вид русловой низконапорной Майнской ГЭС на р. Енисей

2.3. Влияние гидроэнергетического строительства на окружающую среду

На территории бывшего СССР имеется 2,85 млн. озёр, суммарная площадь которых около 500 тыс. км², т.е. примерно 2% территории страны. Общие вековые запасы пресных вод в озерах СССР составляют 26243 км³. Однако 97% всех этих запасов сосредоточено в трех крупных озерах: Байкале 23000 км³ (87%), Иссык-Куле 1730 км³ (6,6%), Ладожском 908 км³ (3,4%). Таким образом, объем воды в остальных озерах СССР составляет 605 км³.

Общее число искусственных водохранилищ, объем каждого из которых превышает 1 млн. м³, около 3-х тысяч. Суммарная площадь земель, затопленных

водохранилищами в СССР, составляет 87 тыс. км² или 0,38% территории страны. Суммарный полезный объем водохранилищ, регулирующих речной сток около 400 км³, то есть равен объему всех озер страны без четырех крупнейших – Байкала, Иссык-Куля, Ладожского и Онежского.

Число водохранилищ ГЭС относительно невелико (примерно 10% от общего количества), однако это самые крупные водохранилища. Водохранилища гидроэлектростанций затопили 0,3% территории СССР (62 тыс. км²), в том числе 25 тыс. км² лугов, пашен и других сельскохозяйственных угодий, из них пашни 6 тыс. км². К затопленным землям следует прибавить еще 10 тыс. км² подтопленных земель, а также примерно 3-5% от общей площади затоплений земель, расположенных в зонах потенциально неустойчивых берегов (в зонах переработки берегов). Чтобы оценить масштаб затоплений, следует иметь в виду, что общая площадь СССР составляла 22400 тыс. км², в том числе сельскохозяйственных угодий 5500 тыс. км². Таким образом, водохранилища ГЭС затопили и подтопили 0,4-0,5% суши Советского Союза, из них сельхозугодий около 0,45%. Таковы современные потери земель, вследствие строительства гидроэлектростанций в СССР.

Наибольшие потери плодородных земель характерны для низко- и средне напорных гидроузлов равнинных рек европейской части страны. В условиях Сибири и Дальнего Востока потери (в основном леса) в результате затоплений существенно ниже. В горных условиях (Кавказ, Памир, Тянь-Шань, Алтай, Саяны) эти потери наименее ощутимы.

Потеря земель от затоплений водохранилищами – неизбежное следствие общего технико-экономического развития, так как экономический эффект от затоплений положительный: стоимость энергии, полученной от создания ГЭС, на один-два порядка выше стоимости сельскохозяйственной продукции (или леса), которая может быть получена с затопленных земель. В таких развитых странах, как США и Канада, водохранилищами ГЭС затоплено приблизительно 0,8-0,9% суши. Площади земель, изымаемых на несельскохозяйственные нужды (промышленное и гражданское строительство, разработка минерального сырья открытым способом, дороги, аэродромы), во всем мире неуклонно растут, и площади затоплений водохранилищами ГЭС в общей площади изъятых земель в настоящее время составляют примерно 5%.

Тем не менее потери плодородных земель, затопляемых водохранилищами есть и не считаться с этим нельзя. При строительстве новых гидроэлектростанций необходимо предусматривать меры по снижению этих потерь – обвалование мелководий, укрепление берегов и т.д.

Водохранилища иногда приводят к ухудшению качества воды.

Непосредственное негативное влияние водохранилищ обусловлено снижением скорости движения воды в водотоке и связанным с этим уменьшением естественной способности к самоочищению. На мелководьях, где вода прогревается, создаются благоприятные условия для размножения вредных сине-зеленых водорослей и происходит заболачивание мелководий. Затопление

земель промышленных предприятий и сельского хозяйства, содержащих в себе вредные вещества, приводит к химическому загрязнению вод.

Создание водохранилищ без соответствующих компенсационных мероприятий наносит урон рыбному хозяйству. Плотины являются препятствиями для миграции проходной и полупроходной рыбы. Затопление естественных нерестилищ, сильные изменения уровня воды в водохранилищах создают трудности для размножения рыб.

Негативному влиянию водохранилищ приписывается и то, что строительство гидроэлектростанции становится толчком для строительства в непосредственной близости от источника энергии и воды территориально-промышленных комплексов, вредные сточные воды которых создают исключительно высокую техногенную нагрузку на воды водохранилища. Примером этого служат все волжские водохранилища, Братское водохранилище и другие.

Создание крупных водохранилищ изменяет климат региона. Зима становится мягче, а лето прохладнее.

Примером негативного влияния ГЭС на климат может служить незамерзающая полынья ниже плотины Красноярской ГЭС. Причиной возникновения полыньи служит то, что забор воды для ГЭС ведется с такой глубины, где ее температура практически постоянна и равна $+4^{\circ}$. Вода ниже плотины имеет зимой положительную температуру на большом участке. Расчёты показывали, что на подходах к городу река должна была замерзнуть. Однако сток тёплых промышленных вод из города настолько существен, что полынья захватывает и город Красноярск. Река «парит», и туман, образующийся зимой и осенью вдоль берегов, из-за сильного загрязнения атмосферы пылью и газами промышленных предприятий ухудшает условия жизни людей.

Эти и другие негативные явления повсеместно вызвали критику в адрес строителей ГЭС. Однако ущерб от строительства гидроэлектростанций и появления водохранилищ не является органическим свойством водохранилищ. Большинство из негативных последствий можно предотвратить соответствующими компенсационными мероприятиями, главные из которых:

- ликвидация мелководий на водохранилищах путем обвалований;
- строительство очистных сооружений на промышленных предприятиях;
- строительство рыбозащитных и рыбопропускных сооружений, организация искусственных нерестилищ;
- тщательная очистка дна будущих водохранилищ от леса и построек.

Даже такая, на первый взгляд, трудно решаемая проблема, как ликвидация туманов от незамерзающей полыньи, в принципе разрешима. Наблюдения показали, что в городах Братск, Дивногорск, Саяногорск, расположенных в нижних бьефах Братского, Красноярского и Саяно-

Шушенского водохранилищ, число туманных дней не возросло. Это объясняется тем, что воздух в этих городах гораздо чище, чем в Красноярске, в воздухе нет большого числа частиц, на которых конденсируется влага. Следовательно, очистка воздушной среды над Красноярском позволит уменьшить число туманных дней зимой. Цель этих и других мероприятий – создание после строительства новой экосистемы, не приводящей к ущербу для окружающей среды.

2.4. Традиционные и нетрадиционные источники электрической энергии

Традиционными источниками электрической энергии являются тепловые (ТЭС), атомные (АЭС) и гидравлические (ГЭС, ГАЭС) электростанции.

2.4.1. Тепловые электростанции

Тепловые электростанции используют для выработки энергии органическое топливо. По виду вырабатываемой энергии ТЭС бывают конденсационными (КЭС) – вырабатывающими только электрическую энергию и теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) – вырабатывающими не только электрическую, но и тепловую энергию.

Технологическая схема КЭС включает в себя, см. рис. 2.7:

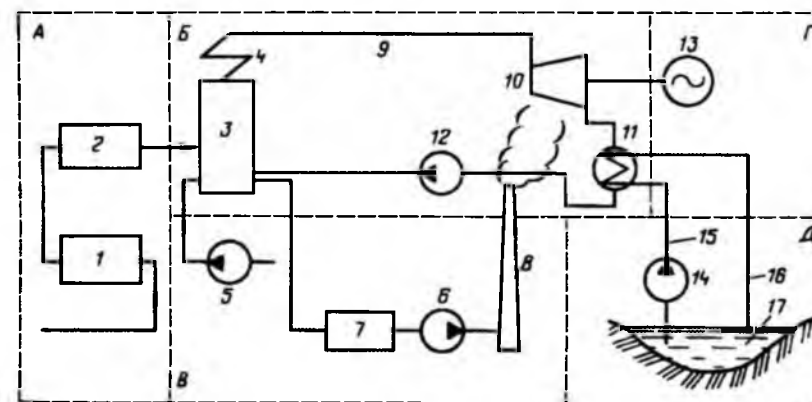


Рис. 2.7 Принципиальная технологическая схема тепловой конденсационной электростанции, работающей на твердом топливе

- топливное хозяйство (1) и топливоподачу (2) (топливо проходит специальную обработку, например, уголь дробится, сушится и измельчается в пыль);
- котел и воздухоподогреватель (в топке котла (3) происходит сгорание топлива и нагревание теплоносителя – воды, проходящей по трубам через топку; наряду с топливом в котел поступает воздух, подаваемый специальным насосом – воздухоподогревателем (5);

- пароперегреватель – паропровод – паровую турбину – генератор (на выходе из котла теплоноситель перегревается в пароперегревателе (4) и по паропроводу (9) поступает в паровую турбину (10); в турбине энергия пара преобразуется в механическую работу вращения вала, связанного специальной муфтой с валом генератора (13), преобразующего механическую энергию в электрическую);
- газовоздушный тракт – золоуловитель, дымосос, дымовая труба (продукты сгорания из котла проходят очистку в золоуловителях (7) и фильтрах, очищенные газы с помощью дымососов (6) выбрасываются через дымовую трубу (8) в атмосферу); конденсатор (на выходе из турбины пар охлаждается в конденсаторе (11), превращается в воду – конденсат и подается насосом (12) обратно в котел; в качестве охладителя пара используется, как правило, подаваемая циркуляционными насосами (14) холодная вода из специально создаваемых водоемов (17) – водохранилищ, брызгальных бассейнов, градирен).

Характерным признаком КЭС является то, что отработавший в их турбинах пар не используется для нестационарных нужд, а превращается в конденсат. В отличие от КЭС на ТЭЦ происходит частичный отбор тепла на нужды отопления и для промышленных целей. Источниками тепла, отпускаемого ТЭЦ, являются отработавший пар или отработавшие газовые продукты сгорания.

По виду теплового двигателя ТЭС подразделяются на паротурбинные, газотурбинные, парогазовые и дизельные (с двигателями внутреннего сгорания). Схема паротурбинной установки на твердом топливе была описана выше. Газотурбинные установки (ГТУ) состоят из трех основных элементов: воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, рис. 2.8:

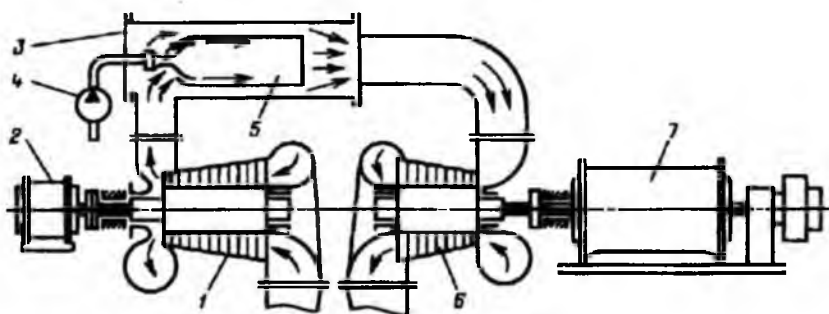


Рис. 2.8 Принципиальная схема газотурбинной установки

Воздух из атмосферы поступает в компрессор (1), приводимый пусковым двигателем (2). Из компрессора сжатый воздух подается под давлением в камеру сгорания (3), куда одновременно топливным насосом (4) впрыскивается жидкое или газообразное топливо. Газообразные продукты сгорания, являющиеся в ГТУ теплоносителем, поступают в газовую турбину (6), находящуюся на одном валу с компрессором (1) и генератором (7).

Парогазовые ТЭС представляют собой сочетание паротурбинных и газотурбинных установок.

Коэффициент полезного действия современных паротурбинных ТЭС составляет 60-70%. Коэффициент полезного действия газотурбинных ТЭС не выше 30%.

2.4.2. Атомные электростанции

Атомная электростанция отличается от ТЭС, в первую очередь, видом источника энергии (топлива). Если на ТЭС тепловая энергия создается за счет химической реакции окисления (сгорания органического топлива), то на АЭС – за счет ядерных превращений тяжелых металлов. Из физики известно, что масса вещества m и энергия E связаны между собой зависимостью $E = mc^2$, где c – скорость света в вакууме. Горение является химической реакцией, идущей с выделением тепла (соединением вещества топлива с кислородом). При этом теряется часть массы, но эта часть ничтожно мала. Отличительной особенностью ядерных превращений является то, что в них величина относительного изменения массы на несколько порядков больше, чем в химических реакциях.

Процесс деления тяжелых ядер на АЭС осуществляется в ядерном реакторе, где происходит бомбардировка ядерного топлива потоком нейтронов. В результате бомбардировки происходит деление ядер топлива и образование новых веществ. Кинетическая энергия продуктов деления при их торможении вызывает разогрев окружающей среды. В реактор по трубам подается теплоноситель (например, вода). Разогретый теплоноситель передается рабочему телу турбины для выработки электроэнергии генератором.

Для устойчивости и непрерывной работы реактора необходимо, чтобы процесс деления ядер был самоподдерживающимся. Для этого нужно, чтобы количество ядерного вещества было не меньше некоторой величины, называемой критической массой.

На современных АЭС основным ядерным топливом является природный уран, количество его в природе достаточно для промышленного использования. Реакция деления ядер урана сопровождается необходимым тепловыделением.

Главным преимуществом атомной энергетики является то, что теплота сгорания уранового топлива несравненно выше теплоты сгорания основного вида топлива современных ТЭС – угля. Так, считается, что при делении ядер 1 кг урана выделяется $20 \cdot 10^9$ ккал, что соответствует $23 \cdot 10^6$ кВт·ч электрической энергии, в то время как сжигание 1 кг угля даёт всего 7-8 кВт·ч.

Природный уран представляет собой смесь трех различных изотопов ^{238}U (99,28%), ^{235}U (0,714%), ^{234}U (0,006%). В современных реакторах для деления ядер исходного топлива используются так называемые тепловые нейтроны. Тепловые или медленные нейтроны получаются в результате искусственного

снижения их энергии от 10 МэВ в момент деления до 0,1 эВ, что эквивалентно снижению их скоростей с 40000 до 4 км/с. Замедление происходит за счет столкновения образовавшихся нейтронов с легкими ядрами замедлителя. При бомбардировке ядер природного урана тепловыми нейтронами «сгорает» лишь незначительная часть ядерного топлива - происходит деление лишь изотопа ^{235}U . Для деления ядер изотопа ^{238}U нужны нейтроны с энергией не менее 6,7 эВ (30 км/с). АЭС с реакторами на быстрых нейтронах не нашли еще широкого промышленного применения.

Существует несколько типов реакторов на тепловых нейтронах, однако всем им присущи некоторые общие элементы, рис. 2.9.

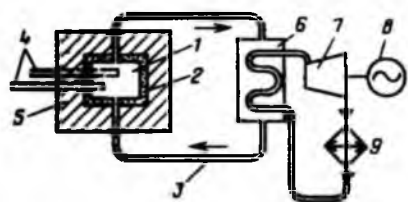


Рис. 2.9 Упрощенная схема АЭС

Реакторы имеют так называемую активную зону (1), в которую загружается ядерное топливо, содержащее ^{235}U и замедлитель (обычно графит или вода). Для сокращения утечки нейтронов активная зона окружена отражателем (2). За отражателем размещается бетонная защита (5) от радиоактивных излучений. Количество ядерного

топлива в реакторе обычно значительно превышает критическую массу. Поэтому в активную зону вводят сильный поглотитель нейтронов в виде стержней (4) из карбида бора. По мере выгорания топлива регулирующие (компенсирующие) стержни (4) извлекаются из активной зоны. Нагретый теплоноситель (например, вода) отводится по трубам (3) в теплообменник-парогенератор (6), где передает свое тепло рабочему телу (например, воде, проходящей по змеевикам и превращающейся в пар). Рабочее тело (пар) поступает в турбину (7), вращает вал турбины, соединенный с валом генератора (8). Отрабатанный в турбине пар попадает в конденсатор (9), после чего сконденсированная вода вновь идет в теплообменник.

2.4.3. ГЭС и ГАЭС

Повторим, что гидростанции (рис. 2.10), преобразуя механическую энергию водного потока в электрическую посредством гидравлических турбин, приводящих во вращение электрические генераторы (см. главы 5, 6) получили широкое распространение в мире. Главный фактор этого – **восполнимость** источника механической энергии, энергии водотока.

В докладе комиссии ГОЭЛРО была определена мощность ряда ГЭС, которые должны были быть построены в европейской части России, на Алтае и в Средней Азии и дана очень яркая оценка важности использования гидроресурсов: «Указанная мощность 950 тыс. кВт на зажимах динамо, конечно, не создает еще крупного переворота в снабжении страны энергией, но даже и это скромное число при средней работе станции 3500 ч. в год дает

3325 млн. кВт·ч., что соответствует 200 млн. пудов условного топлива (у.т.) в год... Экономия в области перевозок горючего выразится крупным числом в 80 млрд. пудов в год... Однако этот, казалось бы, незначительный подъем в своем значении увеличивается тем обстоятельством, что гидроцентрали (ГЭС) создаются в наиболее важных пунктах страны, где каждый установленный киловатт по своему значению во много раз превосходит средние числа. Это особое значение получается для некоторых мест благодаря исключительно низкой себестоимости водной энергии, а для других играет весьма крупную роль в качестве регулятора нашего внешнего товарооборота». Эта оценка **эффективности ГЭС** не потеряла своего значения и в настоящее время. Сворачивание программ гидроэнергостроительства в России в последние 15 лет XX века проявились такими негативными последствиями, как, например, в Приморье – большими перебоями в электро- и теплоснабжении зимой 2000-2001 г.г.

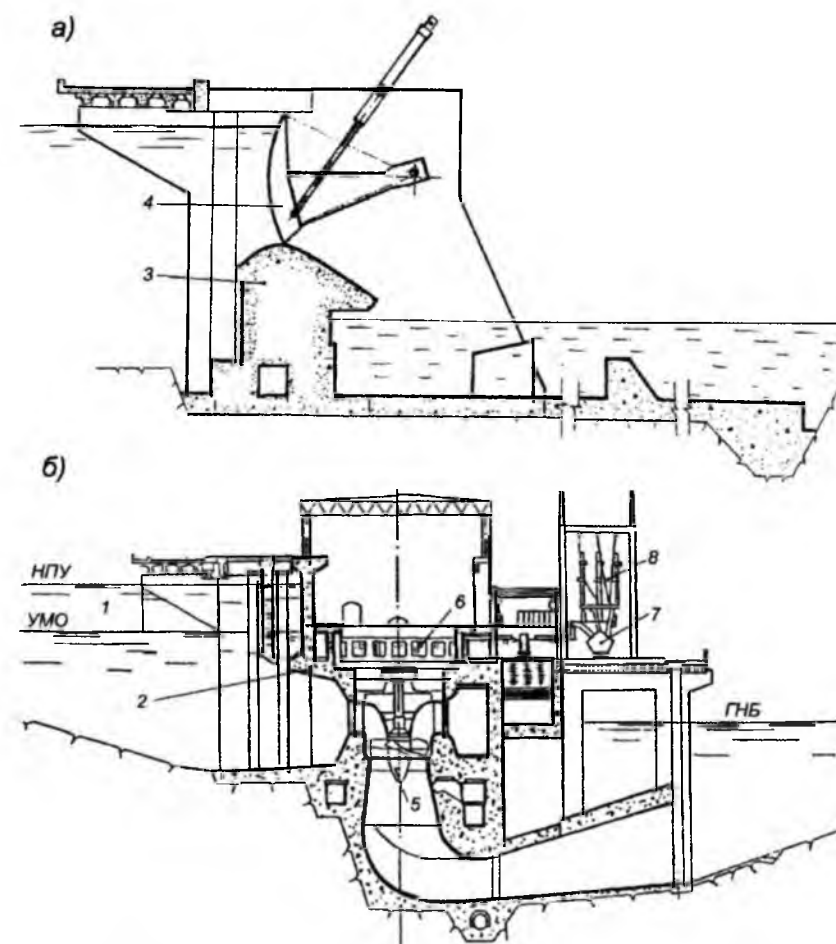


Рис. 2.10 Майнская ГЭС на р. Енисей – разрезы:

а) по водосбросной плотине; б) – по зданию ГЭС; 1 – водохранилище; 2 – здание ГЭС; 3 – водосбросная плотина; 4 – сегментный затвор; 5 – турбина; 6 – генератор; 7 – трансформатор; 8 – распределительное устройство

На рис. 2.10, где представлена низконапорная русловая Майнская ГЭС на р. Енисей хорошо видны основные элементы ГЭС, схематично изложенные ранее в гл. 1 (рис. 1.9): водохранилище недельно-суточного регулирования (1); гидротехнические сооружения состоящие из здания ГЭС, являющегося напорным сооружением (2) и водосбросной плотины (3) с сегментными затворами (4), а также основное гидросиловое и электротехническое оборудование – турбина (5), генератор (6), трансформатор (7), распределительное устройство (8). Подробно обо всех элементах ГЭС изложено в главах 3, 4, 5, 6

В России действует 64 ГЭС мощностью выше 30 МВт, в том числе 23 ГЭС мощностью 300 МВт и более. Выработка электроэнергии ГЭС эквивалентна 60 млн. т. у.т. в год. Работа гидроэлектростанций не зависит от социально-экономической ситуации в стране и поэтому они – становой хребет энергосистем и хозяйства страны в целом. Там где не было нарушено объективное соотношение доли электроэнергии ГЭС в общем балансе, там в самых сложных условиях становления рынка перерыва в электроснабжении не было. В нижеследующей таблице приведены данные о гидроэнергетике в ряде стран мира, относящиеся к разным годам в период 1991-1995 г.г.

Таблица 2.7. Состояние развития гидроэнергетики в мире

Страна	Установленная мощность, МВт			Выработка электроэнергии в год, млрд. кВт.ч.	
	действующих	строящихся	проектируемых	ГЭС	доля ГЭС от общей выработки, %
Аргентина	6300	3300	-	15,9	29,7
Бразилия	47800	9900	100700	228,0	95,0
Венесуэла	11000	4100	3800	36,5	59,7
Индия	18400	8900	17700	71,7	27,0
Испания	17000	400	800	25,1	15,7
Китай	40000	20400	70000	125	18,4
Канада	59000	4000	7800	293	63,0
Норвегия	27000	180	-	112	99,6
Турция	9900	3100	22300	36,3	38,0
Франция	24500	130	100	69,2	14,0
Швеция	16400	50	-	73,3	52,0
Швейцария	9900	1400	4200	31,5	61,0
Япония	21000	350	1700	92,1	10,2
СНГ, в т.ч. Россия	88600	12600	35600	226,0	20,6

Неоспоримые преимущества ГЭС, заключающиеся в их маневренности, стабильности производства электроэнергии в кризисных экономических ситуациях, низкой себестоимости электроэнергии, комплексном использовании водных ресурсов, экономии органического топлива, отсутствии выбросов, загрязняющих окружающую среду, концентрации капитала, хороших условиях труда остаются основой в планировании освоения гидроресурсов с тем, чтобы обеспечить объективную долю мощности и электроэнергии ГЭС в энергосистемах.

Во всем мире активно осваиваются гидроресурсы путем строительства и крупнейших, и малых, и микро-ГЭС. Лидирует в этом строительстве Китай, где в последнее время мощность малых ГЭС увеличивается на 1,2-1,5 млн. кВт, а также строится самая мощная ГЭС Мира – 18,2 млн. кВт.

ГАЭС предназначена для покрытия пиков графика электрической нагрузки энергосистемы с использованием электроэнергии в период глубоких провалов нагрузки (рис. 1.18). ГАЭС практически не нуждается в постоянном водотоке, поскольку работает, используя воду, накопленную в водохранилище и таким водохранилищем (верхний бассейн) может быть озеро, море или искусственный бассейн, заполненный водами снеготаяния или реками с очень малыми расходами, т.е. такое водохранилище нуждается в подпитке лишь на потери (фильтрация воды, испарение). Но для работы ГАЭС необходим еще один – нижний бассейн. Между двумя этими бассейнами и образуется напор, необходимый для работы ГАЭС, как гидроэлектростанции, вырабатывающей электроэнергию в часы пика нагрузки в энергосистеме. В этот период вода из верхнего бассейна через турбины сбрасывается в нижний бассейн. В часы провала нагрузки, когда появляется «свободная» электроэнергия, ГАЭС работает как насосная станция, перекачивая воду из нижнего бассейна в верхний. В зависимости от природных условий здание ГАЭС размещается на поверхности земли или под землей, все чаще приобретают распространение подземные ГАЭС.

В ряде районов и стран, не имеющих достаточных гидроресурсов, а кроме того в связи со все более изменяющимся графиком нагрузки, широко развернуто строительство ГАЭС.

Таблица 2.8. Гидроаккумулирующие электростанции в мире

Страна	эксплуатируемые		строящиеся		планируемые		Выработка электроэнергии в год, млн. кВт.ч.
	кол.	установ- ленная мощность, МВт	кол.	установ- ленная мощность, МВт	кол.	установ- ленная мощность, МВт	
Австрия	6	2837	0	0	4	1700	4100
Германия	35	5688	0	0	1	1060	4396
Индия	2	412	6	3192	2	1025	данных нет
Испания	23	4915	3	1320	11	-	3375
Италия	20	6449	3	600	1	1000	3259
Китай	3	283	4	3890	7	7000	92
Мексика	0	0	0	0	8	2800	-
Польша	3	1330	1	750	4	2080	1902
Португалия	4	562	1	140	3	402	151
Россия	1	800	1	400	2	3400	683
США	38	18091	2	975	34	20267	данных нет
Франция	22	4900	0	0	0	0	279
Чехия и Словакия	5	1319	1	650	1	710	632
Швейцария	18	1768	0	0	5	1033	1640
Южная Корея	2	1032	2	1300	2	1700	2415
Япония	38	17005	8	5480	данных нет		данных нет

В таблице 2.8 приведены данные, относящиеся к разным годам в период 1991-1995 г.г. о ГАЭС некоторых стран в мире.

Таблица свидетельствует, какое значение в мире придается строительству ГАЭС, подчеркивая этим важнейшую их роль в работе энергосистем.

На рис. 2.11 представлена подземная ГАЭС, проект которой реализуется. Эта ГАЭС будет работать в сочетании с АЭС, размещающейся на насыпном, так называемом, энергоострове. Нижнее водохранилище такой ГАЭС в виде системы горных выемок располагается под землей и сообщается с поверхностью вертикальной шахтой. Это смелый проект получил одобрение в мире, поскольку может быть реализован у любого центра крупных потребителей электроэнергии и не зависит от наличия подходящего рельефа местности с необходимым перепадом высот. На ГАЭС применяются различного типа обратимые гидроагрегаты, о которых сказано в гл. 5.

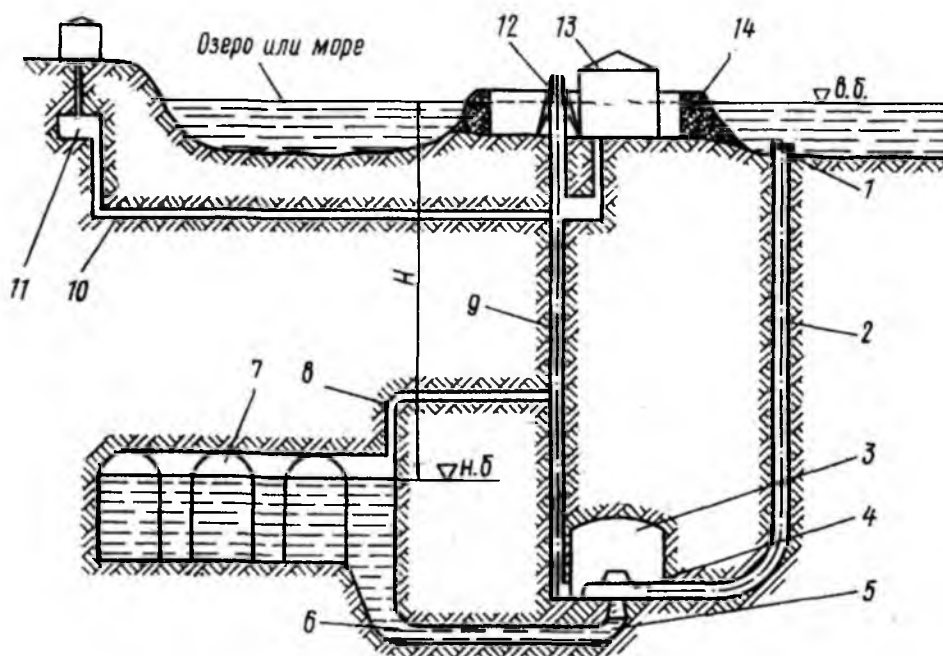


Рис. 2.11 Схема подземной ГАЭС в компоновке энергоострова

- 1 – водоприемник; 2 – напорный водовод; 3 – здание ГАЭС; 4 – обратимый гидроагрегат;
 5 – отсасывающе-всасывающая труба; 6 – отводящий водовод;
 7 – подземное водохранилище; 8 – туннель для воздуха; 9 – подземная шахта;
 10 – туннель электропередачи; 11 – электроподстанция; 12 – шахтный подъемник;
 13 – атомная электростанция; 14 – дамбы энергоострова

2.4.4. Выбор типа электростанции

Каждый тип источника электрической энергии (ТЭС, АЭС, ГАЭС) имеет свои достоинства и недостатки. Решение о строительстве одного из трех типов принципиально разных электростанций принимается на основе технико-экономического сопоставления вариантов.

Тепловые электростанции – небольшой мощности КЭС, а также ТЭЦ обладают тем преимуществом, что стоимость строительства и сроки их возведения, как правило, меньше срока и стоимости строительства ГАЭС и АЭС. Период строительства крупных КЭС, например, Березовской ГРЭС-1 Канско-Ачинского бассейна требует достаточно большого времени, а по стоимости они сравнялись с крупными гидростанциями. Так основные работы на Саяно-Шушенской ГАЭС были начаты в 1970 г., на Березовской ГРЭС-1 в 1980 г.; пуск первого агрегата на Саяно-Шушенской ГАЭС произведен в 1978 г., на Березовской ГРЭС-1 в 1988 г., т.е. цикл основных работ, как мы видим, был одинаков.

Недостатками ТЭС являются:

- дороговизна в эксплуатации из-за высокой стоимости горючего (угля, мазута, газа) и его транспортировки;
- невосполнимость и ограниченность мировых запасов органического топлива;
- наибольший (по сравнению с ГАЭС и АЭС) вред окружающей среде за счет выбросов в атмосферу продуктов сгорания топлива и тепловое загрязнение водоемов вследствие сброса в них отработанной теплой воды; глубокая очистка выбрасываемых газов и переход на оборотные системы технического водоснабжения, как уже отмечалось выше, приближают стоимость ТЭС к стоимости ГАЭС;
- относительно низкая маневренность, как правило, они работают «в базисе» нагрузки; изменение режима работы блока, например паротурбинной ТЭС требует времени и дополнительных затрат топлива.

АЭС по срокам, стоимости строительства и эксплуатации занимает промежуточное место между ТЭС и ГАЭС: стоимость строительства АЭС, как правило, ниже стоимости строительства ГАЭС, но выше, чем ТЭС, стоимость же электрической энергии самая высокая на ТЭС, самая низкая – на ГАЭС.

Основными недостатками АЭС являются:

- ограниченность и невосполнимость горючего для современных АЭС на тепловых нейтронах;
- отсутствие маневренности;
- катастрофические последствия от аварий на АЭС.

Гидроэлектростанции являются самыми капиталоемкими источниками электрической энергии (их срок окупаемости 5-8 лет). Основное время и деньги

тратятся на строительство плотин, стоимость оборудования (турбин, генераторов, систем управления) не превышает 10% от общей стоимости. Получение гидроэлектроэнергии возможно лишь через несколько лет после начала их строительства.

Главными преимуществами ГЭС являются:

- гидроэнергия восполняема (пока существует река);
- низкая стоимость энергии (на порядок ниже, чем на ТЭС и АЭС);
- высокая маневренность (увеличение или уменьшение вырабатываемой гидроагрегатом энергии производится в течение нескольких секунд увеличением или уменьшением подачи воды к агрегату); маневренная (**пиковая**) энергия (мощность) особенно ценна, так как идет на покрытие пиков потребления энергии и является аварийным резервом энергосистем;
- относительная экологическая чистота;
- экономия трудовых ресурсов; замена действующих в России ГЭС на ТЭС и АЭС потребовала бы дополнительно 500 тыс. рабочих (с учетом шахтеров, добывающих топливо, и железнодорожников, это топливо транспортирующих); для малонаселенных районов Сибири и Дальнего Востока экономия трудовых ресурсов особенно важна.

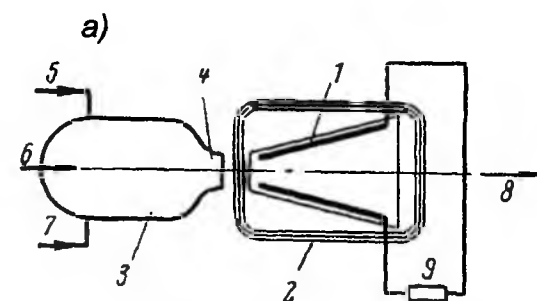
Выбор источника электрической энергии (ГЭС, ТЭС, АЭС) производится на основе технико-экономического сравнения.

Учитываться должны все известные факторы, способные повлиять на выбор источника электроэнергии: характер потребителя, удаленность его от существующих источников энергосистемы; наличие экономически выгодных гидроресурсов или минерального топлива в районе потребления электроэнергии; инвестиционные возможности заказчика (заказчиков); степень сложившейся техногенной нагрузки на район потребления; социальные аспекты и степень освоенности региона, транспортные связи, трудовые ресурсы; локальная значимость потребителя или он представляет интерес для страны в целом и т.п. На начальном этапе проектирования гидроузла обязательно рассматриваются альтернативные варианты строительства ТЭС или АЭС. Если потребитель заинтересован в получении значительного количества тепловой энергии с высокими параметрами пара, то предпочтение отдается строительству ТЭС. Определяющими в выборе варианта могут оказаться такие факторы, как наличие необходимых денежных средств, сроки ввода мощностей, наличие подходящего водотока или близость к месторождению дешевого органического топлива. В случае дефицита инвестиций, при необходимости получения электрической энергии в максимально короткие сроки, предпочтение может быть отдано строительству ТЭС. Однако дальнейшая эксплуатация ТЭС будет обходиться дороже, чем ГЭС, из-за дороговизны топлива.

2.4.5. Нетрадиционные источники энергии

Глобальная обеспеченность органическими энергоресурсами ограничена. Современная гидроэнергетика и ядерная энергетика также не смогут в течение столетий удовлетворить потребность человечества в энергии. Поэтому во всем мире ведутся поиски нетрадиционных источников энергии.

К **нетрадиционным невозобновляемым источникам энергии**, в первую очередь, относят **термоядерную энергетику и магнитогидродинамические генераторы (МГД-генераторы)** (рис. 2.12 а). Привлекательность МГД-генератора заключается в том, что можно получать электроэнергию без движущихся машин. Газы нагреваются в камере сгорания (3) МГД-генератора до температуры 5000-7000°C (до состояния плазмы), способной к электропроводимости и проходят с огромной скоростью через магнитное поле магнита (2) в результате чего возбуждается электродвижущая сила ЭДС (см. гл. 6). С помощью электродов генератора (1) электрический ток поступает во внешнюю цепь (9). Однако до реализации в промышленных целях необходимо преодолеть большие технические трудности, связанные с работой узлов МГД-генератора, а также других устройств в условиях сверхвысоких температур.



а) Схема МГД-генератора

- 1 – генератор; 2 – магнит; 3 – камера сгорания;
4 – сопло; 5 – подача топлива;
6 – подача воздуха; 7 – подача присадки (ионизирующей); 8 – выход газов;
9 – внешняя электрическая цепь

б) Схема использования процесса извлечения теплоты из сухих горячих пород

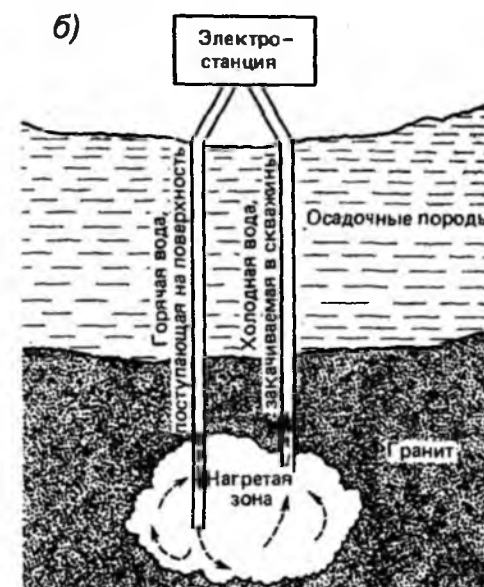


Рис. 2.12

Использование термоядерных электростанций в промышленных целях также наталкивается на не преодоленные пока технические трудности несмотря на то, что принципиальная возможность их возведения научно обоснована. Кроме того, термоядерная энергия (как и энергия органических топлив) способна создать недопустимый тепловой перегрев среды обитания (парниковый эффект и т.п.) и поэтому не может развиваться неограниченно.

К нетрадиционным возобновляемым источникам электрической энергии, обычно, относят энергию ветра, солнца, энергию океанов и морей, а также геотермальную энергию (Гео ТЭС) (теплота недр Земли, использование геотермальных вод рис. 2.12 б).

Солнце излучает огромное количество тепла, из которого на Землю в год попадает $1,2 \cdot 10^{17}$ Вт, что в 10^8 раз больше, чем сегодня потребляется в мире. Поэтому разработка энергетических установок, потребляющих солнечную тепловую энергию, является приоритетной.

Известны два типа солнечных электростанций (СЭС):

- солнечные электростанции, использующие фотоэлектрический эффект (рис. 2.13);

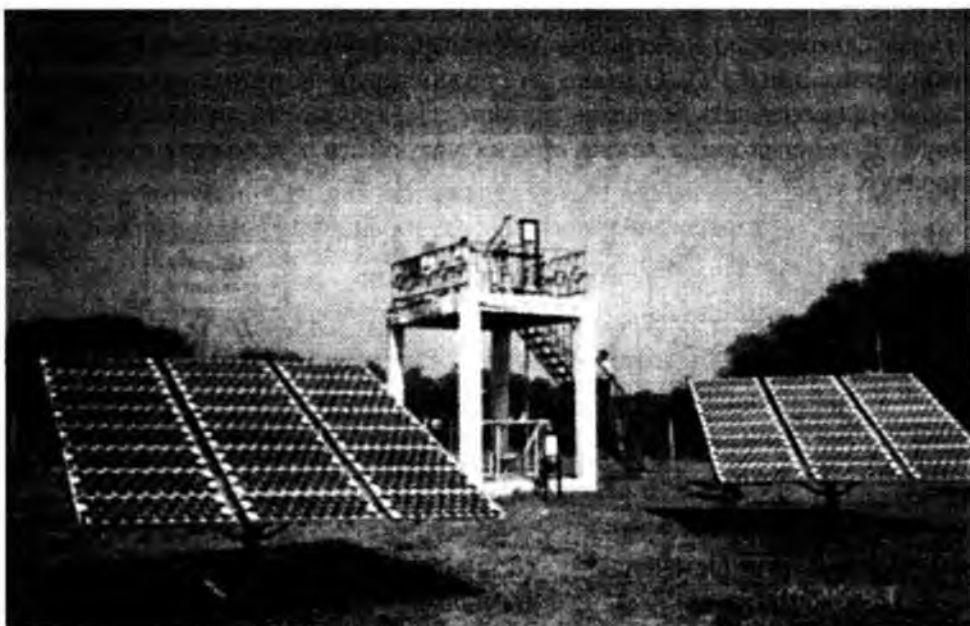


Рис. 2.13 Солнечная водонапорная установка на фотоэлементах

- солнечные электростанции, использующие термодинамический цикл (ТСЭС), в которых солнечное тепло собирается с помощью специальных зеркал-концентраторов, линз или с водной поверхности; собранное тепло используется для нагрева теплоносителя, который далее используется, как на обычных ТЭС (рис. 2.14).

Коэффициент полезного действия современной СЭС 5-10%, и стоимость энергии СЭС в 5-10 раз выше стоимости энергии, вырабатываемой традиционными электростанциями. Считается, что повышение КПД СЭС до 20% позволит стать СЭС конкурентоспособным источником электрической энергии. Выпускаемые в Японии и США фотоэлектрические батареи на основе аморфного кремния и многослойных пленок позволяют довести КПД СЭС до 10%.



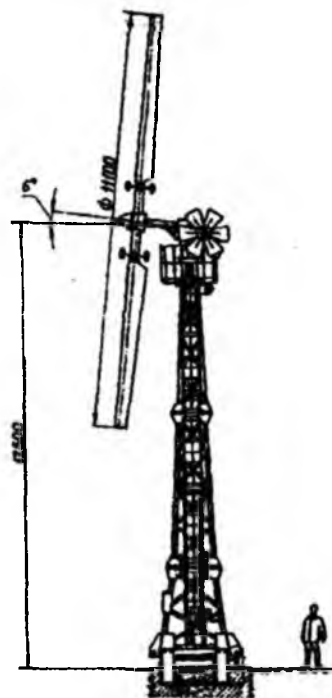
Рис. 2.14 Солнечная электростанция с параболическими концентраторами

Энергия ветра — это преобразованная энергия солнца, вызывающего движение неравномерно нагретых воздушных масс. Теоретические запасы энергии ветра в 100 раз превышают запасы гидроэнергии всех рек земного шара. Принято считать, что возможно реально использовать для нужд энергетики до 10% теоретических запасов. Строительство ВЭУ (ветро-энергетических установок) имеет многовековую историю, начиная с ветряных мельниц (рис. 2.15) и до современных установок (рис. 2.16).



Рис. 2.15 Ветряная мельница в Кихах

а)



б)

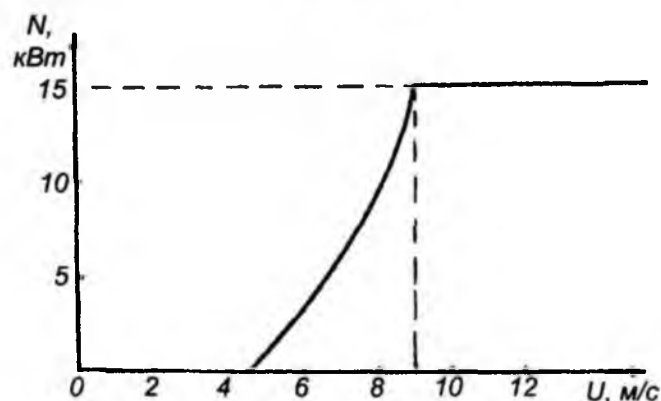


Рис. 2.16

а) общий вид ветроэнергетического агрегата (ВЭА) мощностью 15 кВт по разработкам СПб ГТУ;

б) зависимость выходной электрической мощности ВЭА от скорости ветра

Принцип использования ветровой энергии прост. Мощность N (дж/с) движущегося со скоростью u воздушного потока с поперечным сечением F равна:

$$N = mu^2/2, \quad (2.5)$$

где: m (кг/с) – секундная масса воздуха при его плотности ρ ($\rho = 1,23$ кг/м³ при температуре 15°C и нормальном атмосферном давлении);

$$m = \rho u F \quad (2.6)$$

Подставляя (2.6) в (2.5), получим:

$$N = \rho u^3 F/2 \quad (2.7)$$

Переведем размерность Дж/с в кВт, получим:

$$N = \frac{9.81}{2 \cdot 1000} \rho u^3 F = 0,0049 \rho u^3 F \quad (2.8)$$

Зависимость (2.8) позволяет вычислить полную мощность ветрового потока в кВт.

Если в движущийся ветровой поток поместить подвижное колесо, удастся часть энергии ветрового потока превратить в механическую энергию вращения. Как показано Н.Е. Жуковским, часть мощности ветрового потока, которую удастся преобразовать в механическую, называется **коэффициентом использования ветра**, который для идеального крыльчатого колеса составляет 0,593. Реальный коэффициент полезного действия ветрового колеса не превышает 45-48%.

ВЭС (ветровые электростанции рис. 2.17) представляют собой группу ВЭУ, отстоящих друг от друга на небольшом расстоянии. Установленная мощность ВЭС мира на начало 1988 г. составляла 2 млн. кВт (0,04% выработки электрической энергии). Наибольших успехов в строительстве ВЭС достигли США и Дания, где доля ВЭС в производстве электроэнергии составляет 2%. Столь слабое распространение ВЭС обусловлено рядом причин, которые делают их более дорогими, чем традиционные источники электроэнергии.

Как видно из формулы (2.8), мощность ветрового потока пропорциональна кубу его скорости и площади перехватываемого потока. Современные ВЭС экономически целесообразно строить в районах, где среднегодовая скорость ветра 5-6 м/с. Для России такие районы находятся по берегам морей и океанов. Для ВЭС необходимы большие площади (ветровые парки), так как современная ВЭУ может взять не более одной двадцать пятой энергии потока ветра на ее территории. Для территории России реален съем с 1 км² мощности 10-15 тыс. кВт. На территории ветровых парков, обычно нет лесов и построек. Земли ветровых парков нельзя считать экологически чистыми. Вибрации, исходящие от ВЭУ, отпугивают от ветровых парков птиц и грызунов.

Скорость ветра весьма изменчива, а энергия ветра пропорциональна третьей степени скорости ветра, то есть при падении скорости ветра втрое, его энергия упадет в 27 раз. Во время штилей ВЭС работать не могут, поэтому их нельзя рассматривать как гарантированный источник энергии. Сказанное относится и к СЭС. Согласно современной концепции, ВЭУ и солнечные электростанции должны дублироваться маневренными мощностями

гидростанций или газотурбинных установок, которые способны «подхватить» нагрузку остановленной ВЭС. Таким образом, ВЭС и СЭС позволяют экономить топливо, но не уменьшают установленных мощностей.



Рис. 2.17 Ветровая электростанция (группа ВЭУ – архитектурный проект)

В мире имеются опытные ветро-водородные электростанции (ВВЭС), которые, возможно, позволят со временем сделать ВЭУ гарантированными источниками энергии. Идея таких станций – использование водорода в качестве топлива. Водород получается путем электролизного разложения воды с помощью электроэнергии ВЭС. В США, на Аляске имеется поселок, энергоснабжение которого осуществляется опытной ВВЭС мощностью 20 тыс. кВт. Однако цена такой энергии в несколько раз дороже энергии, полученной от традиционных источников. Примерно половину стоимости ВВЭС составляет оборудование для разложения воды и хранения водорода.

В настоящее время вклад ВЭС и СЭС в энергетический баланс пренебрежимо мал. Например, на начало 1988 г. установленная мощность ВЭС в мире была 2 млн. кВт, а количество вырабатываемой всеми СЭС электроэнергии на 1988 год не превышало выработки одной Курпсайской ГЭС в Киргизии (установленная мощность 800 тыс. кВт, 2,6 млрд. кВт·ч в год). Тем не менее, во всем мире проявляется большой интерес к строительству и совершенствованию ВЭС и СЭС. Энергетические программы многих развитых

стран мира предусматривают развитие технологий нетрадиционного получения электроэнергии. Строительство ветровых и солнечных электростанций поощряется экономически налоговыми льготами, ссудами и т.п. В СССР с начала 80-х годов XX века действовала Энергетическая программа, согласно которой к 2000 году нетрадиционные источники должны были давать 3% всей производимой электроэнергии. В связи с распадом СССР и последовавшим за ним общим экономическим спадом, эта программа не была выполнена.

Существует значительное число проектов энергетического использования энергии морей и океанов – волновые энергетические установки, использующие энергию волн, океанические тепловые станции, основанные на использовании разности температур морской воды на поверхности и на глубине, установки, использующие энергию океанических течений. Однако, промышленное использование получили пока ПЭС – приливные электростанции (рис. 2.18).

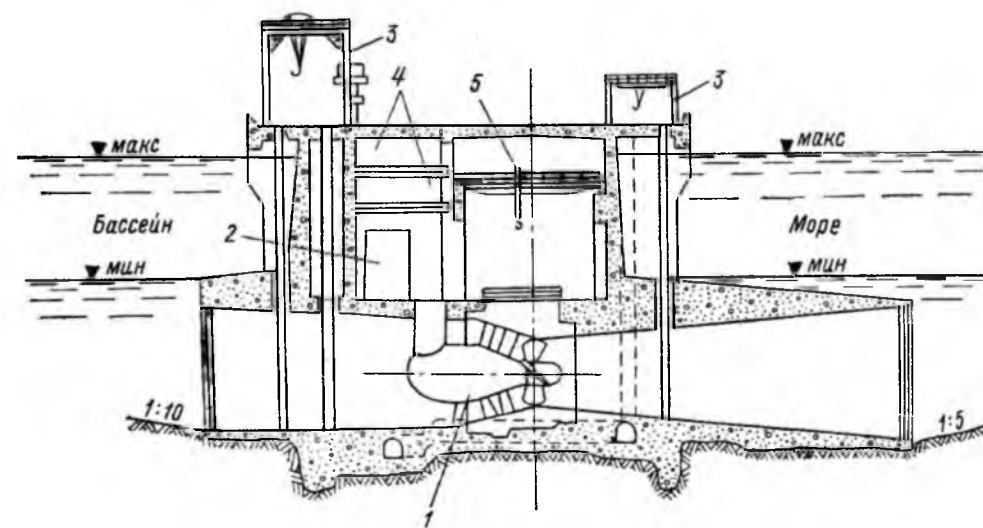


Рис. 2.18 Приливная электростанция (здание ПЭС закрытого типа с капсульными агрегатами (вариант проекта))

1 – капсульный агрегат; 2 – повышающий трансформатор;
3 – козловый кран для обслуживания затворов и решеток; 4 – кабельный коридор;
5 – мостовой кран машинного зала

Приливы являются следствием взаимного притяжения системы Земля – Луна – Солнце. Они поднимают уровень морей у берегов от нескольких сантиметров до нескольких метров с периодичностью 12 час. 25 мин. Наивысший прилив наблюдается на берегах залива Фанди (Канада) и достигает 19 м. У берегов России высокие приливы (до 10 м) наблюдаются в заливах Охотского и Белого морей. На Мурманском побережье прилив достигает 7 м.

Идея ПЭС заключается в следующем: залив (губа, фиорд) отсекается от моря плотиной с водопропускными отверстиями. Во время прилива отверстия открыты, в залив поступает вода и уровень повышается. К началу отлива отверстия закрываются. В открытом море при отливе уровень понижается, а в заливе при закрытых отверстиях – нет. В створе плотины образуется перепад уровней (напор), который используется для производства электроэнергии.

ПЭС были первым из нетрадиционных источников, использованным для промышленного производства электрической энергии (ПЭС Сен-Мало, Франция). В России имеется опыт успешной эксплуатации экспериментальной Килгубской ПЭС мощностью 400 кВт, построенной в 1961-66 гг., разработан проект опытно-промышленной Кольской ПЭС мощностью 40 МВт. Всего в России за счет освоения приливной энергии возможно получение 270 млрд. кВт·ч электрической энергии. В перспективе строительство ПЭС может решить проблему электроснабжения Европейского Севера России.

Локальную проблему энергоснабжения Камчатки способна решить геотермальная энергетика. Прогнозные запасы геотермального теплоносителя (горячих вод) юга Камчатки позволяют построить там несколько ГеоТЭС суммарной мощностью 700 МВт, что позволит отказаться от привозимого с материка мазута.

Завершая краткий обзор нетрадиционных возобновляемых источников энергии можно констатировать, что все они пока уступают традиционным по своим реальным техническим возможностям. Потребуется немалое время, прежде чем эти источники станут реальной альтернативой ТЭС, АЭС и ГЭС.

Использованная литература

1. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов СССР. Под ред. П.С. Непорожного. – М.: Энергоиздат, 1982. – 560 с., ил.
2. Гидротехнические сооружения: В 2 ч. Ч.1: Учебник для студентов вузов / Под ред. М.М. Гришина – М: Высш. школа, 1979. – 615 с., ил.
3. Использование водной энергии / Под ред. Д.С. Щавелева – Л.: Энергия, 1976. – 656 с., ил.
4. Львов А.В., Федоров М.П., Шульман С.Г. Надежность и экологическая безопасность гидротехнических установок. – СПб.: Изд-во СПб ГТУ, 1999. – 440 с., ил.
5. Нарышкина Н.А. Энергия труда и таланта. СПб.: Изд-во СПб ГТУ, 2000. – 166 с., ил.

6. Никитин С.Н. Методика водноэнергетических расчётов. – М.: Госэнергоиздат, 1949. – 238 с., ил.
7. Справочник по гидротехнике. ВНИИ ВОДГЕО. – М.: Гослитиздат по строительству и архитектуре, 1955. – 828 с., ил.
8. Энергетика мира: Переводы докладов XII конгресса МИРЭК / Под ред. П.С. Непорожного, В.И. Попкова. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 232 с., ил.
9. Электроэнергетика России. История и перспективы развития / Под общей ред. А.Ф. Дьякова. – М.: АО «Информэнерго», 1997. – 568 2442 с., ил.

Основные водоподпорные сооружения гидроэлектростанций

3

3.1. Типы гидротехнических сооружений

В зависимости от характера воздействия на речной поток гидротехнические сооружения принято подразделять на группы, важнейшими из которых являются: водоподпорные, руслорегулирующие, водопроводящие, судо- и водопропускные (водосбросные).

Водоподпорные сооружения перегораживают русла рек, тем самым, существенно меняют уровень воды в потоке и создают **подпор** – разницу уровней воды до и после сооружения. Основное водоподпорное сооружение – плотина. Плотина полностью перегораживает русло реки. Уже отмечалось, что поток выше по течению плотины называют **верхним бьефом (ВБ)**, ниже по течению – **нижним бьефом (НБ)**. Уровни воды в верхнем и нижнем бьефах вблизи плотины обозначают соответственно **УВБ** и **УНБ**, (рис. 3.1). Разность УВБ и УНБ называют **напором** и обозначают (H). Максимальный уровень верхнего бьефа, который можно держать сколь угодно долго в условиях нормальной эксплуатации, принято обозначать **НПУ** – **нормальный подпорный уровень**, а минимальный **УМО** – **уровень мертвого объема**. Часть объема водохранилища между НПУ и УМО называют **полезным**, ниже УМО – **мертвым объемом**; **форсированный подпорный уровень (ФПУ)** – это уровень, до которого временно допускается заполнение водохранилища в период пропуска катастрофических половодий и паводков, что является чрезвычайными условиями эксплуатации подпорных сооружений.

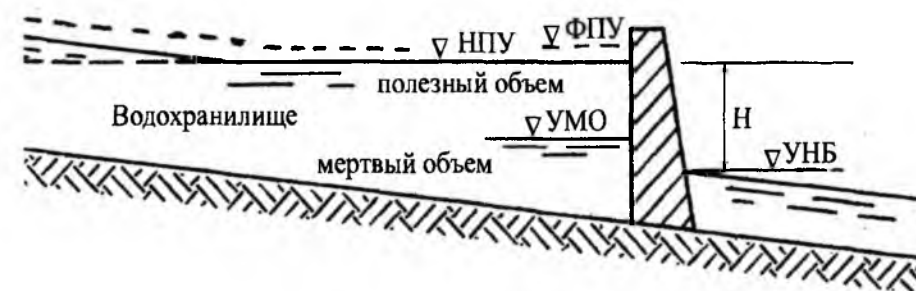


Рис. 3.1 Схема водоподпорного сооружения с водохранилищем

На некотором расстоянии от плотины подпор исчезает (**выклинивается**). Подпертую часть реки называют **водохранилищем**. Если в плотине (или в обход её) имеются отверстия для пропуска воды, оборудованные **затворами**, то это позволяет регулировать сток реки – менять количество сбрасываемой воды из верхнего бьефа в нижний по определенному графику, выгодному водопотребителям и водопользователям. Если на подпертой части русла реки (в пределах водохранилища) нет притоков, то расходы воды в каждом сечении водохранилища постоянны (в силу неразрывности водного потока). В водохранилище существенно меняются ширина и глубина потока, а также скорости реки. Как правило, по мере приближения к плотине ширина и глубина возрастают, а скорости течения воды уменьшаются.

Изменение водного режима в зоне подпора существенно влияет на природно-климатические условия региона. Меняется режим подземных вод русла и берегов. Воды верхнего бьефа постепенно насыщают грунт берегов, что может привести к подтоплению и заболачиванию прилегающих земель. **Фильтрация** (движение воды от верхнего бьефа к нижнему в грунтах основания и берегов) может вызвать значительные потери воды из водохранилища и привести к выпору грунтов основания. В основании плотин в зоне вечной мерзлоты в силу положительной температуры воды, действующей на мерзлоту, происходит оттаивание грунтов, прилегающих ко дну водохранилища, при этом оттаявшие грунты основания могут потерять свою прочность и увеличить **водопроницаемость**. Вода нагревается и остывает медленнее, чем воздух. Поэтому крупное водохранилище делает климат окружающей местности «более морским и менее континентальным»: зима делается теплее, а лето прохладнее. Водохранилище затопливает часть плодородных земель (в частности, заливных лугов). В силу малости скоростей воды в водохранилище и относительно более высокой, чем в реке, температуры поверхностных вод, в водохранилище может произойти ухудшение качества воды (ее механическое, химическое и биологическое загрязнение). Водохранилище по своему водному режиму напоминает озеро с сильно меняющимся, в пределах цикла регулирования, уровнем воды. Это меняет условия жизни рыб в водохранилище. Водохранилище может повлиять на **сейсмическую активность** региона и вызвать **наведенную сейсмичность**. Эти, а также еще ряд факторов, необходимо иметь в виду при возведении плотин и проектировать специальные меры защиты от негативных воздействий водохранилищ на окружающую среду и соответствующие компенсационные мероприятия. Наибольший вред наносят водохранилища на равнинных реках, где зачастую имеются обширные площади мелководий, если не принять мер по обвалованию таких территорий.

Водоподпорные сооружения – наиболее ответственные, так как несут большую нагрузку – давление воды верхнего бьефа. Отказ водоподпорного сооружения может привести к прорыву напорного фронта и неконтролируемому переливу воды в нижний бьеф, что грозит катастрофическими последствиями. Основное водоподпорное сооружение – плотина. На гидроэлектростанциях с малыми и средними напорами (до 40 м) подпорными сооружениями могут быть и силовые здания ГЭС (рис. 2.10). При русловой компоновке ГЭС (см. ниже) здание ГЭС входит наряду с плотиной в состав напорного фронта. Водоподпорными сооружениями являются также шлюзы.

Руслорегулирующие сооружения не создают, как правило, подпора и служат для изменения направления и скоростей потока, обеспечивая необходимые условия для защиты берегов от размыва, улучшая условия для забора воды, судоходства, сплава леса. Основной тип руслорегулирующего сооружения – **дамба** – безнапорная плотина, которая не перегораживает и мало стесняет естественные русла рек.

Судопропускными сооружениями являются шлюзы и судоподъемники. Они сооружаются на судоходных реках для перехода судов из нижнего бьефа в верхний и обратно.

Из верхнего бьефа в нижний вода поступает через водопроводящие и водосбросные сооружения.

Водопроводящие сооружения – искусственные русла (каналы, туннели, лотки, трубопроводы). Эти сооружения подводят (отводят) воду к объектам водного хозяйства – к турбинам гидроэлектростанций, на орошаемые земли, в системы водоснабжения предприятий и населенных пунктов.

Водопропускные (водосбросные) сооружения предназначены для сброса «лишней» воды из верхнего бьефа в нижний через плотину или в обход её. Под «лишней» здесь понимается та вода, которую по каким-либо причинам (большой паводок, **санитарный попуск**, временные попуски для ирригации, судоходства) не удастся удержать в водохранилище или использовать для получения электроэнергии. Иногда водосбросные сооружения не выделяют в отдельный класс, а относят либо к водопроводящим, либо к водосбросным плотинам.

Гидротехнические сооружения не исчерпываются рассматриваемыми ниже гидротехническими сооружениями гидроэлектростанций. В их число входят гидротехнические сооружения тепловых и атомных электростанций, ирригационные и портовые сооружения, морские нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения и др. Полный перечень гидротехнических сооружений приведен в Строительных нормах и правилах (СНиП 2.06.01-86 «Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования»).

Согласно нормам, гидротехнические сооружения делятся на **постоянные и временные**. К временным относятся сооружения, используемые только в период строительства и ремонта. Постоянные сооружения подразделяются на **основные и второстепенные**. К основным относятся сооружения, разрушение или повреждение которых приводит к нарушению нормальной эксплуатации – прекращению или уменьшению электроснабжения, подачи воды на орошение или водоснабжение, подтоплению или затоплению территорий, нарушению судоходства, выбросу нефти или газа, ущербу рыбным запасам. К второстепенным относятся гидротехнические сооружения, повреждение которых не несет указанных последствий.

К основным гидротехническим сооружениям относятся:

- плотины;
- устои и подпорные стены, входящие в состав напорного фронта;
- дамбы обвалования;
- водосбросы;
- водоприемники и водозаборные сооружения;
- каналы;

- туннели;
- трубопроводы;
- напорные бассейны и уравнильные резервуары;
- здания гидростанций и насосных станций;
- шлюзы, судоподъемники и судоходные плотины;
- гидротехнические сооружения портов (пристани, причалы);
- гидротехнические сооружения тепловых и атомных электростанций;
- рыбопропускные сооружения, входящие в состав напорного фронта;
- морские нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения.

Рассмотрим схематично основные водоподпорные сооружения гидроэлектростанций.

3.2. Плотины

Наиболее распространенная классификация плотин – по материалу, из которого они возводятся. Современные плотины возводятся либо из искусственного камня – бетона, железобетона, либо из грунтов. Каменная кладка и дерево, как материалы, в современном плотиностроении почти не используются.

Плотины из грунтовых материалов возводятся, как правило, на глухих участках напорного фронта. Бетонные плотины применяются преимущественно для гидроузлов на скальных основаниях, а также для водосбросных участков напорного фронта. Железобетонные плотины характерны для створов на нескальных основаниях. Для многих створов приемлемыми являются несколько типов плотин. Выбор типа и конструкции плотины производится на основе технико-экономического сравнения вариантов.

3.2.1. Грунтовые плотины

Основными конструктивными элементами грунтовой плотины являются **тело плотины**, обеспечивающее ее прочность и устойчивость, **противофильтрационные устройства (ядра, экраны, диафрагмы)**, обеспечивающие водонепроницаемость и **дренажные устройства** для сбора воды, профильтровавшейся через противофильтрационные устройства.

Конструкции грунтовых плотин отличаются большим разнообразием. Какой из вариантов предпочтительнее, решается при сравнении вариантов по стоимости и ряду других параметров (инженерно-геологических условий, наличия соответствующих материалов и механизмов для возведения, времени, необходимого на строительство и т.д.).

Грунтовые плотины в поперечном сечении имеют трапецеидальную форму (рис. 3.2) и в зависимости от типа грунта делятся на **земляные насыпные**, **земляные намывные**, **каменно-земляные** и **каменно-набросные**.

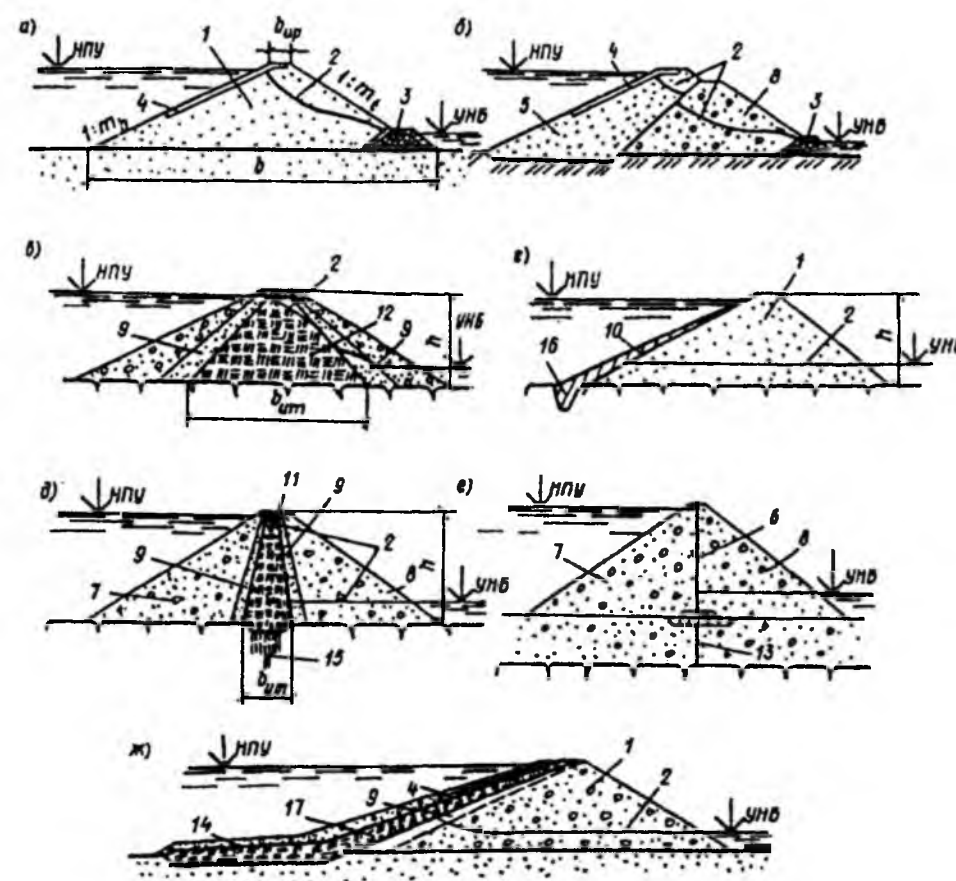


Рис. 3.2 Виды земляных насыпных плотин

- 1 – тело плотины; 2 – поверхность депрессии; 3 – дренаж; 4 – крепление откосов;
 5 – верховая грунтовая противофильтрационная призма; 6 – диафрагма;
 7 – верховая призма; 8 – низовая призма; 9 – переходный слой; 10 – экран из негрунтовых материалов; 11 – грунтовое ядро; 12 – центральная грунтовая противофильтрационная призма; 13 – шпунт или стенка; 14 – понур; 15 – инъекционная (цементационная) завеса (висячая); 16 – зуб; 17 – грунтовый экран; h – высота плотины; b – ширина плотины по низу; $b_{\text{уп}}$ – ширина противофильтрационного устройства понизу; $b_{\text{от}}$ – ширина плотины по гребню; m_1 – коэффициент верхового откоса; m_2 – коэффициент низового откоса

Земляные насыпные плотины либо отсыпают насухо с уплотнением, либо в воду (в воде грунты уплотняются естественным образом); грунты тела плотины – от глинистых до гравийно-обломочных. Особую группу земляных насыпных плотин образуют мерзлые и талые плотины, возводимые в северной строительной-климатической зоне вечной мерзлоты. Виды насыпных земляных плотин показаны на рис. 3.2.

На рис. 3.2а условно изображено поперечное сечение однородной грунтовой плотины. В ней отсутствуют какие-либо противофильтрационные устройства, и тело плотины возведено из однородного грунта (обычно, из песка или супеси).

Тип плотины, ее размеры и конструктивные элементы назначаются на основе расчетов и технико-экономического сопоставления вариантов. Однородная плотина из песка может быть принята, если потери воды из-за фильтрации будут приемлемыми. Для этой цели выполняются фильтрационные расчеты. Размеры сечения однородной плотины рис. 3.2а диктуются необходимостью обеспечения устойчивости ее откосов; допустимы углы заложения откосов (тангенсы углов наклона откоса к горизонту m_n , m_l) меньше углов внутреннего трения (предельных углов, при которых грунт с откоса не сползает). В реальных плотинах углы заложения откосов несколько меньше предельных (предусматривается запас устойчивости откосов). Очень малые углы заложения откосов, существенно меньшие тех, при которых грунт находится в предельном состоянии (вот-вот сползет), нецелесообразно принимать, так как это неоправданно увеличит объем плотины, а, следовательно, и ее стоимость. Ширина сечения по гребню выбирается из условий эксплуатации плотины. Например, если по гребню плотины проходит дорога, то гребень будет шире. Большая часть тела однородной плотины водонасыщена из-за фильтрующейся воды. Свободная поверхность фильтрующейся через тело плотины воды, называется **поверхностью депрессии**. В теле однородной плотины рис. 3.2а поверхность депрессии (свободная поверхность фильтрующейся воды) плавно понижается от УВБ до УНБ. Тангенс угла наклона кривой депрессии к горизонту называется **градиентом напора**. Градиент напора (уклон линии свободной поверхности, фильтрующейся воды в теле грунтовой плотины) не может быть очень большим. При больших уклонах (градиентах напора) может начаться **механическая суффозия** (вымыв песка из тела плотины). Эти, и подобные им задачи, решаются при проектировании грунтовых гидротехнических сооружений и их оснований.

На рис. 3.2г условно показано поперечное сечение плотины с экраном из негрунтового материала (железобетона), уложенного на верховой грани плотины. Тело этой плотины практически сухое: за экраном водонасыщенным будет только грунт, расположенный ниже УНБ. Если основание плотины водопроницаемое, то в нем также устраивается противофильтрационное устройство (например, металлический шпунт, рис. 3.2е).

Насыпная грунтовая плотина с ядром, (рис. 3.2д) имеет верховую и низовую призмы из водопроницаемых грунтов (песок, песчано-гравийная смесь) и водонепроницаемое ядро (глина, суглинок). У плотины такой конструкции в водонасыщенном взвешенном состоянии находится только верховая призма (расположенная выше ядра), а низовая выше УНБ – практически сухая.

Особую группу насыпных плотин составляют земляные насыпные плотины, возводимые в северной строительной-климатической зоне. Эти плотины подразделяются на две подгруппы – мерзлые и талые.

Земляные намывные плотины намываются средствами гидро-механизации из грунтов от глинистых до гравийно-галечных. Виды земляных намывных плотин показаны на рис. 3.3.

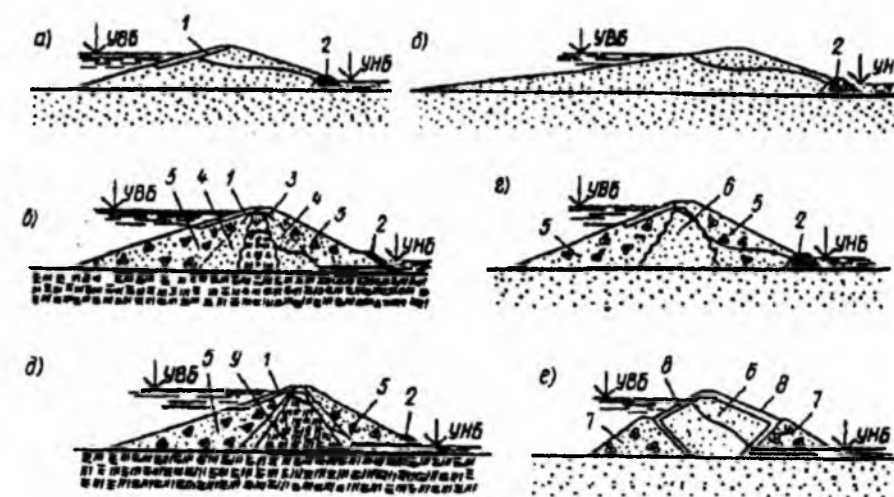


Рис. 3.3 Виды намывных плотин

- 1 – крепление верхового откоса; 2 – дренаж; 3 – намывное ядро; 4 – намывные промежуточные зоны; 5 – намывные боковые зоны; 6 – намывная центральная слабопроницаемая зона; 7 – боковые насыпные призмы (банкетты); 8 – сейсмостойкое крепление откоса; 9 – насыпное глинистое ядро

Каменно-земляные плотины: грунты тела – крупнообломочные, грунты противофильтрационных устройств – от глинистых до мелкопесчаных. Сечения каменно-земляных плотин показаны на рис. 3.4.

На рис. 3.4в изображено поперечное сечение неоднородной каменно-земляной плотины: ее верховой клин – грунтовой экран (глина, суглинок), низовой клин и центральная часть – каменная наброска. Основная часть напора фильтрующейся воды теряется на экране (или на ядре, рис. 3.4б). На границах между материалами (суглинком, песком, каменной наброской) устраиваются прослойки из материалов промежуточной крупности – **обратные фильтры** (поз. 3). Назначение обратных фильтров – не допустить вымывания (уноса) мелких частиц (суглинка в песок, песка в каменную наброску) под действием фильтрующейся воды. Размер частиц обратных фильтров выбирается таким, чтобы эти частицы не могли свободно проходить через поры (пустоты) в грунте, уложенном ниже обратного фильтра.

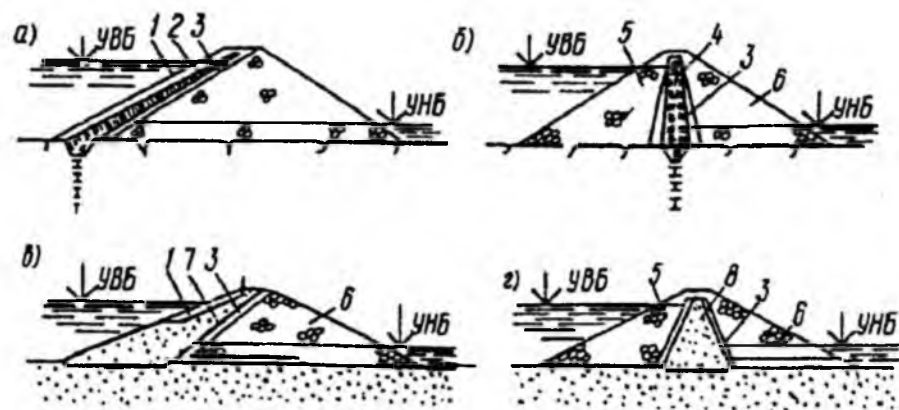


Рис. 3.4 Виды каменно-земляных плотин

- 1 – крепление верхового откоса; 2 – грунтовый экран;
3 – переходные слои (обратные фильтры); 4 – грунтовое ядро;
5, 6 – верховая и низовая призмы;
7, 8 – верховая и центральная грунтовые противофильтрационные призмы

Каменно-набросные плотины: грунты тела – крупнообломочные, противофильтрационные устройства – из негрунтовых материалов, (рис. 3.5).

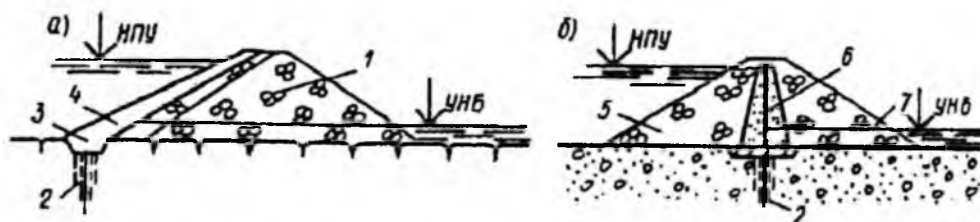


Рис. 3.5 Виды каменно-набросных плотин

- 1 – тело плотины из каменной наброски; 2 – противофильтрационная завеса;
3 – зуб экрана; 4 – железобетонный экран; 5 – верховой клин из каменной наброски;
6 – металлическая диафрагма; 7 – низовой клин из каменной наброски

Примечание. Номенклатура грунтов регламентируется требованиями ГОСТ (Государственных общероссийских стандартов) и СНиП (строительных норм и правил). Согласно ныне действующим ГОСТ, грунты подразделяются на скальные и нескальные. Плотины возводятся из нескальных грунтов. Нескальные грунты в зависимости от крупности частиц, их плотности, пористости, сопротивления одноосному сжатию подразделяются (в порядке убывания крупности частиц) на крупнообломочные (валунные, галечниковые, гравийные), песчаные, пылевато-глинистые (супеси, суглинки, глины).

3.2.2. Бетонные и железобетонные плотины

Бетонные и железобетонные плотины по своей конструкции делятся на гравитационные, контрфорсные и арочные. Каждый тип плотины может иметь как глухие, так и водосбросные участки. Обычно бетонные плотины возводятся

на скальных основаниях. Наиболее распространенные варианты конструкций бетонных плотин на скальных основаниях показаны на рис. 3.6.

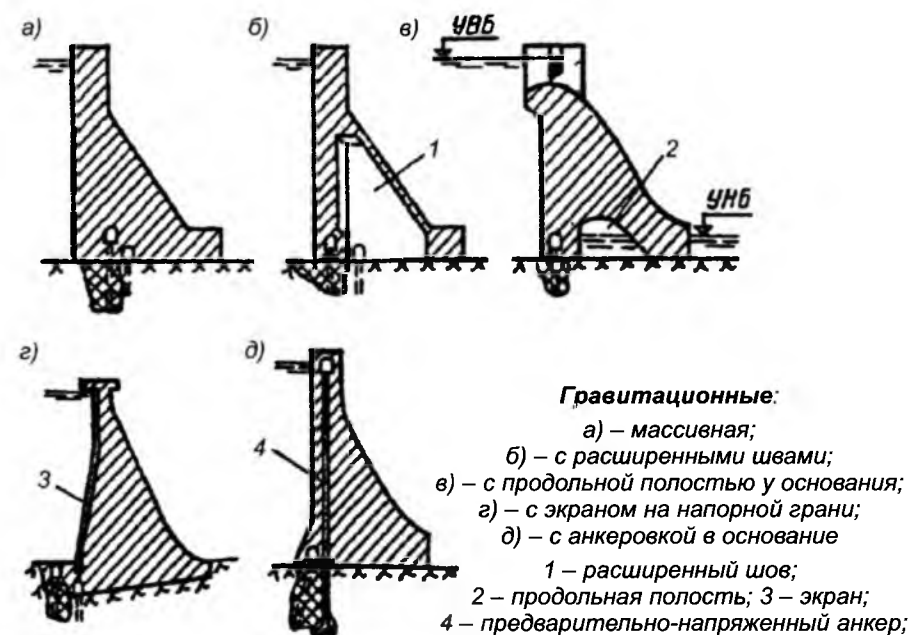


Рис. 3.6-1 Конструкции бетонных и железобетонных плотин на скальных основаниях

Гравитационные плотины (рис. 3.6-1(а-д)) удерживают давление воды (сохраняют устойчивость на сдвиг и опрокидывание) благодаря своему весу. Современные гравитационные плотины, рис. 3.6-1 а, имеют форму поперечного сечения близкую к прямоугольному треугольнику с основанием, составляющим 0,7-0,8 её высоты. Верховая грань плотины почти вертикальная, низовая – наклонная.

Устойчивость плотины на сдвиг обеспечивается весом плотины: в первом приближении максимально возможная сила трения по контакту плотины с основанием T (величина которой равна весу плотины G , умноженному на коэффициент трения материала плотины по основанию f), должна быть больше сдвигающей силы W – гидростатического давления со стороны верхнего бьефа. Это условие и определяет ширину плотины по основанию.

Гравитационная плотина должна быть не только устойчивой на сдвиг, но и прочной. Ее тело не должно разрушаться от чрезмерного сжатия или растяжения. Для этого выполняются расчеты ее на прочность. Кроме тела плотины, её основными конструктивными элементами, обычно являются противофильтрационные и дренажные устройства. Цель первых – уменьшение фильтрационных расходов через бетон плотины и скалу основания, цель вторых – перехват (организованный сбор) профильтровавшейся воды.

Чаще всего бетонные гравитационные плотины возводятся на скальных основаниях. Если скальное основание недостаточно прочно, то при строительстве производится укрепление основания, чаще всего – это площадная укрепительная цементация – закачивание цементных растворов в пробуренные в основании скважины, растворы заполняют трещины, пустоты в основании.

Контрфорсные плотины, (рис. 3.6-2 ж-и), представляют собой наклонные стены, перегородивающие поток, и опирающиеся на **контрфорсы** – треугольные опоры-стены, расположенные вдоль потока. Устойчивость контрфорсных плотин на сдвиг от действия гидростатического давления верхнего бьефа обеспечивается не только весом самой плотины, но и пригрузкой воды напорной грани плотины.

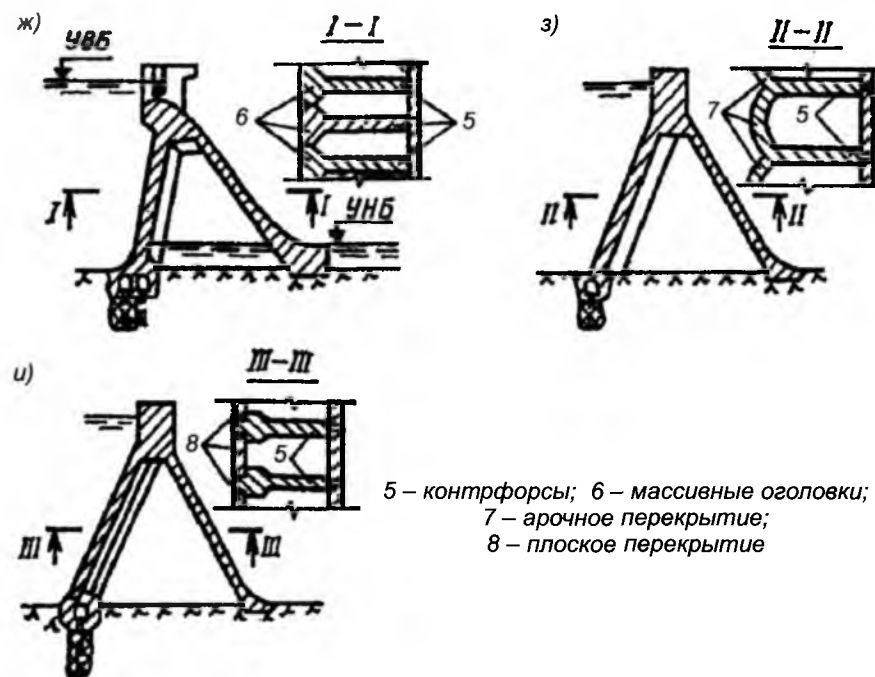


Рис. 3.6-2 Конструкции бетонных и железобетонных плотин на скальных основаниях

Контрфорсные: ж) – массивно-контрфорсные; з) – многоарочные; и) – с плоским перекрытием

На рис. 3.6-2 (и) показано поперечное сечение контрфорсной плотины с плоскими перекрытиями. Перекрытия могут быть на арочных и многоарочных плотинах (рис. 3.6-2, з), либо могут вообще отсутствовать у массивно-контрфорсных плотин, (рис. 3.6-2, ж). У массивно-контрфорсных плотин роль перекрытий играют утолщения со стороны напорной грани – **оголовки контрфорсов**.

Арочные плотины, (рис. 3.6-3 (к-н)), представляют собой арки (своды), положенные «на бок». Устойчивость арочных плотин, в основном, обеспечивается передачей распора (нормальной силы в арочных поясах) на берега. В узких ущельях арочные плотины представляют собой тонкостенные конструкции. В широких ущельях поперечное сечение арочной плотины может быть достаточно

массивным, сходным с сечением гравитационной плотины с уклоном низовой грани 0,3-0,6, такие плотины принято называть **арочно-гравитационными**.

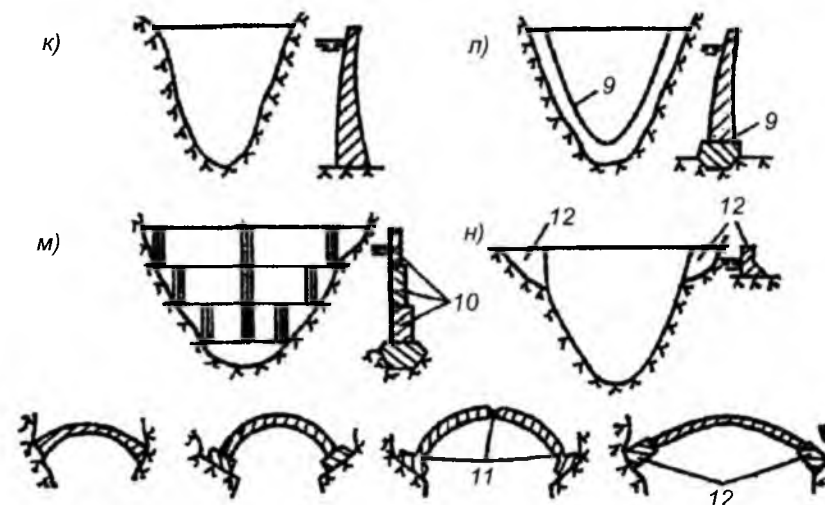


Рис. 3.6-3 Конструкции бетонных и железобетонных плотин на скальных основаниях

Арочные: к) – с защемленными пятнами; л) – с периметральным швом; м) – из трёхшарнирных поясов; н) – с гравитационными устоями; 9 – периметральный шов; 10 – трёхшарнирные пояса; 11 – шарниры; 12 – гравитационные устои

Для оценки состояния плотин в период их строительства и эксплуатации в них устанавливаются приборы для измерения различных диагностических параметров – напоров фильтрующей воды, перемещений, деформаций, взаимных смещений отдельных конструктивных элементов.

Бетонные и железобетонные плотины на нескальных основаниях, как правило, применяются для водосбросных участков напорного фронта и входят в состав напорного фронта, где основным водоподпорным сооружением является плотина из грунтовых материалов. Примеры таких конструкций даны на рис. 3.7.

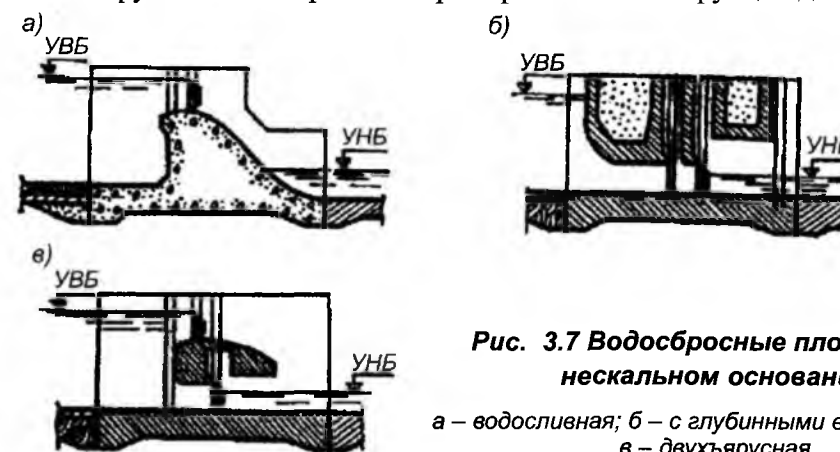


Рис. 3.7 Водосбросные плотины на нескальном основании

а – водосливная; б – с глубинными водосбросами; в – двухъярусная

Деление плотин по материалу на бетонные и железобетонные условно, так как в любой бетонной плотине имеются железобетонные конструктивные элементы. Например, водосливная плотина (рис. 3.7а), может иметь бетонное тело водослива и армированные железобетонные бычки и плиты водобоя. Двухъярусная плотина, (рис. 3.7в), может иметь столь малый процент армирования, что ее естественно следует считать выполненной не из железобетона, а из армированного бетона.

3.2.3. Водосбросные и водоподводящие устройства на плотинах

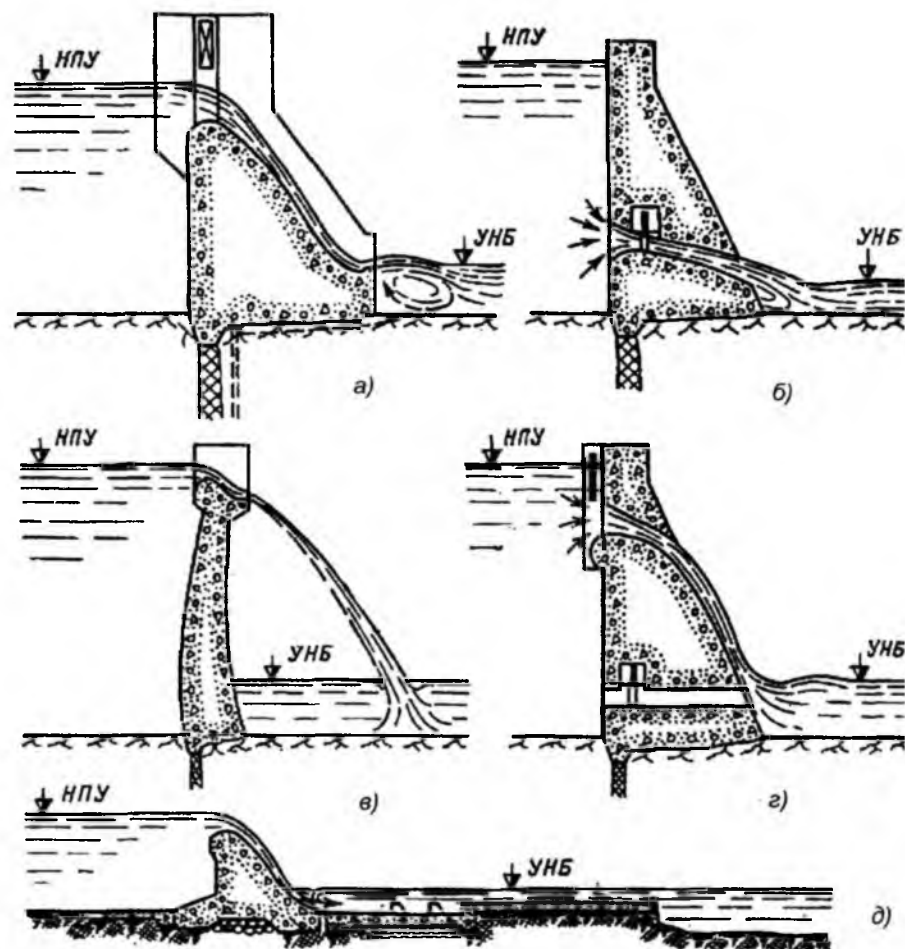


Рис. 3.8 Бетонные плотины с различными типами водосбросных отверстий

- а) – поверхностное отверстие с затвором; б) – глубинное;
в) – поверхностное открытое с трамплином; г) – глубинное и донное;
д) – поверхностное с гасителями в нижнем бьефе

На практике часто водопропускные и водопроводящие устройства устраиваются на плотинах. Плотины называют **глухими**, если через них не сбрасывается вода в нижний бьеф и **водосбросными**, если в теле плотины имеются отверстия для сброса воды. Типы водосбросных отверстий бетонных плотин схематично показаны на рис. 3.8.

Отверстия в водосбросных плотинах могут быть как поверхностными (с устройством водосливов, рис. 3.8 а, в, д), так и погруженными под уровень воды (с устройством глубинных и донных водных трактов, рис. 3.8 б, г). Как правило, водосбросные отверстия на плотинах оборудованы затворами, позволяющими регулировать сбросной расход. Размеры и типы водосбросных отверстий назначаются на основе расчетов и лабораторных гидравлических исследований.

Водосбросы предназначены для холостых сбросов воды в нижний бьеф.

Водосбросы имеют головную часть (**водоприемники**), которые служат для приема воды из водохранилища или водотока, т.е. являются **водозаборами** рис. 3.9. Различают водоприемники с открытым и с глубинным водозабором. Они применяются как на низконапорных, так и высоконапорных гидроузлах для самых разных целей: энергетики, орошения, рыбоводства и т.п.

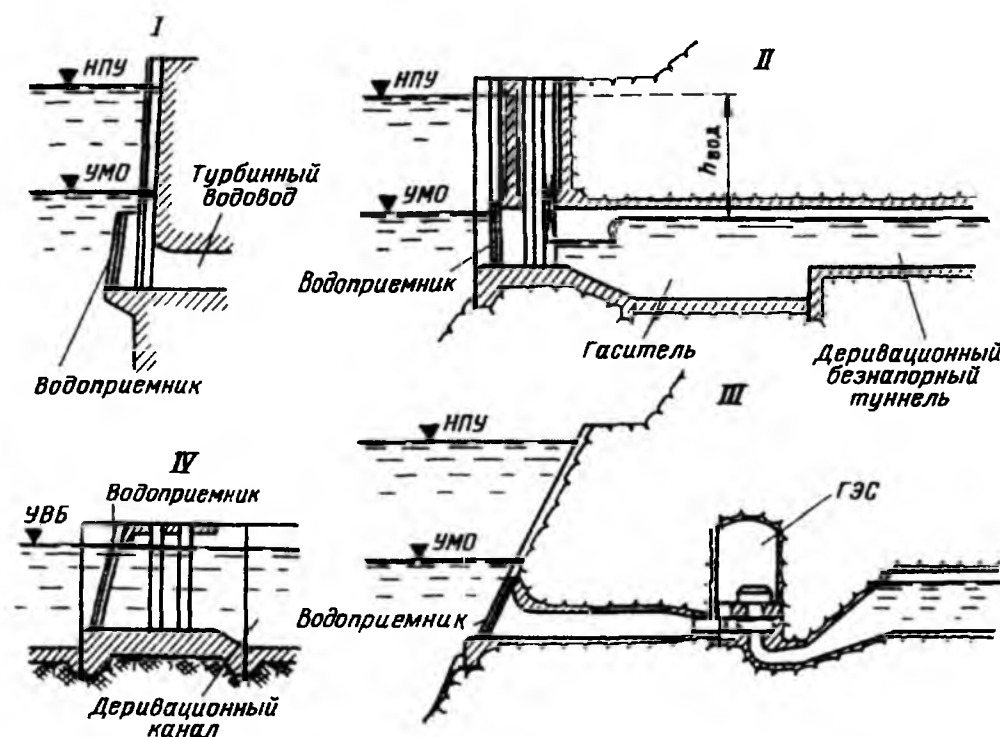


Рис. 3.9 Схемы водоприемников

I-III – напорные схемы; II-IV – безнапорные схемы

Особым типом водозаборов являются водоприемники для бытового и технического водоснабжения и те, и другие могут встраиваться в гидротехнические сооружения ГЭС. Водозаборы технического водоснабжения на ГЭС предусматриваются всегда.

Тип и конструкция водоприемника зависят от схемы и состава сооружений ГЭС, а также от природных условий района ее строительства.

Энергетические (турбинные) водоприемники, как правило, делятся на два типа – напорные (рис. 3.9 схемы I, III) и безнапорные рис. 3.9 схемы II, IV).

Напорные водоприемники ГЭС применяют обычно на глубоких водохранилищах в условиях значительного колебания ВБ, а безнапорные применяются на ГЭС при небольших глубинах и колебаниях уровней.

Водоприемники должны иметь: заграждения (затворы) для прекращения подачи воды и обеспечения ремонта; устройства для борьбы с наносами, плавающим сором, льдом и шугой, а также необходимое гидромеханическое оборудование и подъемные устройства для обслуживания водоприемника.

Поток воды, сбрасываемый через водосбросы плотин, обладает большой кинетической энергией и может разрушить тело плотины, её основание и берега в нижнем бьефе. Чтобы уберечь тело плотины от повреждений, водосливной поверхности придается специальное очертание. Для гашения энергии сбрасываемой воды на водосбросах создаются специальные конструктивные элементы. В их числе: а) гасители энергии (водобойные стенки, водобойные колодцы, выступы, углубления, зубчатые пороги, создающие искусственную шероховатость); б) уступы и трамплины, обеспечивающие отброс струи от плотины; в) аэраторы, вовлекающие воздух в воду и смягчающие поток; г) сочетания конструктивных элементов, обеспечивающих создание специальных гидравлических режимов в нижнем бьефе (например, гидравлического прыжка, в вальце которого происходит гашение энергии за счет взаимного трения струй).

На рис. 3.10 показано сечение водосбросной плотины с водосливом на нескальном основании с конструктивными элементами, предназначенными для гашения энергии – водобойной плитой (8) и гасителями энергии (9). Кроме того, на рис. 3.10 схематично показаны противофильтрационные устройства – **шпунты** (17 и 19), **понур** (13), а также дренажные устройства (21, 24, 25). Понур – водонепроницаемая плита (или слой водонепроницаемого грунта), положенная по дну перед плотинной. Понур (13) в данном случае представляет собой железобетонную водонепроницаемую плиту, прианкеренную к плотине. Он служит не только противофильтрационным устройством, но и повышает устойчивость плотины на сдвиг, так как при сдвиге плотины необходимо сдвинуть не только ее, но и прианкеренный к ней понур, пригруженный гидростатическим давлением верхнего бьефа. Крепление дна за водобоем называется **рисбермой** (10).

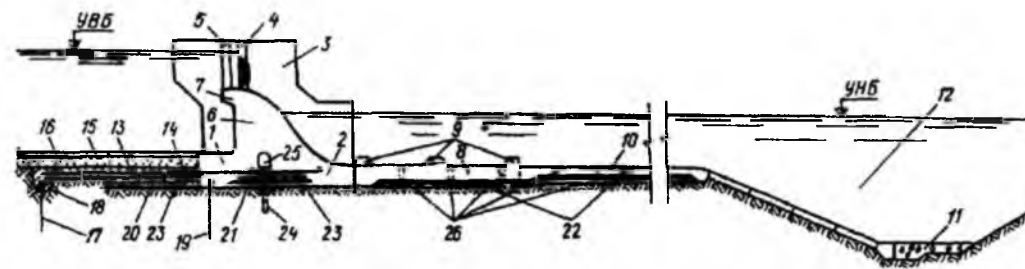


Рис. 3.10 Конструктивные элементы водосбросной плотины на нескальном основании

- 1 – верховой участок фундаментной плиты; 2 – низовой участок фундаментной плиты;
- 3 – промежуточный бык; 4 – паз рабочего затвора; 5 – паз ремонтного затвора;
- 6 – водослив; 7 – гребень водослива; 8 – водобой; 9 – гасители энергии; 10 – рисберма;
- 11 – переходное деформируемое крепление; 12 – предохранительный ковш;
- 13 – анкерный понур; 14 – гибкий участок анкерного понура; 15 – пригрузка понура;
- 16 – крепление пригрузки; 17 – понурный шпунт; 18 – надшпунтовая балка;
- 19 – верховой подплотинный шпунт; 20 – горизонтальный дренаж понура;
- 21 – горизонтальный дренаж фундаментной плиты; 22 – горизонтальный дренаж водобоя и рисбермы; 23 – обратный фильтр; 24 – вертикальный дренаж основания;
- 25 – дренажная галерея; 26 – дренажные колодцы

Если плотина глухая, то вода в нижний бьеф поступает через специальные водосбросные сооружения, построенные отдельно от плотины или совмещенные с русловым зданием ГЭС, а также через водоподводящие сооружения – турбинные водоводы, деривационные каналы и туннели. Примеры водосбросных и водопроводящих сооружений деривационных гидроузлов приведены ниже, в главе 4, после описания их компоновок.

3.3. Здания ГЭС как водоподпорные сооружения

На низко- и средненапорных гидростанциях (напоры не выше 40-50м) здание гидростанции часто входит в состав напорного фронта. Такие гидростанции называют **русловыми**, так как здание ГЭС располагается либо в русле, либо на затопляемой водохранилищем пойме.

Здания ГЭС представляют собой весьма сложные строительные конструкции, отличающиеся большим разнообразием. В качестве примера на рис. 3.11 показан схематичный разрез вдоль потока по оси агрегата руслового здания ГЭС.

Здание ГЭС принято делить на две части – **подводную** часть и **надводную** (как правило, машинный зал). Несущей, водоподпорной конструкцией (собственно гидротехническим сооружением), как правило, является массивная подводная часть. Иногда (при средних напорах) в состав водоподпорной конструкции входит и массивная верховая стена машинного зала. Именно такой вариант показан на рис. 3.11: верховая стена машинного зала воспринимает гидростатическое давление верхнего бьефа. Подводную часть здания ГЭС можно условно разбить на три участка: верховой участок, в нем осуществляется подвод воды к турбине через спиральную камеру,

следующая часть – это центральный участок с турбинной камерой и расположенной в ней турбиной (над ней в машинном зале – генератор) и низовая часть, по ней осуществляется отвод воды от турбины через отсасывающую трубу.

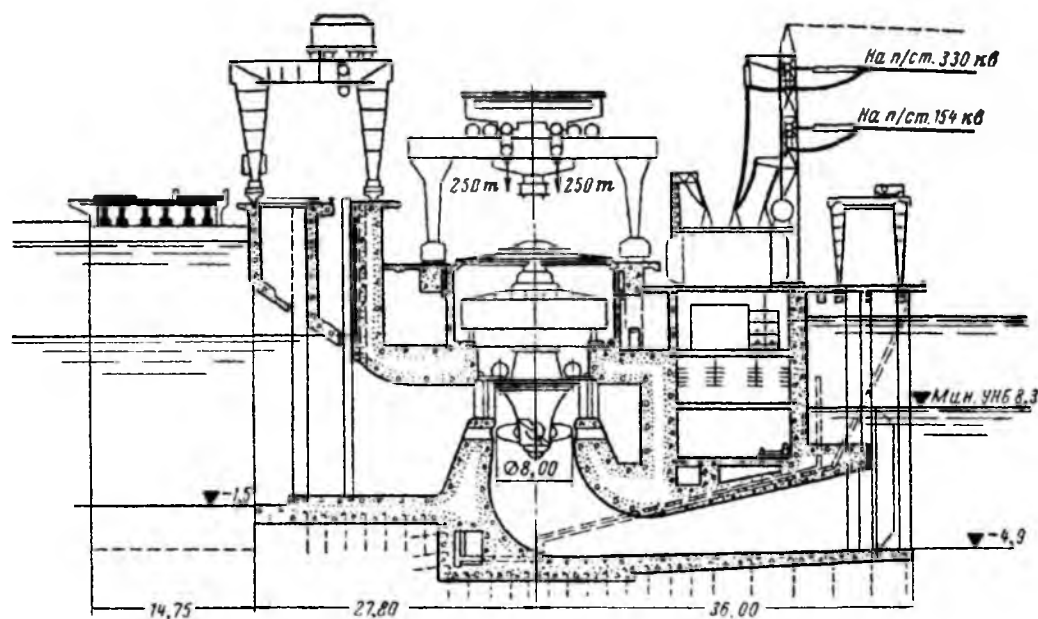


Рис. 3.11 Схематический поперечный разрез по русловой ГЭС

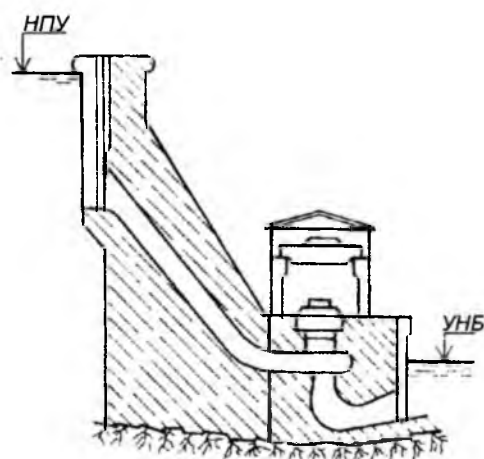


Рис. 3.12 Схематический поперечный разрез приплотинной ГЭС

На многих отечественных равнинных гидроузлах (например, волжских) в русловых зданиях ГЭС предусмотрены дополнительные водосбросы, совмещающиеся со зданиями ГЭС, (рис. 4.11). Такие водосбросные отверстия проходят чаще всего между и над турбинными трактами гидро-агрегатов, в мире они получили название русские водосбросы.

На высоконапорных ГЭС здание электростанции располагается, как правило, за плотиной и не является водоподпорным сооружением, рис. 3.12, то же относится и к подземным зданиям ГЭС.

3.4. Судоводные шлюзы

К водоподпорным сооружениям относится наиболее распространенный тип судопропускного сооружения – судоводный шлюз. Устройство однокамерного одноступенчатого судоводного шлюза схематично показано на рис.3.13.

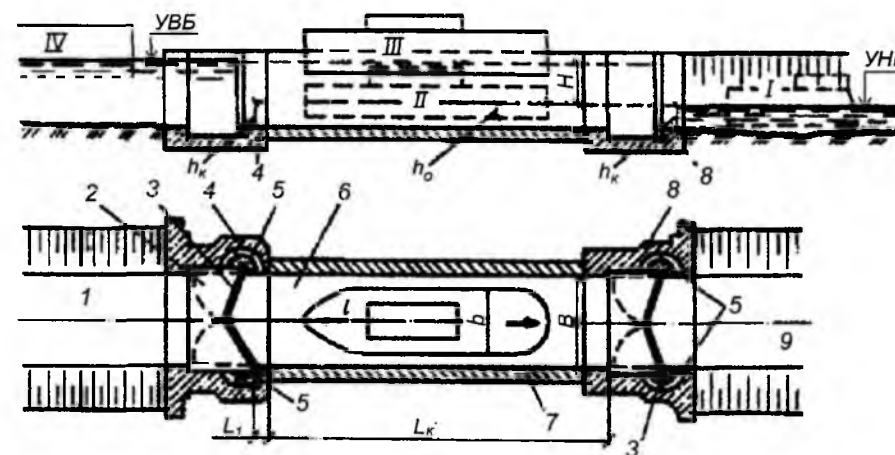


Рис. 3.13 Схема однокамерного судоводного шлюза

I-IV- положение судна; 1 – верхний подходный канал; 2 – шкафовая часть; 3 – ворота; 4 – верхняя голова; 5 – водопроводные устройства; 6 – камера; 7 – стена камеры; 8 – нижняя голова; 9 – нижний подходный канал; h_k – глубина на короле; h_o – осадка судна

Рассмотрим процедуру шлюзования судна, идущего из верхнего бьефа в нижний. Основными конструктивными элементами шлюза являются камера шлюза и его головы, в которых располагаются шлюзовые ворота. Камера шлюза представляет собой железобетонное «корыто» (6), торцевые стенки которого выполнены в виде ворот (3) (створных или опускаемых). При шлюзовании судно через верхний подходный канал (1) входит в камеру. Верхние ворота (3) закрываются, и камера опорожняется через водопроводные устройства (5) нижней головы. Когда уровень воды в камере сравняется с УНБ, в нижней голове (8) открываются ворота и судно выходит из камеры шлюза.

На высоконапорных гидроузлах применяются многокамерные (многоступенчатые) шлюзы, состоящие из цепочки камер, разделенных промежуточными головами. На реках с интенсивным судоводством предусматриваются двухниточные шлюзы. Питание водой шлюзов может быть головным (водопроводные устройства в головах шлюза), как на рис. 3.13, так и продольным (через отверстия, расположенные по всей длине камеры). Водопроводные устройства верхней (нижней) головы связывают верхний (нижний) бьеф с камерой шлюза и снабжены затворами. Перед наполнением (опорожнением) камеры шлюза ворота закрываются. При наполнении камеры водопроводные устройства верхней головы открыты, а нижней – закрыты, и

вода поступает из верхнего бьефа в камеру шлюза. При опорожнении камеры водопроводные устройства нижней головы открыты, а верхней – закрыты, и вода уходит из камеры в нижний бьеф.

На рис. 3.14, 3.15 приведен общий вид судоходных шлюзов Волжской ГЭС и канала имени Москвы.

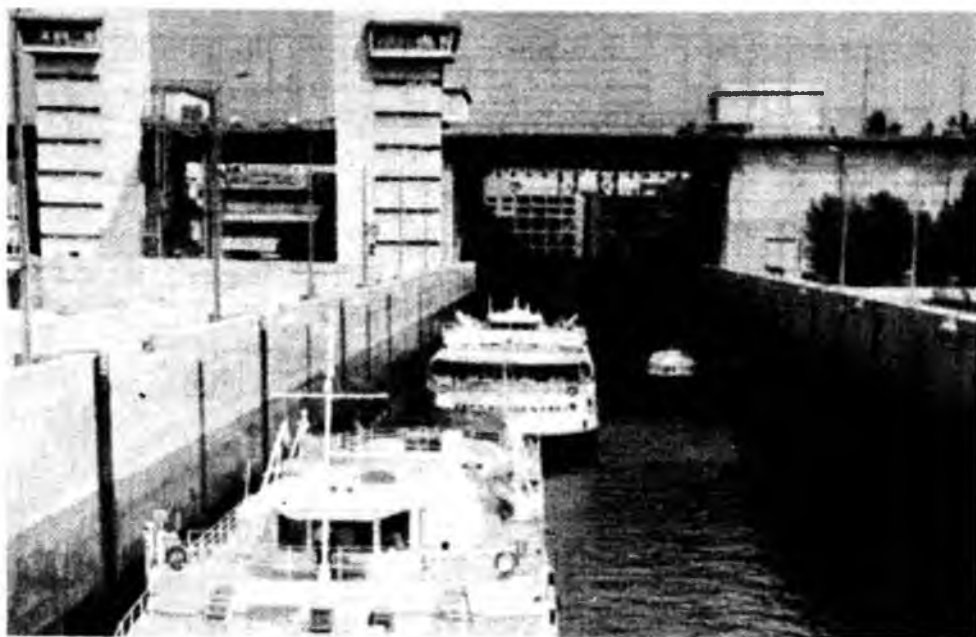


Рис. 3.14 Судоходный шлюз Волжской ГЭС



Рис. 3.15 Судоходный шлюз канала им. Москвы

Примечание. Плотины, здания ГЭС и шлюзы не исчерпывают всех типов водоподпорных гидротехнических сооружений. Здесь схематично рассмотрены лишь самые основные.

Использованная литература

1. Гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов: В 2 ч. Ч. / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Ю.П. Правдивец и др.; Под ред. Л.Н. Рассказова. – М.: Стройиздат, 1996. – 435 с., ил.
2. Гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов: В 2 ч. Ч.2 / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Ю.П. Правдивец и др.; Под ред. Л.Н. Рассказова. – М.: Стройиздат, 1996. – 344 с., ил.
3. Чугаев Р.Р. Гидротехнические сооружения. Глухие плотины: Учеб. для вузов. – М.: Высш. школа, 1975. – 328 с.
4. Чугаев Р.Р. Гидротехнические сооружения. Водосливные плотины: Учеб. для вузов. – М.: Высш. школа, 1978. – 352 с.

Компоновки гидроэлектростанций и последовательность их возведения

4

4.1. Компоновки гидроузлов

При проектировании любого сооружения необходимо стремиться к тому, чтобы оно было **экономически эффективно**. Эффективность гидротехнических сооружений достигается, если они служат для удовлетворения интересов как можно большего числа водопользователей и водопотребителей. Наиболее эффективными являются **гидроузлы комплексного назначения**.

Для всех потребителей, как правило, необходимо создание ёмкого водохранилища с высокими уровнями и большими глубинами. Однако интересы различных водопользователей и водопотребителей в использовании ёмкости водохранилища для регулирования стока реки различаются. Энергосистеме требуется выравнивание неравномерного по сезонам стока реки. Зимой, в период **максимума электрической нагрузки**, ГЭС должна работать на расходах больших естественных и сбрасывать водохранилище. Летом, когда потребность в энергии снижается, для создания запаса воды в водохранилище на зиму ГЭС использует лишь часть приточности. Для судоходства нужны достаточно высокие расходы в течение всего периода навигации. Для орошения нужны зарегулированные расходы в течение всего вегетационного периода, которые в засушливые годы особенно сложно обеспечить в требуемых объёмах. Для борьбы с наводнениями необходимо держать незаполненной определённую часть объёма водохранилища в ожидании половодья, и особенно этот процесс осложняется в ожидании дождевых паводков, которые практически не предсказуемы. Расхождения между водопользователями в понимании оптимального режима регулирования стока реки необходимо улаживать на самой ранней стадии проектирования ГЭС, и это является самостоятельной и очень важной частью проекта. Оптимальный вариант гидроузла выбирается на основе расчетов и компромиссных экспертных решений, позволяющих добиться максимального суммарного экономического эффекта во всех отраслях (энергетика, водный транспорт, ирригация, рыбоводство, сельское, лесное и коммунальное хозяйство, рекреация, медицина и всё, что входит в понятие – **охрана окружающей среды**).

При любом сочетании интересов водопользователей и водопотребителей необходимо строительство водосбросного сооружения. Большинству водопользователей нужны водозаборы и разного рода водоводы в виде трубопроводов, тоннелей или открытых каналов. Часто удаётся совмещать функции канала как отводного устройства (деривации) к гидроэлектростанции и одновременно судоходного пути, и магистрали оросительной системы. Плотина может быть нужна не только водопользователям, но и для сухопутных путей сообщения – в качестве мостового перехода через реку. На характер ГЭС может повлиять не только образование водохранилища, но и условия, которые возникнут в нижнем бьефе, например, незамерзающая полынья, на размеры которой можно воздействовать за счёт определённых технических решений и т.д.

Из изложенного следует, что многоотраслевое хозяйство страны требует при использовании водотока создания комплекса гидротехнических сооружений, объединенных общими водохозяйственными и энергетическими целями, который, как уже было сказано, называют **гидроузлом**. В состав современного комплексного гидроузла, как правило, входят все типы гидротехнических сооружений, перечисленные в главе 3. **Компоновка** – это схема размещения и взаимная увязка между собой гидротехнических сооружений гидроузла.

Компоновка сооружений гидроузла во многом определяется величиной напора на него и выбранным типом плотины, а также теми задачами, которые решает гидроузел.

По величине напора гидроузлы делятся на:

- низконапорные ($H \leq 10$ м);
- средненапорные (H не выше 40 м);
- высоконапорные (H более 40 м).

Одинаковых условий для возведения ГЭС нет. Поэтому практически все гидроэлектростанции являются уникальными сооружениями. Тем не менее, можно выделить три наиболее распространенных компоновки гидротехнических сооружений гидроэлектростанций.

4.1.1. Приплотинные гидроэлектростанции

Приплотинные компоновки характерны для средне- и высоконапорных ГЭС, расположенных на крупных реках. Как правило, приплотинные гидроэлектростанции возводятся на скальных грунтах, так как сооружения высоконапорных ГЭС оказывают значительное давление на основание.

Большинство крупных гидроузлов мира приплотинные, в том числе крупнейшие в мире ГЭС «Три ущелья» и Итайпу (рис. 1.3), крупнейшие ГЭС Сибири – Братская, Усть-Илимская, Красноярская (рис. 1.1), Саяно-Шушенская (рис. 1.2).

Силовое здание приплотинной ГЭС располагается в нижнем бьефе, непосредственно за плотиной. Водопроводящими сооружениями являются турбинные трубопроводы, проходящие в теле плотины (Мамаканская, Братская, Усть-Илимская, Токтогульская ГЭС), либо смонтированные на низовой грани плотины (Красноярская, Саяно-Шушенская, Чиркейская ГЭС). Водосбросные сооружения – либо поверхностные, глубинные и донные водосбросы в теле плотин, либо туннельные или открытые береговые водосбросы в обход плотин.

На рис. 4.1 изображен типичный приплотинный гидроузел. В его состав входят: здание ГЭС (1); гравитационная плотина, состоящая из четырех участков – двух глухих береговых (3), стационарного (4) и водосбросного (5); водосбросная плотина разделена **быками** на четыре пролета; каждый пролет перекрывается своим отдельным затвором.

На низовой грани стационарного участка плотины расположены турбинные водоводы (2), подводящие воду к турбинам, установленным в подводной части здания ГЭС. В состав гидроузла, рис. 4.1, входит также насосная станция (6) для забора воды на орошение и водоснабжение и водоводы (7), предназначенные для подачи забираемой воды к потребителю.

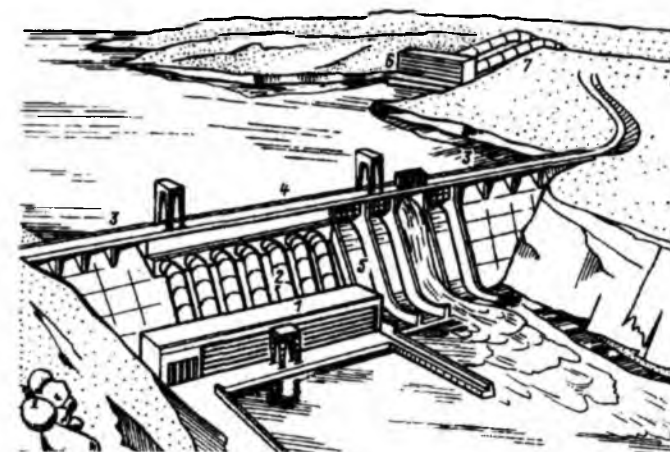


Рис. 4.1 Приплотинный гидроузел

На рис. 4.2 – 4.4 показаны план и разрезы крупнейшего в мире строящегося гидроузла «Три ущелья» на реке Янцзы (Китай) с приплотинной компоновкой сооружений.

Значение гидроузла «Три ущелья» для Китая трудно переоценить. Достаточно отметить лишь одну из проблем, которую призван решить этот уникальный гидроузел. В течение двух тысячелетий (начиная от династии Хань) в среднем течении Янцзы было зарегистрировано 214 крупных наводнений. В XX веке произошло три катастрофических наводнения: в 1931 году было затоплено 3,4 млн гектаров земли, погибло 145 тысяч человек; в 1935 году было затоплено 1,5 млн. гектаров, погибло 142 тысячи человек; в 1954 году было затоплено 3,2 млн. гектаров, погибло 30 тысяч человек, пострадало 18,9 млн. человек.

Гидроузел «Три ущелья» призван решить четыре главных задачи, имеющих большое значение для экономики Китая:

- защита региона от наводнений;
- обеспечение судоходства в среднем течении реки Янцзы с годовым объемом грузов 50 млн. тонн;
- производство 84 млрд. кВт·ч электрической энергии в год, что эквивалентно примерно семи тепловым станциям с установленной мощностью 2,4 млн. кВт каждая, сжигающих примерно 50 млн. тонн угля в год;
- орошение (общая длина магистральных оросительных каналов в проекте «Три ущелья» составляет 600 км).

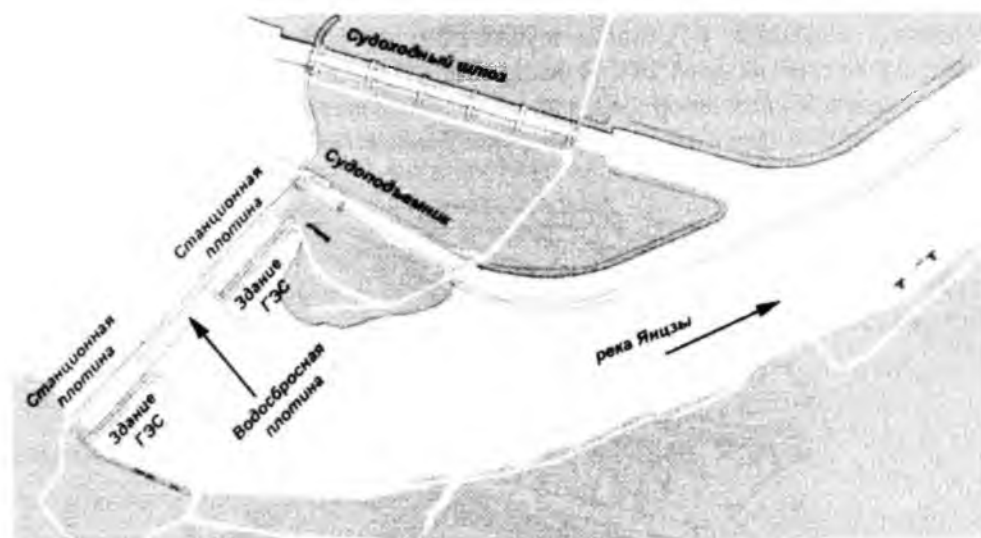


Рис. 4.2 План гидроузла Три ущелья (проект)

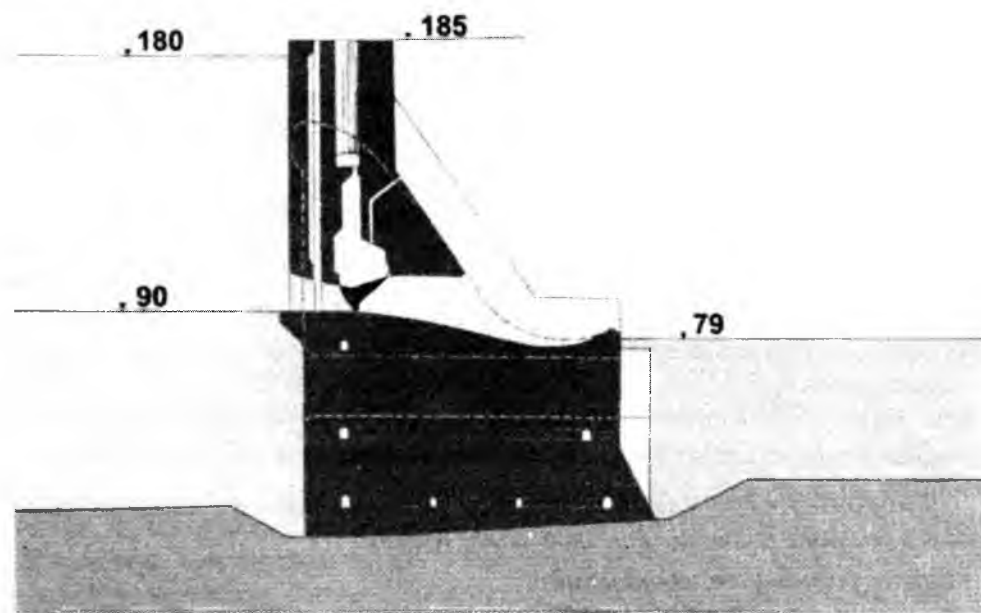


Рис. 4.3 Разрез по водосбросной плотине ГЭС Три ущелья

Основным напорным сооружением гидроузла, образующим водохранилище объемом около 40 км^3 (полезный объем 23 км^3), является бетонная гравитационная плотина высотой 150-185 м. Плотина состоит из четырех участков: глухая правобережная плотина, левобережная и правобережная станционные плотины, русловая водосбросная плотина. Ниже

станционных участков плотины располагаются левобережное и правобережное здания ГЭС с общим числом 26 агрегатов мощностью 700 МВт каждый, (рис. 4.2).

Водосбросные секции плотины имеют как поверхностные водосбросы, оборудованные **плоскими затворами**, так и глубинные водосбросы, оборудованные **сегментными затворами**.

На низовой грани станционных секций располагаются турбинные водоводы диаметром 12 м каждый (рис. 4.4). Подводная часть здания ГЭС имеет высоту более 70 м, а полная высота здания ГЭС – около 100 м.

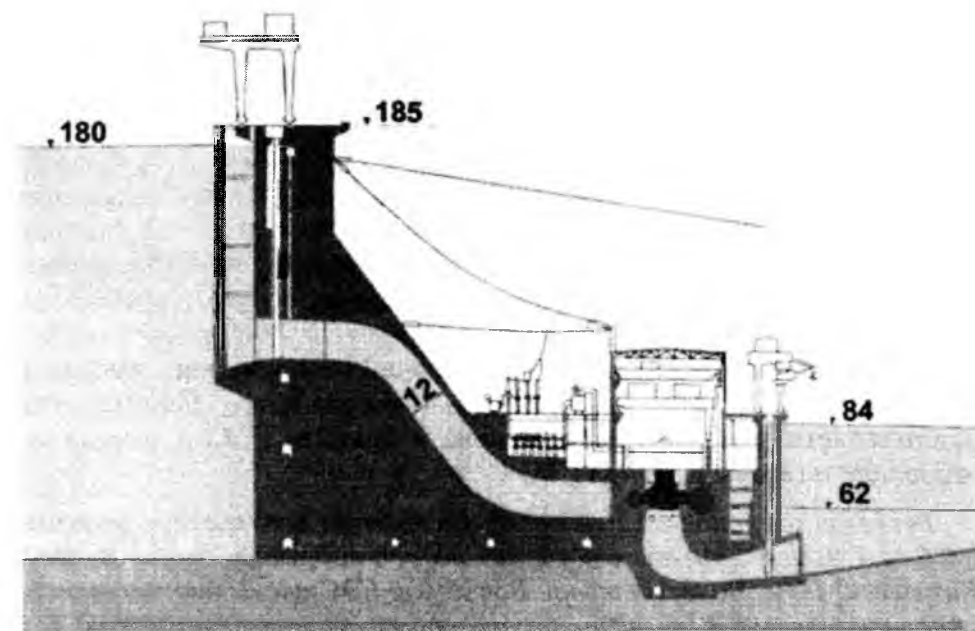


Рис. 4.4 Разрез по станционной плотине ГЭС Три ущелья

Кроме плотины, напорными сооружениями гидроузла являются судоподъемник и пятикамерный судоходный шлюз, располагающиеся на левом берегу (рис. 4.2).

4.1.2. Русловые гидроузлы

Русловые гидроузлы характерны для низко- и средненапорных ГЭС, расположенных на мягких (нескальных основаниях). При русловой компоновке здание ГЭС является водоподпорным сооружением и входит в состав напорного фронта. Типичный русловой гидроузел показан на рис. 4.5. В его состав входят: здание ГЭС (1); плотина, состоящая из двух участков, глухой из грунтовых материалов (3) и бетонной водосбросной (2).

В состав гидроузла, показанного на рис. 4.5, в качестве водоподпорного сооружения входит также судоходный шлюз, состоящий из камеры шлюза (4); верхней и нижней голов (5), оборудованных створными воротами, и подходных каналов (6).

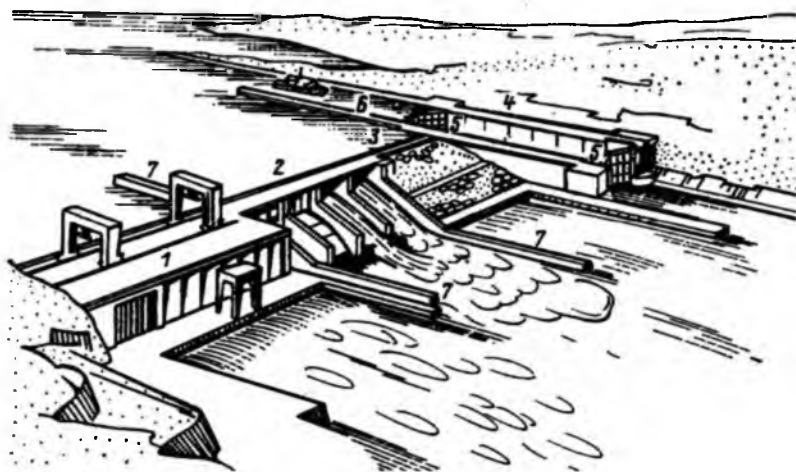


Рис. 4.5 Русловой гидроузел

На рис 4.5 показаны также три безнапорных сооружения – **продольные устои** (стенки) (7). Их назначение – обеспечение благоприятного гидравлического режима подвода воды к зданию ГЭС и отвода ее от водосбросной плотины и здания ГЭС.

Русловая компоновка характерна для крупных Волжских гидроузлов. На рис. 4.6, 4.7 приведены план и разрез по оси гидроагрегатов Волжской (г. Жигулевск) ГЭС. Волга в створе Волжской ГЭС очень многоводная река. При строительстве ГЭС было необходимо обеспечить пропуск расходов воды $85000 \text{ м}^3/\text{с}$ (повторяемостью один раз в 1000 лет). Эта цифра является по сей день рекордной для гидроузлов, возведенных на мягких, легко размываемых (песчаных) грунтах. Отмеченная особенность существенно повлияла на компоновку и конструкцию основных сооружений Волжской ГЭС.

Общая длина напорного фронта гидроузла 5,5 км. В состав напорного фронта гидроузла входят (рис. 4.6):

- примыкающее к правому берегу русловое здание ГЭС (3) длиной 600 м;
- намывная земляная плотина (4) общей длиной 2800 м (в том числе участок длиной 1500 м, перекрывающий русло, и участок длиной 1300 м, располагающийся на левобережной пойме);
- водосливная бетонная плотина (2) длиной около 1000 м;
- два однокамерных двухниточных судоходных шлюза (1 и 5).

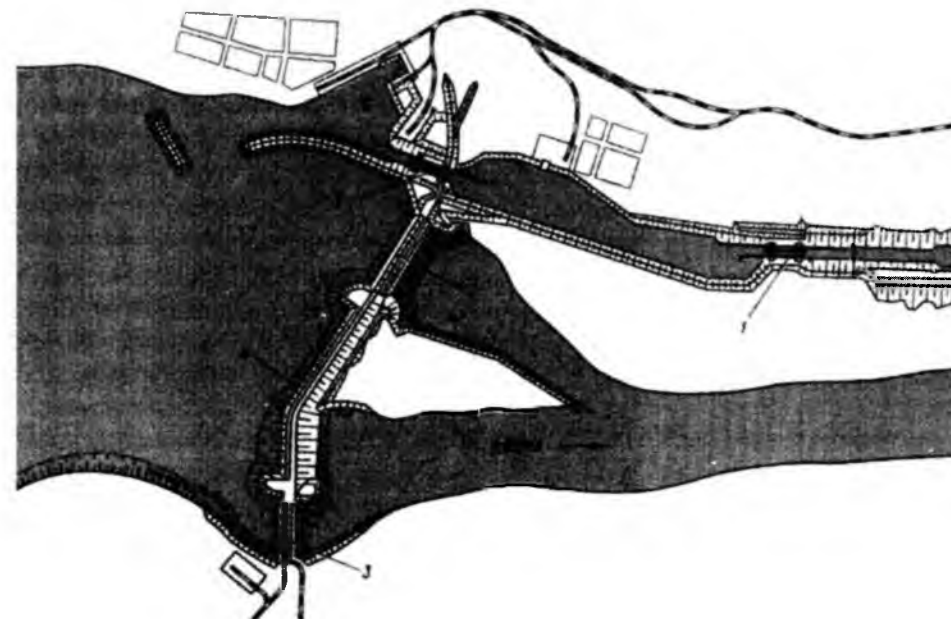


Рис. 4.6 План гидроузла Волжской ГЭС (г. Жигулевск)

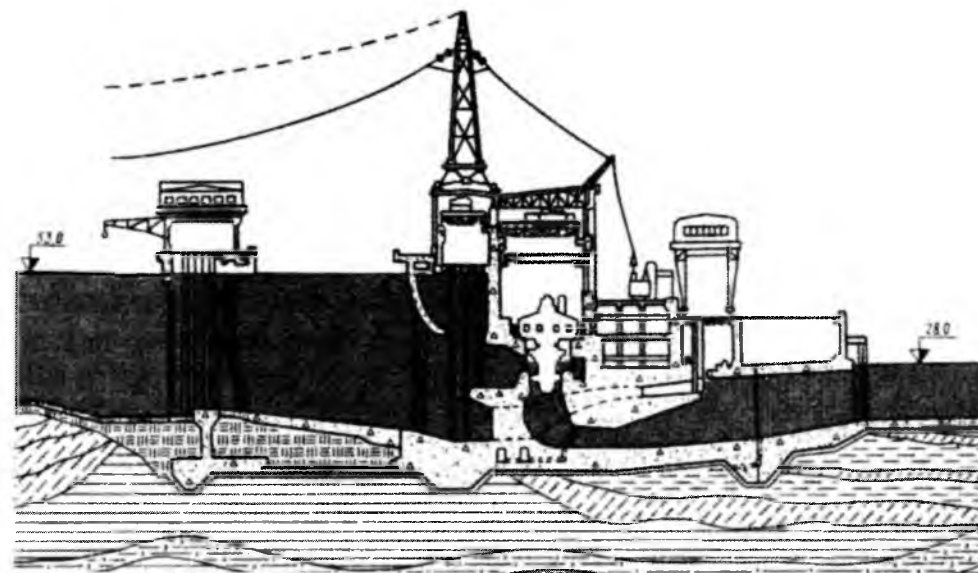


Рис. 4.7 Разрез по зданию Волжской ГЭС (г. Жигулевск)

Здание ГЭС (рис. 4.7) состоит из десяти двухагрегатных секций с донными (русскими) водосбросами над отсасывающими трубами (пунктир на рис. 4.7). Наличие 40 донных водосбросов в здании ГЭС позволило довести общую пропускную способность здания ГЭС до 30 тыс. $\text{м}^3/\text{с}$. В здании ГЭС размещается 20 гидроагрегатов с поворотной-лопастными турбинами (см. главу 5) единичной мощностью 115 МВт (в свое время – самых мощных в мире).

4.1.3. Компоновки деривационных ГЭС

В главе 3 отмечалось, что наряду с плотинными схемами, особенно в горных местностях, реализуются деривационные схемы создания напора. В деривационных гидроузлах расход в основном образуется за счет забора части (или всего) стока из верхового створа реки и переброски его в низовой створ с помощью деривационных каналов (открытая деривация) или тоннелей (водоводов) – закрытая деривация, а напор создается за счет разницы уровней между верховым створом и нижним бьефом после ГЭС. Перед водозабором деривационного гидроузла обычно возводится плотина относительно небольшой высоты, создающая часть напора перед деривацией. *Деривация (лат.) – отвод, отклонение.*

На рис. 4.8 показана компоновка деривационного гидроузла с открытой деривацией.

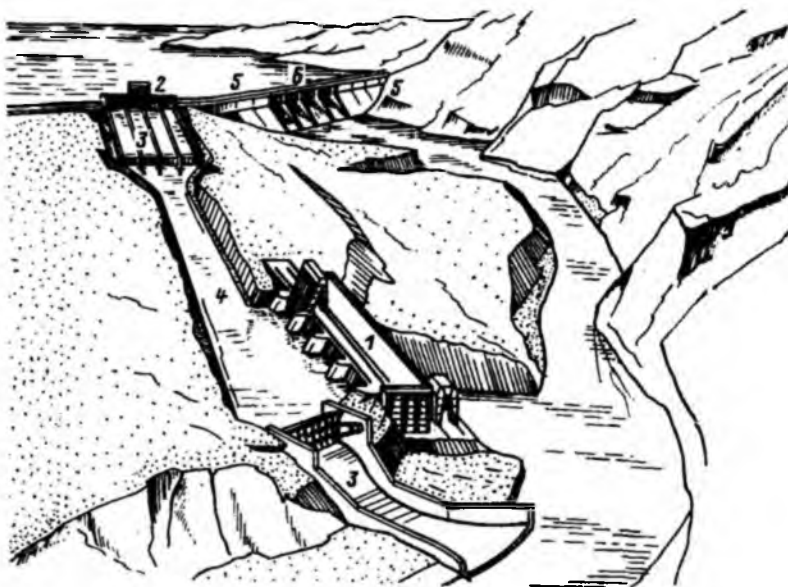


Рис. 4.8 Гидроэлектростанция с деривационным каналом

В состав гидроузла, показанного на рис. 4.8 входят:

- здание ГЭС (1), расположенное не поперёк, а вдоль реки;
- деривационный канал (4), подводящий воду к зданию ГЭС;
- в верховой части канала (4) расположен головной узел, включающий водозабор (2) и быстроток (3);
- водосброс (6), выполненный в виде водосливной гравитационной плотины (береговые секции (5) гравитационной плотины – глухие).

В составе гидроузла имеется также быстроток (3) в низовой части подводящего деривационного канала, оборудованный сегментным затвором.

При открытом затворе быстроток позволяет опорожнять подводящий канал, минуя здание ГЭС, и служит дополнительным водосбросом при высоких паводках и половодьях, на быстротоке гасится часть энергии воды.



Рис. 4.9 Внешний вид деривационной Гюмушской ГЭС

Гидроузлы с открытой деривацией характерны для среднегорий. В России они распространены также на Кольском полуострове и в Карелии, где водотоки представляют собой цепочки озер, соединенных бурными протоками. Протока перекрывается в верховом створе, и вода по деривационному каналу перебрасывается к низовому створу. Примерами таких гидроузлов являются Иовская и Кумская ГЭС на реке Ковда на юге Кольского полуострова.

Значительное число деривационных гидроузлов в СССР было возведено в Армении, Грузии и республиках Средней Азии. На рис. 4.9 показан внешний вид станционного узла Гюмушской ГЭС на реке Раздан (Армения).

Гюмушская ГЭС является самой мощной (224 МВт) и высоконапорной (максимальный напор 297 м) ГЭС Севан-Разданского каскада. Каскад состоит из шести деривационных гидроузлов, использующих сток реки Раздан, вытекающей из озера Севан. Строительство каскада в данном случае является примером недостаточно продуманного решения (эффективность каскадного строительства показана в гл. 7). После ввода севанского каскада в

эксплуатацию стал резко понижаться уровень воды в озере Севан. Чтобы избежать экологической катастрофы – исчезновения крупнейшего озера Армении, пришлось построить 49-километровый туннель для переброски в озеро стока реки Арпа.



Рис. 4.10 Шахтный водосброс «Маргаритка» на деривационной Татевской ГЭС

На рис. 4.10 показан головной узел шахтного водосброса Татевской ГЭС на реке Воротан. Излишек воды из водохранилища падает в вертикальную шахту, переходящую в напорный туннель. Головной узел водосброса имеет в плане шестилепестковую форму «маргаритки». Татевская ГЭС – одна из самых высоконапорных в СССР (максимальный напор 576 м). На ней установлены три гидроагрегата с самыми мощными в СССР ковшовыми турбинами (единичной мощностью 52,4 МВт), см. главу 5.

Для высокогорий характерны гидроузлы с тоннельной деривацией и зачастую с подземным расположением здания ГЭС.

На рис. 4.11. показана подземная электростанция с закрытой (туннельной) деривацией.

В состав гидроузла, показанного на рис. 4.11, входят:

- арочная плотина (1), перекрывающая русло реки;
- подводящий верховой деривационный туннель (3) с водоприемником (2) в

головной части подводящего туннеля; верховой деривационный туннель напорный;

- отводящий низовой деривационный туннель (9) с выходным порталом (10); низовой деривационный туннель (безнапорный, частично заполненный водой);
- подземное здание ГЭС (7) с тремя гидроагрегатами;
- турбинные водоводы (6), выполненные в виде вертикальных шахт;
- подземное помещение для затворов, перекрывающих выходы из отсасывающих труб (8).

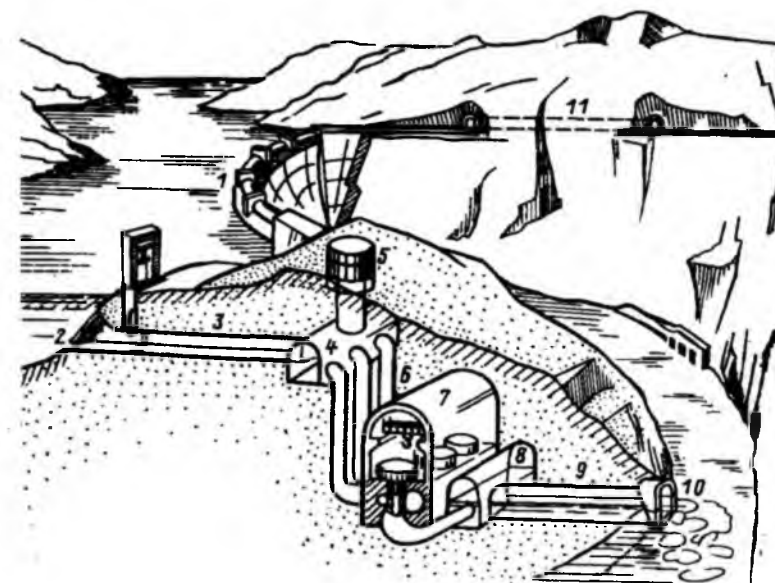


Рис. 4.11 Подземная гидроэлектростанция с закрытой деривацией

В гидроузле на рис. 4.11 имеется, сооружение, не упомянутое в главе 3, и характерное для гидроузлов с длинной деривацией. Это **уравнительная башня (5)**. При отсутствии уравнительной башни (5) возникнет такое явление, как гидравлический удар. При быстром (аварийном) закрытии направляющих аппаратов, обеспечивающих подвод воды к турбинам, вода, движущаяся по инерции по подводящему туннелю, окажет сильное давление на лопатки направляющего аппарата и стенки туннеля. При наличии уравнительного резервуара (5) давление, передаваемое на направляющий аппарат и конструкцию напорного тракта, снизится за счет того, что при закрытии направляющего аппарата вода из подводящего туннеля поднимется по уравнительной башне в резервуар, расположенный на верху башни.

На рис. 4.11 показано типичное не гидротехническое сооружение, характерное для горных гидроузлов – транспортный туннель (11), по которому пролегает дорога, проходящая по гребню плотины.

Гидроузел, показанный на рис. 4.11, не чисто деривационного, а смешанного (плотинно-деривационного) типа. Напор создается частично арочной плотиной (1), частично – подводным туннелем (3) и турбинными водоводами (6).

Для ГЭС той же мощности при отсутствии деривации потребовалось бы разместить плотину в створе выходного портала (10) и была бы необходима более высокая плотина. При отсутствии плотины потребовалась бы более длинная деривация. Соотношение между деривацией и плотиной выбирается из условия минимума стоимости гидроузла. При более длинной деривации и более низкой плотине (или наоборот, при более короткой деривации и более высокой плотине) стоимость гидроузла была бы выше.

Крупнейшей в СССР деривационной ГЭС с подземной деривацией и подземным расположением здания ГЭС является Ингури ГЭС (рис. 4.12; 4.13; 4.14), входящая в Ингурский гидроузел (Грузия).

Под названием «Ингурская гидроэлектростанция» подразумевается каскад из пяти гидроэлектростанций, в который входят:

- крупнейшая в СССР деривационная Ингури ГЭС с подземной деривацией и подземным расположением здания ГЭС, см. рис. 4.11;
- приплотинная Перепадная ГЭС-1;
- три однопоршневых русловых ГЭС – Перепадные II, III, IV, расположенные на отводящем канале, впадающем в Черное море.

Сооружения Ингури ГЭС располагаются в ущельях двух рек – крупнейшей горной реки Западной Грузии – реки Ингури и относительно небольшой реки Эрисцкали. Реки стекают с Кавказа в Черное море примерно параллельно друг другу, рис. 4.12.

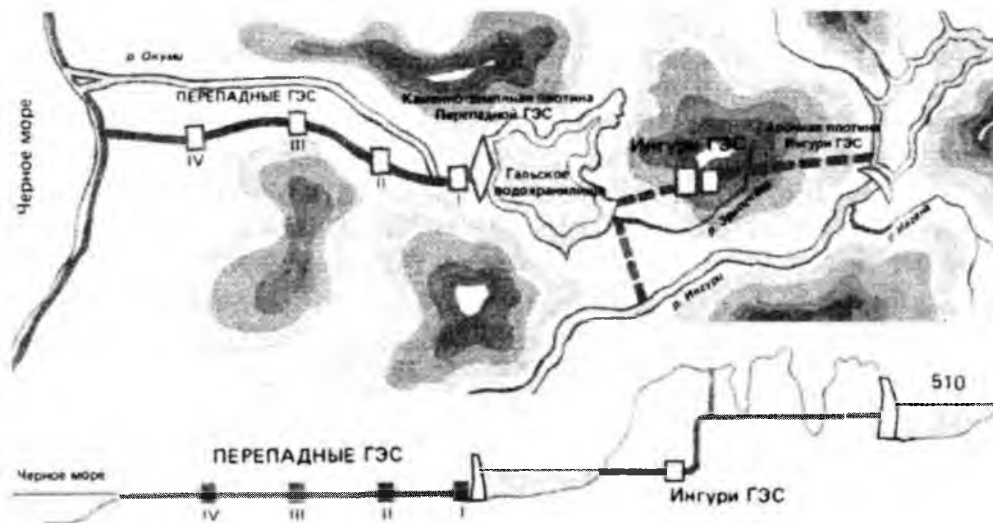


Рис. 4.12 Схема использования стока р. Ингури

На реке Ингури возведена одна из высочайших в мире арочная плотина высотой 271 м и длиной по гребню 758 м, см. рис. 4.13. Рядом с плотиной располагается глубинный водоприемник, являющийся началом напорной деривации.

От глубинного водоприемника отходит напорный деривационный туннель диаметром 9,5 м и длиной более 15 км. По этому туннелю расход 450 м³/с перебрасывается из ущелья реки Ингури в ущелье реки Эрисцкали. По сравнению со схемой, изображенной на рис. 4.11, Ингури ГЭС имеет длинную деривацию (3), перебрасывающую воду из ущелья реки Ингури в параллельное ущелье реки Эрисцкали. Трасса напорного деривационного туннеля пересекает реки Опри и Эрисцкали открытыми водоводами диаметром 7 м и длиной 213 и 91 м.

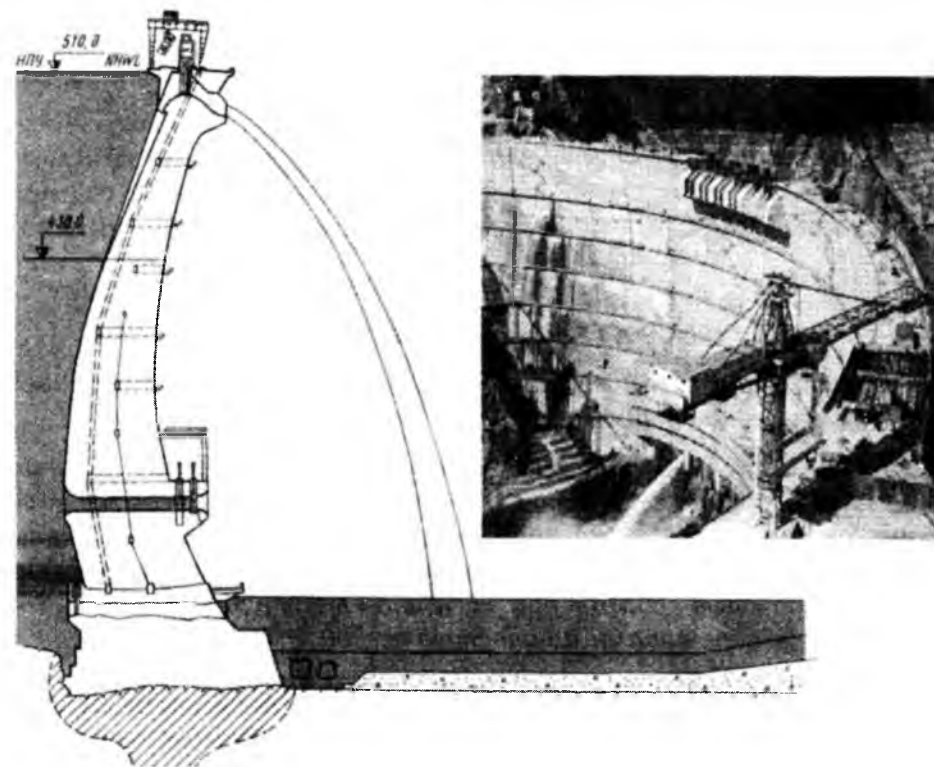


Рис. 4.13 Арочная плотина Ингури ГЭС

В ущелье реки Эрисцкали располагается напорно-станционный узел, в состав которого входят:

- уравнильный резервуар и помещение дисковых затворов (соответственно сооружения 4, 5 на рис. 4.11); уравнильный резервуар имеет подземную цилиндрическую часть диаметром 21 м и высотой 160 м и открытую верхнюю камеру объемом 64 тыс. м³;
- пять ниток турбинных водоводов диаметром 5 м и длиной 680 м и подземное здание ГЭС (сооружения 6, 7 на рис. 4.11);

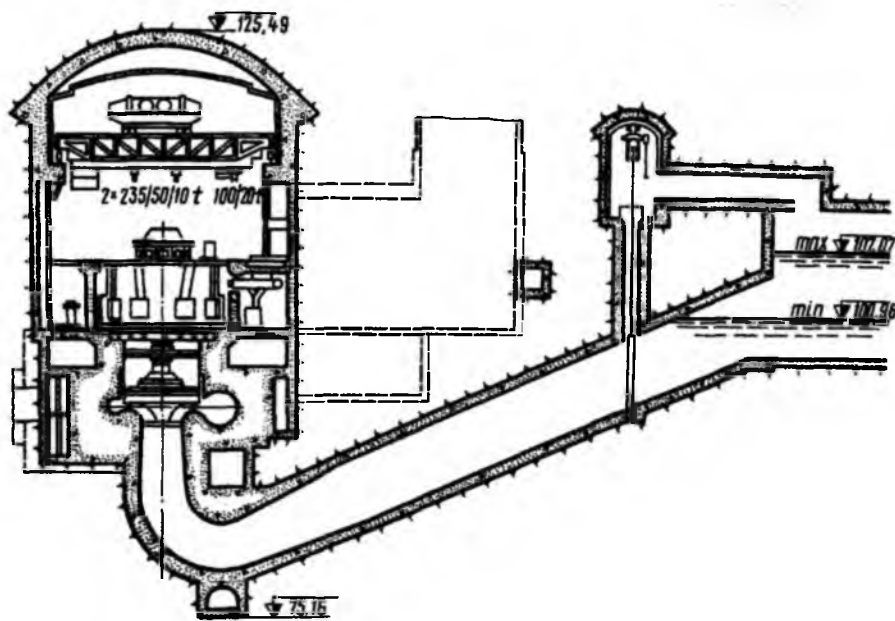


Рис. 4.14 Подземное здание Ингури ГЭС

– отводящий безнапорный туннель (сооружение 9 на рис. 4.11) сечением 10,4 на 13,2 м и длиной более 15 км.

Максимальный общий напор, используемый Ингури ГЭС, составляет 410 м, из них 226 м создается арочной плотиной, остальные 184 м – напорной деривацией. В здании ГЭС, имеющем в плане размеры 21,8 на 127 м и высоту 51,2 м, установлено пять гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами единичной мощностью 265 МВт при расчетном напоре 325 м и расходе 90 м³/с и синхронными генераторами мощностью по 260 МВт каждый.

Использованная на Ингури ГЭС вода сбрасывается через отводящий туннель не в ту же реку, а в Гальское водохранилище Перепадной ГЭС I на реке Эрисцкали. Гальское водохранилище Перепадной ГЭС-I на реке Эрисцкали образовано каменно-земляной плотиной высотой 57,5 м и длиной по гребню 890 м. На водохранилище возведен водоприемник (три пролета по 8 м каждый). Из водоприемника вода по трем ниткам турбинных водоводов (диаметр каждого водовода 6 м, длина 218 м) подводится к зданию ГЭС, в котором установлены три гидроагрегата с вертикальными поворотно-лопастными турбинами мощностью 73,3 МВт каждая. Из здания ГЭС вода попадает в отводящий канал длиной 22,6 км.

Уровень воды в начале отводящего канала превышает уровень воды в Черном море более чем на 30 м. Поэтому на отводящем канале сооружены три однотипные гидроэлектростанции Перепадные ГЭС II, III, IV с расчетным расходом 425 м³/с при расчетном напоре 11,2 м. На каждой ГЭС

установлено по два горизонтальных капсульных гидроагрегата мощностью по 20 МВт каждый.

Рассмотренные выше компоновки гидроузлов (за исключением Ингурского гидроузла) относительно просты. В качестве более сложной компоновки рассмотрим схематично компоновку крупнейшей в мире действующей ГЭС Итайпу на реке Парана, общий вид которой приведен на рис. 1.3.

Установленная мощность ГЭС Итайпу 12,6 млн кВт. План основных сооружений ГЭС показан на рис. 4.15. Для большей наглядности в дополнение к плану на рис. 4.16 показан вид бетонных сооружений ГЭС с нижнего бьефа (фото гидравлической модели).

Напорный фронт ГЭС Итайпу включает в себя:

- правобережную земляную плотину (1) длиной по гребню 872 м и максимальной высотой 64,5 м;
- водосбросное сооружение (2), состоящее из 15 секций бетонной водосбросной плотины, с поверхностным водосливом общей длиной по гребню 483 м и высотой 44 м и из быстрого, разделенного продольными быками на три пролета; перепад уровней воды на быстротоке около 150 м

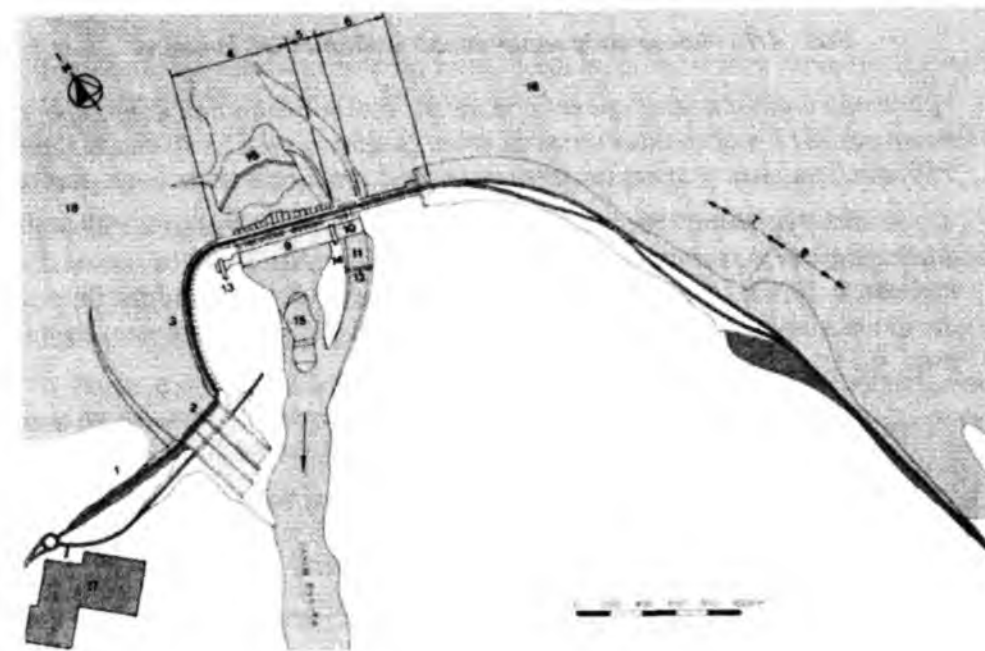


Рис. 4.15 План гидроузла ГЭС Итайпу

- 1 – правобережная земляная плотина; 2 – водосбросная плотина с быстротоком; 3 – глухая бетонная контрфорсная плотина; 4, 5 – станционная бетонная контрфорсная плотина; 6 – левобережная бетонная контрфорсная плотина; 7 – левобережная каменно-набросная плотина; 8 – левобережная земляная плотина; 9, 10 – здание ГЭС

при его длине 500-600 м; общий перепад между уровнем воды в водохранилище и уровнем нижнего бьефа ниже быстрого тока около 200 м;

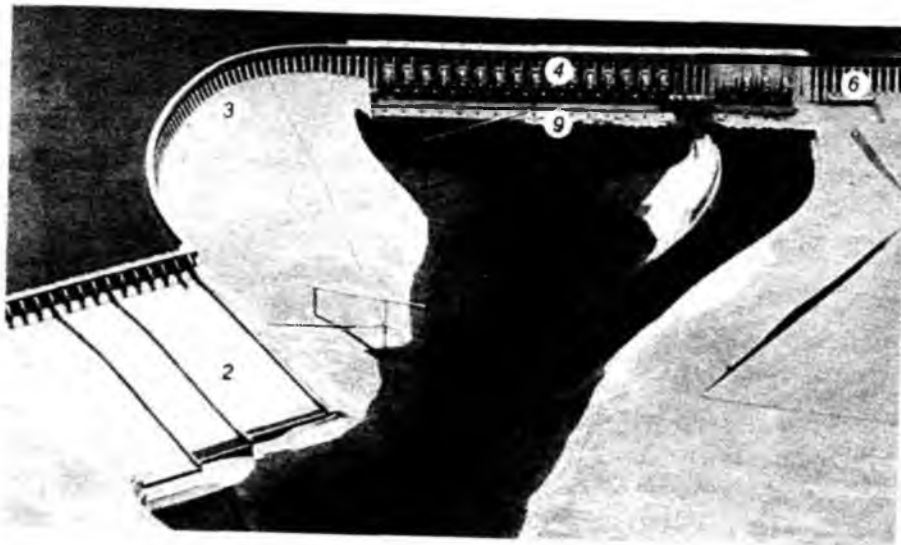


Рис. 4.16 Фото гидравлической модели ГЭС Итайпу

- криволинейная в плане правобережная глухая бетонная контрфорсная плотина (3) с массивными оголовками (высота 64,5 м, длина по гребню 986 м), общий вид которой со стороны нижнего бьефа показан на рис. 4.17;
- «главная» русловая, станционная бетонная контрфорсная плотина (4) с массивными оголовками длиной по гребню 1064 м и максимальной высотой 198 м, шестнадцать секций; между контрфорсами располагаются турбинные водоводы диаметром 12,5 м, которые видны на рис. 4.16;



Рис. 4.17 Вид с нижнего бьефа на правобережную глухую бетонную плотину ГЭС Итайпу

- левобережная бетонная контрфорсная плотина (6);
- левобережная каменно-набросная плотина (7) общей длиной 1984 м и высотой 70 м;
- левобережная (8) земляная плотина высотой 30 м и длиной по гребню 2294 м.

Ниже русловой плотины (рис. 4.15) располагается здание ГЭС (9), (10) с размерами в плане 968 м на 99 м, в котором размещены 18 гидроагрегатов единичной мощностью 700 МВт.

Как видно из приведенных данных, на ГЭС Итайпу напорный фронт образован плотинами различных конструкций. Такой выбор обусловлен, в основном, действующим напором и видом грунтов основания: наиболее ответственная, наиболее загруженная часть напорного фронта, располагающаяся на скальном основании – высокая (некоторые секции до 190 м) бетонная массивно-контрфорсная плотина; менее загруженная, глухая – каменно-набросная плотина на скальном основании высотой до 70 м; наименее загруженная, располагающаяся на мягких грунтах поймы, глухая земляная плотина.

4.2. Последовательность возведения гидроузлов

Компоновка гидроузла и конструкции отдельных сооружений должны удовлетворять целому ряду условий и требований, в числе которых:

- каждое сооружение должно быть надежным, наилучшим образом выполнять свои функции, соответствовать природно-климатическим условиям региона и не мешать работе других сооружений;
- стоимость гидроузла должна быть, по возможности, минимальной;
- компоновка должна обеспечивать надежный пропуск **строительных расходов** и допускать ввод в эксплуатацию высоконапорных гидроузлов очередями;
- правильная компоновка должна создавать архитектурный ансамбль, вписывающийся в природную среду.

При возведении гидроузлов применяются три основных метода организации строительства и пропуска строительных расходов:

- без отвода реки из ее бытового русла (перемычный метод);
- с отводом реки в сторону и пропуском ее воды по каналам, туннелям, трубам;
- пойменный метод.

Первый метод применяется на больших многоводных реках и носит название **перемычного**. Поясним его идею на примере компоновки приплотинного гидроузла рис. 4.1. Строительство ведется в две очереди, см. рис. 4.18.

Первая очередь (I)

1. Русло реки (в нашем примере со стороны левого берега) стесняется перемычками (1) первой очереди (верховой, продольной, низовой). При этом в месте стеснения образуется небольшой подпор: уровень воды со стороны верховой перемычки будет выше, чем у низовой. В качестве перемычки может служить грунтовая дамба. Река временно несет свои воды в правобережной части русла. Отсеченная перемычкой первой очереди часть русла осушается. Тем самым образуется **котлован** первой очереди (I), в котором начинаются строительные работы.
2. В котловане первой очереди (I) возводится, так называемая **гребенка**, т.е. временный водосброс, состоящий из фундаментной плиты (8) и быков (3),

разделяющих водосброс на пролеты (4). Пусть, например, число пролетов и местоположение быков временного водосброса совпадает в плане с быками постоянной водосбросной плотины (рис. 4.1); тогда в гребенке будет четыре пролёта; крайний правый бык (2) будет совпадать с раздельным устоем между станционной и водосбросной плотинами; быки гребенки имеют **пазы** (7) для плоских затворов, позволяющие в нужное время опустить в пазы (7) затворы и перекрыть отверстия гребенки. Когда гребенка готова, низовая перемычка разбирается, и котлован затопляется. После этого разбирается верховая перемычка, и часть потока реки проходит через гребенку.

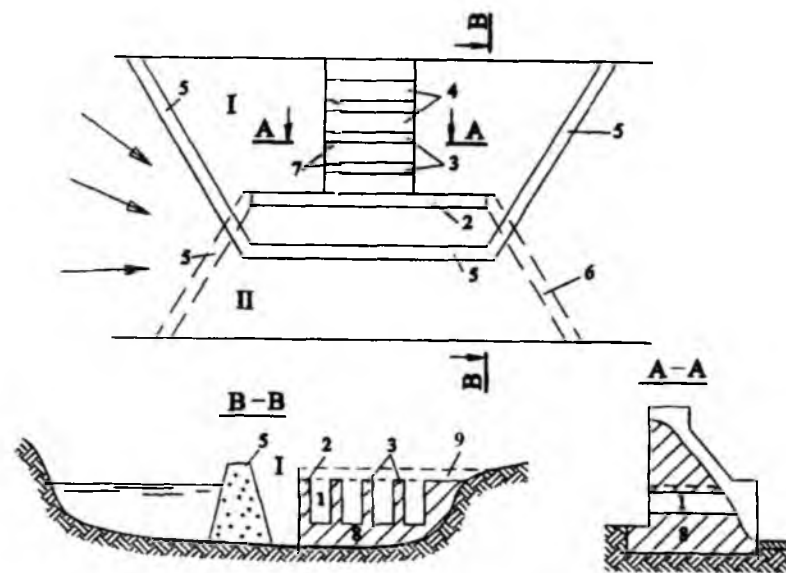


Рис. 4.18 Перемычный способ возведения гидроузла

Вторая очередь (II)

1. Отсыпается верховая перемычка второй очереди (5) до сочленения с продольным устоем (2), т.е. происходит **перекрытие естественного русла реки** и, весь расход проходит через гребенку. Затем отсыпается низовая перемычка, также до примыкания к продольному устою. Продольный устой (2) и перемычки (5, 6) образуют котлован II очереди.
2. Котлован второй очереди осушается, и в нем начинаются работы по возведению станционной части плотины (4) (рис. 4.1) и здания ГЭС (10) (рис. 4.1). Одновременно, как правило, ведутся работы и в левобережной части. Для этого часть пролётов гребенки перекрывается затворами, а также перекрытиями (9) (см. пунктир). Часть пролётов в зависимости от необходимости либо закладываются бетоном, либо преобразуются в отверстия иного сечения, либо остаются в прежнем виде до момента возведения постоянного водосброса. На перекрытиях начинаются работы по наращиванию водосбросной плотины.

Когда в отверстиях гребенки не будет надобности, они перекрываются затворами и под прикрытием затворов заделываются (или преобразуются и оставляются на период эксплуатации в качестве глубинных).

При возведении крупных высоконапорных гидроузлов с длительным сроком строительства могут потребоваться дополнительные (промежуточные) ярусы временных водосбросных отверстий, расположенных выше отверстий гребенки, но ниже порога постоянного водосброса.

Второй способ возведения – с отводом воды из русла поясним на примере гидростанции с деривационным каналом (рис. 4.8).

Первая очередь. На пойме, на месте водозабора (2), «насухо» возводится гребенка, быстроток (3) и подводящий канал (4).

Вторая очередь. Русло реки перекрывается двумя перемычками – верхней (выше створа плотины) и низовой (ниже створа русловой плотины). Русловой котлован осушается, и в нем начинается строительство плотины (5), (6). После перекрытия русла верхней перемычкой произойдет подъем уровня воды и начнется затопление поймы. Когда уровень воды достигнет отметки фундаментной плиты гребенки, вода самотёком пойдет через гребенку по подводящему каналу и быстротоку в нижний бьеф. В случае надобности в котловане при возведении плотины могут быть предусмотрены временные водосбросные отверстия. Когда нижняя часть плотины будет возведена, перемычки (в первую очередь верховую) можно будет разобрать.

На горных реках зачастую для пропуска строительных расходов приходится строить специальные строительные туннели, которые могут быть частично использованы в системе деривации постоянного гидроузла.

Как нет одинаковых рек, так нет универсальных рецептов организации последовательности возведения гидроузла. В проекте каждого гидроузла есть специальный раздел «Организация строительства», в котором эти вопросы решаются для каждого гидроузла индивидуально.

Использованная литература

1. Можевитинов А.Л. и др. Введение в гидротехнику. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 232 с., ил.
2. Itaipu: Hydroelectric Project – Curitiba, PR: ITAIPU BINACIONAL, 1994.
3. Справочник по гидротехнике. ВНИИ ВОДГЕО. – М.: Гослитиздат по стр-ву и арх-ре, 1995. – 828 с., ил.

5.1. Гидравлические турбины и насосы

5.1.1. Использование энергии в гидравлических турбинах

Гидравлической турбиной (гидротурбиной) называют двигатель, преобразующий механическую энергию воды в энергию вращения твёрдого тела (рабочего колеса гидротурбины). Настоящий раздел посвящен только гидравлическим турбинам и насосам, поэтому в дальнейшем слово «гидравлическая» опускается.

Использование энергии потока в наклонном русле является древнейшим способом утилизации водной энергии, уходящим, как уже отмечалось, ко времени зарождения цивилизации. Вначале использовались лишь **кинетическая энергия потока**, т.е. на реках не было никак подпорных сооружений. Колесо, снабженное плоскими лопастями, опускалось в текущую воду, и лопасти, подхватываемые течением, заставляли колесо вращаться. Схема работы такого простейшего гидродвигателя – **водоподливное колесо** – представлена на схеме (рис. 5.1а).

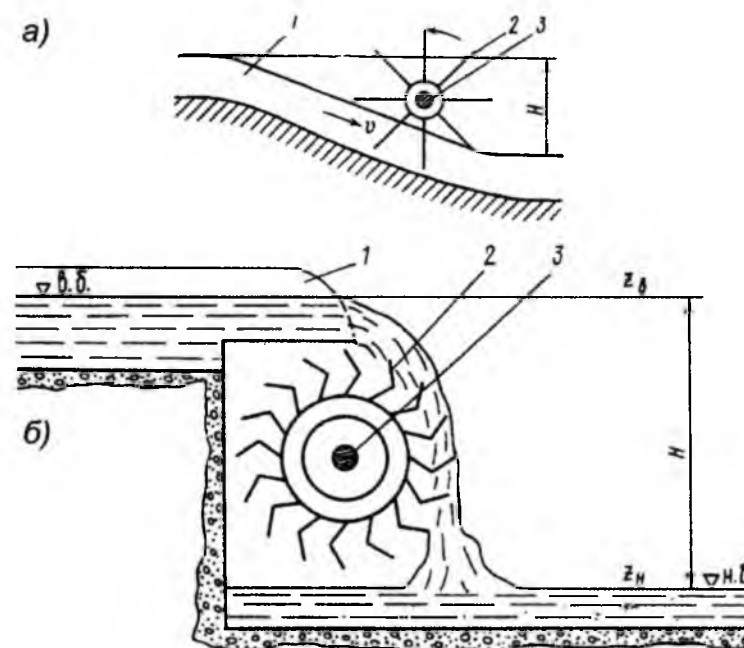


Рис. 5.1 Схема работы: а) водоподливого и б) водоналивного колеса

1 – наклонное русло реки (а), лоток, подводящий воду (б);
2 – лопасти колеса; 3 – вал колеса

Промышленное применение гидроэнергии в России началось в 60-х годах XVIII века, когда знаменитый русский гидротехник К.Д. Фролов создал на Алтае подземный каскад из водяных колес, приводивших в движение горнорудные механизмы и насосы (рис. 5.2). Весь путь воды в этой установке составлял 1051 м.

Кинетическая энергия потока, которая, будучи отнесена к единице массы жидкости, определяется выражением $\frac{v^2}{2}$. Отсюда мощность водоподливного колеса ($N_{к.с.}$), исходя из уравнения мощности потока (см. ранее), определяется аналогично:

$$N_{к.с.} = \frac{W\rho v^2}{2t} = \rho Q \frac{v^2}{2} \quad (5.1)$$

где:

W – объём жидкости, имеющий массу ρW ;

ρ – плотность жидкости, 1000 кг/м³;

v – скорость потока м/с;

Q – объём жидкости в секунду (расход)

Кроме водоподливного с глубокой древности применялось и **водоналивное колесо**, схематично представленное на рис. 5.1(б). Если в предыдущем примере сила тяжести воды, текущей по сильно наклоненному руслу, использовалась для создания скорости в потоке v , то здесь она (тяжесть воды) непосредственно приводит колесо во вращение, перемещая и непрерывно заполняя лотки колеса, т.е. это колесо использует **энергию положения** потока.

Если бы удавалось заполнять и опорожнять весь объём лотка в самом верхнем и нижнем положениях, то работа и мощность такого колеса равнялась бы работе и мощности потока. Практически этого сделать нельзя, так как вода не сразу заполняет лоток и начинает выливаться из него, не дойдя до нижней точки, т.е. используемая энергия оказывается меньше.

Водяные колеса, как гидродвигатели, использующие кинетическую энергию потока по схеме 5.1(а) и энергию положения по схеме 5.1(б), из-за невозможности применения их для получения значительных мощностей распространения не получили. Развитие пошло по пути поиска более совершенных преобразователей водной энергии, где используется напор потока, получивших название – турбины.

Подвод воды в турбинах выполняется напорными водоводами. Одна из широко применяемых схем турбинной установки изображена на рис. 5.3.

Подобные схемы позволяют значительно лучше, чем в открытых руслах, использовать энергию потока в широком диапазоне мощностей и напоров.

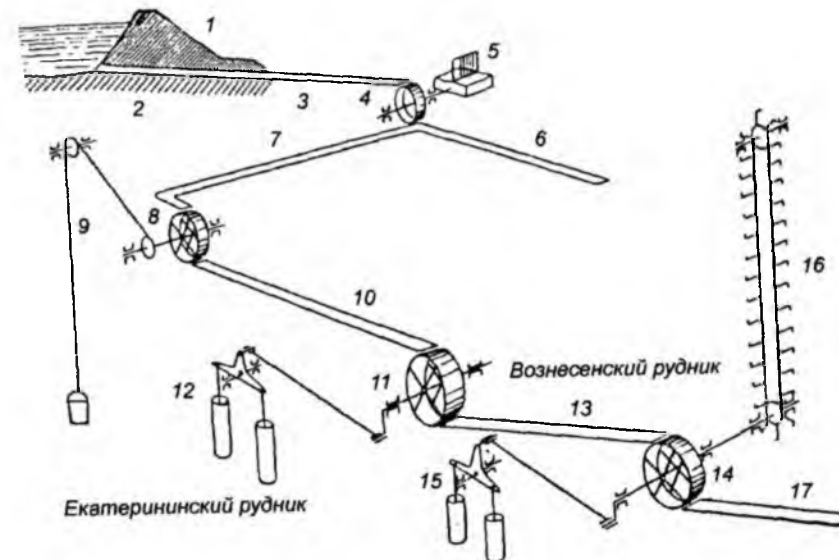
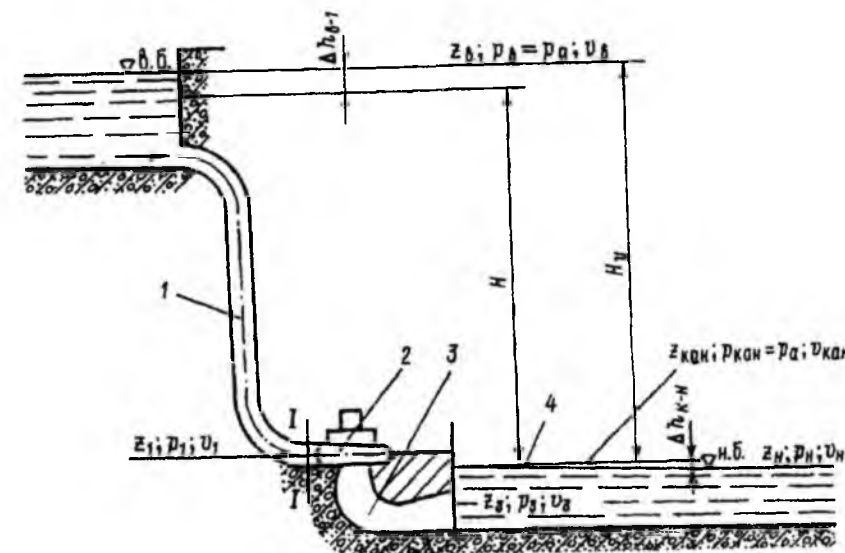


Рис. 5.2 Схема гидроэнергетической установки К. Д. Фролова на рудниках Алтая

- 1 – плотина длиной 128 м и высотой 17,5 м; 2 – тоннель длиной 443 м; 3 – канал длиной 96 м; 4 – водяное колесо диаметром 4,3 м; 5 – песопилка; 6 – отвод воды к Преображенскому руднику; 7 – подземный канал длиной 128 м; 8 – водяное колесо диаметром 4,3 м; 9 – рудоподъемник на высоту до 102 м; 10 – подземный канал длиной 64 м; 11 – водяное колесо диаметром 17 м; 12 – насосы Екатерининского рудника; 13 – подземный канал длиной 320 м; 14 – водяное колесо диаметром 15 м; 15 – насосы Вознесенского рудника; 16 – рудоподъемник Вознесенского рудника; 17 – отвод в р. Корбалиху



За преобразованием энергии в такой установке можно проследить, если воспользоваться одним из основных уравнений механики жидкости – уравнением Бернулли. Это уравнение, выражающее постоянство энергии (E) в потоке, если его члены отнести к единице веса жидкости, можно записать в единицах напора (метрах водяного столба) для любого сечения проточного тракта турбинной установки в виде:

$$E = \frac{v^2}{2g} + \frac{P}{\rho g} + z = \text{const} \quad (5.2)$$

где v – скорость м/с; P – давление, Па; z – высота над уровнем сравнения, м; ρ – плотность воды кг/м³.

Параметры турбин являются их количественными и качественными характеристиками: напор (H), расход (Q), мощность (N).

Обозначим уровень воды УВБ через z_B , а УНБ через z_H (рис. 5.3). Вода из верхнего бьефа через водозабор (водоприёмник) по напорному подводящему турбинному водоводу и спиральную камеру подводится к рабочему колесу турбины под давлением P_B со скоростью v_B . На рабочем колесе поток теряет большую часть своей энергии и отводится через камеру рабочего колеса и отсасывающую трубу в нижний бьеф под давлением P_H со скоростью v_H . Напор установки составит:

$$H_{уст.} = z_B - z_H \quad (5.3)$$

Напор турбины H (м) определяется при проектировании турбинной установки. Он выражает энергию, которой располагает турбина (**рабочий напор**). С напором установки по существующим нормам международной энергетической комиссии (МЭК) рабочий напор связан зависимостью:

$$H = H_{уст.} - \Delta h_{под} - \frac{v_{вых.сп.}^2}{2g} \quad (5.4)$$

где $H_{уст.}$ – напор установки; $\Delta h_{под}$ – потери напора в подводящем тракте; $v_{вых.сп.}$ – средняя скорость на выходе из отсасывающей трубы; g – ускорение свободного падения тела; третий член уравнения выражает потери на выходе.

Задают три значения напора: $H_{расч.}$ – расчетный, при котором турбина развивает заданную (номинальную) мощность; $H_{макс.}$ – максимальный, при котором турбину рассчитывают на прочность; $H_{мин.}$ – минимальный, при котором гарантируется минимальная мощность.

Расход турбины Q (м³/с) определяется также при проектировании ГЭС и для турбин задается как:

$$Q = \frac{Q_{уст.}}{m} \quad (5.5)$$

где $Q_{уст.}$ – расчетный расход через турбины ГЭС; m – число агрегатов ГЭС.

Мощность турбины N (кВт) при заданных (расчетных) значениях H и Q называют номинальной. Минимальная мощность соответствует $H_{мин.}$. Иногда задается перегрузочная мощность $N_{макс.}$, которая может быть получена либо при расчетном напоре и увеличенных открытиях направляющего аппарата (a_θ) ($a_{\theta, макс.} > a_{\theta, расч.}$ (т.е. $Q_{макс.} > Q$), либо при расчетном $a_{\theta, расч.}$ и повышенном напоре.

Частота вращения в установившемся режиме n (об/мин), частота вращения при разгоне турбины (см. ниже) $n_{разг.}$ (об/мин), а также диаметр рабочего колеса D_l (м) являются параметрами, определяемыми для выбора турбин. Для турбин, работающих в России и во многих других странах, частота вращения, называемая *синхронной*, должна удовлетворять условиям получения трехфазного тока частотой 50 Гц (герц). Отсюда:

$$n_{син} = \frac{f \cdot 60}{p} = \frac{3000}{p} \quad (5.6)$$

где $f = 50$ Гц; p – число пар полюсов генератора (см. гл. 6).

Диаметр рабочего колеса турбины D_l является основным размером, определяющим при заданном напоре и пропускной способности (Q) мощность и массу турбины.

Гидродинамические качества рабочего колеса в основном определяют такие характеристики турбины, как КПД, приведенный расход, частота вращения, кавитационный коэффициент и коэффициент быстроходности (см. ниже). Они определяются при испытаниях модельной турбины на лабораторной установке.

Коэффициент полезного действия установки определяется как отношение использованной энергии или мощности к энергии или мощности потока:

$$\eta = \frac{H_{исп. у}}{H_y} = \frac{N_y}{N_n} = \frac{N_y}{9,81 Q_y \cdot H_y} \quad (5.7)$$

Электрическую мощность ГЭС принято измерять и учитывать на выходных клеммах (зажимах) гидрогенераторов, а не мощностью турбин КПД ГЭС в целом, как установки, в этом случае должен учитывать потери энергии в водоприёмниках, в водоводах, в турбинах, генераторах, трансформаторах и коммуникациях гидроэлектростанции, иначе говоря, сумму потерь во всех агрегатах и элементах установки, каждый из которых может быть оценен собственным КПД. Поэтому для оценки энергетических качеств собственно турбины решающее значение имеет её собственный КПД.

Исходя из формулы 5.7, мощность турбины, в киловаттах, следует представить:

$$N_{тур} = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (5.8)$$

где: H – рабочий напор в м;

Q – расход через турбину, м³/с.

Использованный в турбине напор $H_{\text{исп. тур.}}$, выражающий полезную энергию может быть представлен двояко – как:

- количество энергии потока, превращенное посредством турбины в механическую энергию, выраженную крутящим моментом на валу агрегата:

$$H_{\text{исп. тур.}} = H - \sum \Delta h_{\text{тур.}} \quad (5.9)$$

- использованная в турбине гидравлическая удельная энергия:

$$H_{\text{исп. тур.}} = H - \Delta h_z, \quad (5.10)$$

где: $\sum \Delta h_{\text{тур.}}$ – сумма всех потерь в турбине;

H – рабочий напор турбины.

Δh_z – гидравлические потери в турбине. Второе выражение широко применяется в теории турбин.

Стремление к наиболее полному использованию располагаемой водной энергии является основной тенденцией всей современной гидроэнергетики в мире. Достигнутый уровень КПД в современных крупных турбинах признаётся достаточно высоким, но задача его дальнейшего повышения продолжает быть актуальной проблемой современного гидротурбостроения. Отечественные турбины Саяно-Шушенской ГЭС единичной мощностью 650 МВт и Красноярской ГЭС 508 МВт имеют КПД около 95%.

В зависимости от того, какая часть из слагаемых энергии реализуется в конструкции, турбины разделяются на два класса – **активные и реактивные** (гидродвигатели, использующие энергию положения в промышленных турбинах имеют незначительное применение).

Турбины, использующие только кинетическую энергию потока, рабочие органы которых работают без избыточного давления, открыто, называют **активными**. В них $z_a = z_n$ и $P_a = P_n$, то есть вода поступает на колесо по схеме (рис. 5.1а).

Гидротурбины, использующие хотя бы частично потенциальную энергию давления, процесс преобразования энергии в которых происходит в замкнутых, изолированных от окружающей среды установках, называют **реактивными** (рис. 5.3). В них процесс преобразования энергии происходит при давлении на входе, превышающем атмосферное. При этом частично используется и скоростной напор.

Сами термины – «активного» и «реактивного» действия – являются, как это следует из их определения, в большой мере условными. Осуществить чисто реактивное действие практически невозможно, так как поток, подходя к рабочему колесу, уже обладает кинетической энергией. Однако эти названия турбин стали традиционными и используются в практике специалистами во всём мире.

Турбины подразделяются на классы, системы и типы. Классы турбин – активный и реактивный, как мы видели, отличаются характером преобразования энергии на рабочем колесе.

Системы турбин отличаются структурой потока и характерными особенностями проточной части. В системах приняты следующие названия и условные обозначения: пропеллерные турбины (Пр), поворотно-лопастные (ПЛ), радиально-осевые (РО), диагональные (Д), ковшовые (К). **Типы турбин** отличаются относительными размерами и конфигурацией элементов проточной части. В каждой системе, таким образом, может применяться несколько типов, в которых будет аналогичной конфигурация проточных элементов. Различие будет лишь в размерах. Геометрически подобные турбины одного типа различных размеров образуют серию.

5.1.2. Активные турбины

В классе активных турбин наиболее распространенной системой являются ковшовые (турбины Пельтона, рис. 5.4.).

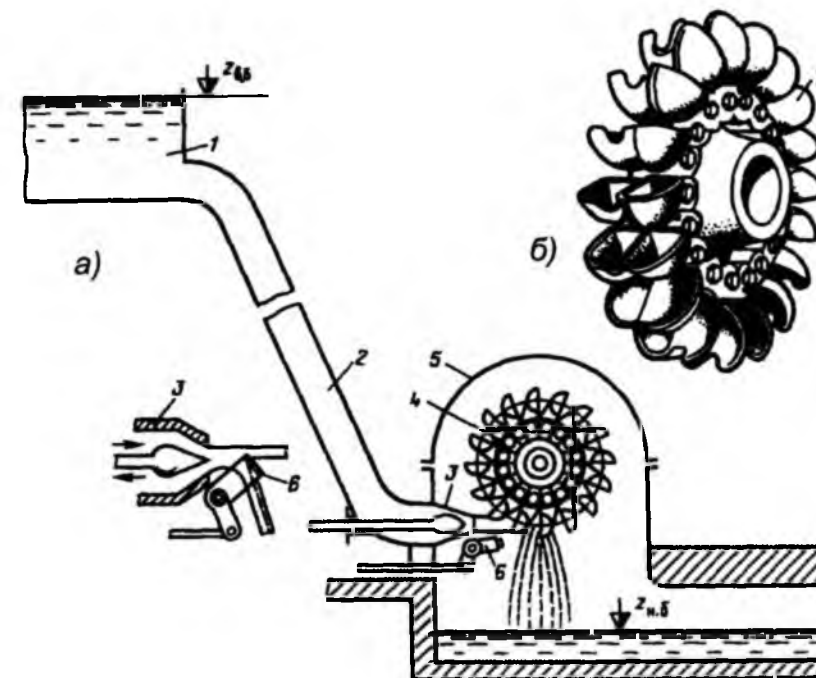


Рис. 5.4 Ковшовая турбина Пельтона

а) – схема турбинной установки; б) – рабочее колесо

В ковшовой турбине вода из верхнего бьефа (1) подводится трубопроводом (2) к рабочему колесу (4) через сходящийся насадок – сопло (3). На выходе из сопла струя воды приобретает высокую скорость v . Скорость истечения струи из отверстия (сопла) v :

$$v = k \sqrt{2gH} \quad (5.11)$$

где: $k = 0,970-0,985$ – коэффициент, характеризующий потери напора в пределах проточной части турбины и на выходе из сопла.

Тем самым, в сопле 97-98,5% удельной энергии воды H , подведённой по трубопроводу (за вычетом потерь), преобразуется в кинетическую.

Рабочее колесо ковшовой турбины расположено в воздушном пространстве. Рабочее колесо снабжено ковшеобразными лопастями (ковшами) (7), каждая из которых последовательно принимает на себя высокоскоростную струю. Внутри сопла (3) имеется регулирующая игла. Игла перемещается вдоль оси потока и меняет диаметр выходящей из сопла струи, тем самым, регулируя расход воды (мощность). Игла открывается-закрывается медленно (во избежание гидравлического удара, см. ниже). Для быстрого отвода струи от рабочего колеса в ковшовой турбине имеется отклонитель (6). Рабочее колесо, сопло и отклонитель заключены в закрытый кожух (5). Вода, отдав свою энергию рабочему колесу, стекает в отводящий канал (нижний бьеф). В настоящее время выпускаются ковшовые турбины с несколькими соплами на одной турбине.

Ковшовые турбины выполняются как с горизонтальным расположением вала (оси), так и вертикальным.

Ковшовые турбины применяются на высоконапорных ГЭС в диапазоне напоров 300-2000 м. Единичная мощность ковшовых турбин не превышает 300 МВт. На территории бывшего СССР ковшовые турбины применялись редко из-за относительно небольшого количества деривационных ГЭС в условиях высокогорья.

Наиболее крупная в СССР шестисопловая ковшовая турбина создана на Ленинградском металлическом заводе (ЛМЗ) для Татевской ГЭС на Кавказе. Ее единичная мощность 54,6 МВт. Еще более мощные ковшовые турбины единичной мощностью 178 МВт при частоте вращения 300 об/мин разработаны ЛМЗ для Зарамагской ГЭС (турбины шестисопловые, расчетный напор 620 м, диаметр рабочего колеса 3,28 м).

5.1.3. Реактивные турбины

Класс реактивных турбин в зависимости от направления воды, поступающей к лопастям турбин, подразделяется на следующие системы: **радиально-осевые, осевые (поворотно-лопастные и пропеллерные) и диагональные.**

Характерными особенностями реактивных турбин, отличающих их от активных, являются: расположение рабочего колеса полностью в воде и одновременный подвод воды ко всем лопастям турбины. Общий вид рабочих колес реактивных турбин показан на рис. 5.5.

Радиально-осевые турбины (турбины **Френсиса**), характерны тем, что вода при входе на рабочее колесо движется в радиальной плоскости, а на сходе с рабочего колеса в осевом направлении. Радиально-осевые турбины могут выполняться с вертикальным расположением вала (оси) и с горизонтальным.

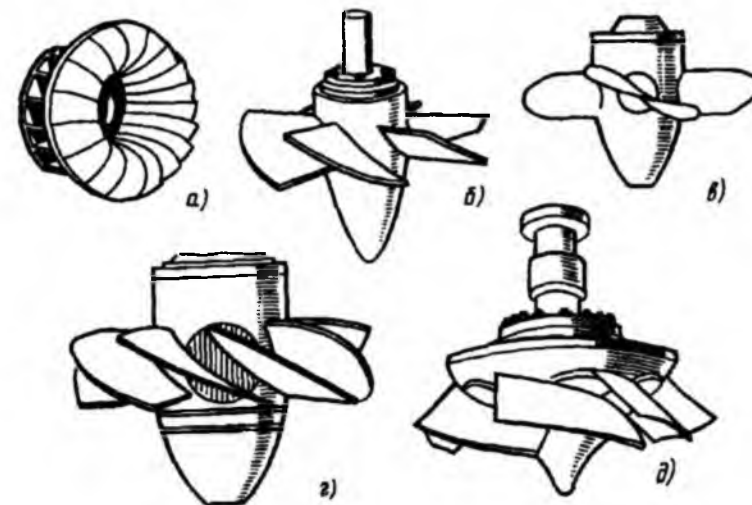


Рис. 5.5 Рабочие колеса реактивных турбин

а – радиально-осевая; б – пропеллерная; в – поворотно-лопастная; г – двухперловая; д – диагональная

Радиально-осевые турбины применимы для широкого диапазона напоров – от 40 до 600 м.

В СССР (ЛМЗ), начиная с 1961 года, когда был введен в эксплуатацию агрегат на Братской ГЭС, мощностью 225 МВт по генератору, являлся мировым лидером в области проектирования и изготовления радиально-осевых турбин. Самые мощные в России – турбины Саяно-Шушенской ГЭС (единичная мощность 640 МВт при расчетном напоре 194 м и 720 МВт при напоре 200 м, 1978 г.). До Саяно-Шушенских крупнейшими в России и в мире были радиально-осевые турбины Красноярской ГЭС единичной мощностью 500 МВт (1967 г.). Впоследствии крупнейшие радиально-осевые турбины были установлены на ГЭС Итайпу (Бразилия, Парагвай) в 1983 г., 740 МВт.

Пропеллерные турбины (рис. 5.6) с жёстким закреплением лопастей и **поворотно-лопастные** (турбины Каплана) с поворотом лопастей образуют систему **осевых** турбин, отличающихся тем, что поток воды на входе и выходе с рабочего колеса имеет одно и то же осевое направление.

Расположение осей турбин может быть как вертикальным, так и горизонтальным. При низких и средних напорах (до 80 м) используются осевые вертикальные турбины (пропеллерные и поворотно-лопастные). При низких (до 20 м) – осевые горизонтальные капсульные турбины.

Рабочее колесо вертикальной пропеллерной турбины состоит из корпуса (втулки) (1) с обтекателем (2) и лопастей (3), жестко скрепленных со втулкой и установленных под некоторым постоянным углом к вертикальной оси.

Элементы подвода воды к вертикальной осевой турбине схожи с трактом подвода воды к радиально-осевой: (спиральная камера (6) – направляющий аппарат (5) – лопасти турбины (3) – камера рабочего колеса (4). Форма

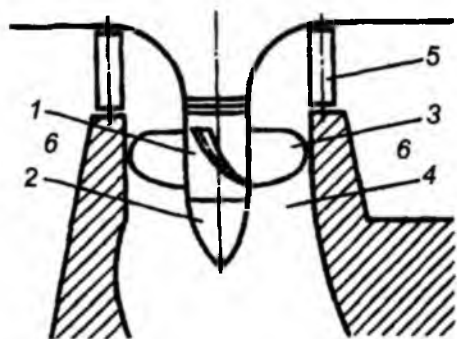


Рис. 5.6 Рабочее колесо пропеллерной турбины

блоки проще. Отвод воды от турбины так же, как от радиально-осевой, происходит через отсасывающую трубу.

Поворотно-лопастная вертикальная турбина отличается от пропеллерной тем, что ее лопасти могут поворачиваться. Поэтому КПД этой турбины при частичных нагрузках выше, чем у пропеллерной, благодаря тому, что расход может регулироваться не только с помощью лопаток направляющего аппарата, но и поворотом лопастей, обеспечивая оптимальное обтекание рабочего колеса.

Для каждого установившегося режима работы существует наиболее выгодное взаимное расположение разворота лопастей и открытия направляющего аппарата. Оптимальную зависимость между их положением называют **комбинаторной зависимостью**.

Мощными поворотно-лопастными турбинами оснащены все Волжские гидроэлектростанции (в г. Жигулевске, в г. Волжском и в г. Саратове). Каждая из 20 турбин Волжской ГЭС (Жигулевск) при напоре 22,5 м имеет мощность 126 МВт. На V Мировой энергетической конференции в Вене (1956 г.) успешное создание турбин Волжской ГЭС было признано как высшее достижение ЛМЗ в мировом гидротурбостроении. Лишь через 13 лет (1968 г.) в США на ГЭС Джон-Дей были установлены поворотно-лопастные турбины (единичная мощность 155 МВт при напоре 28,6 м). А в 1970 г. еще более мощные поворотно-лопастные турбины ЛМЗ установлены на ГЭС Джердап-Железные Ворота (р. Дунай) мощностью 178 МВт (мощность указана по турбине).

Диагональные турбины, предложенные в нашей стране В.С. Квятковским по своей конструкции также поворотно-лопастные. Однако по направлению движения потока они не являются осевыми, в них линии тока направлены по коническим образующим, т.е. поток движется по диагонали. Форма лопастей и угол наклона лопастей к горизонту существенно отличаются от осевых поворотно-лопастных.

поперечного сечения спиральной камеры у радиально-осевых турбин круглая, а у осевых – тавровая. Это продиктовано условиями работы турбин. Радиально-осевые турбины высоконапорные, поэтому механические нагрузки на спиральную камеру высокие и требуют применения металла для их изготовления при наиболее выгодных очертаниях. Поворотно-лопастные турбины низконапорные, поэтому спиральные камеры выполняются из бетона, нагрузки на который меньше, а укладка его в геометрически прямолинейные

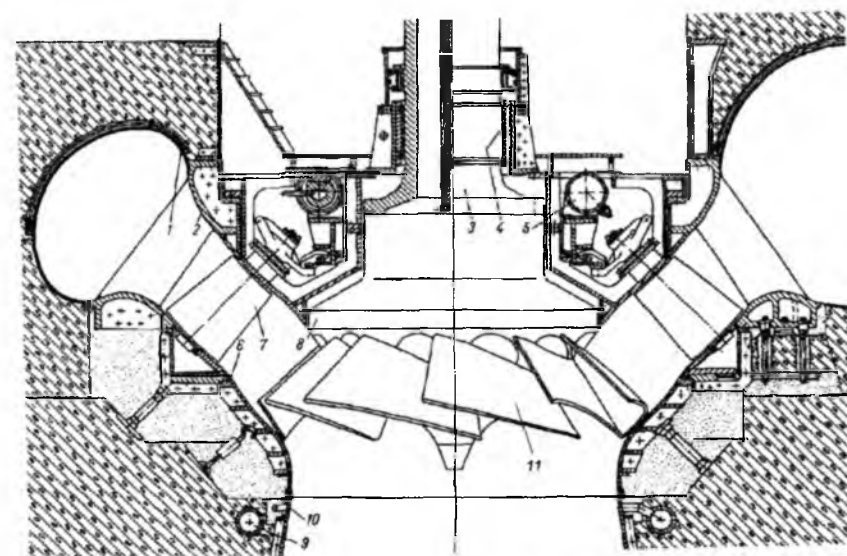


Рис. 5.7 Разрез диагональной турбины мощностью 77 МВт

- 1 – спиральная камера; 2 – статор турбины; 3 – вал; 4 – направляющий подшипник; 5 – сервомотор; 6 – фундаментные части; 7 – лопатки НА; 8 – рабочее колесо; 9 – коллектор впуска воздуха под рабочее колесо; 10 – отсасывающая труба; 11 – лопасти рабочего колеса

Их свойства позволяют расширить область применения по сравнению с поворотно-лопастными осевыми турбинами и использовать на высоконапорных ГЭС (диапазон напоров 50-150 м). Крупнейшие в мире диагональные турбины, изготовленные ЛМЗ, установлены в 1975 г. на Зейской ГЭС (единичная мощность 215 МВт, расчетный напор 78,5 м). На рис. 5.7 представлен разрез диагональной турбины.

Обратимые гидротурбины (насосотурбины) используются на ГАЭС, которые пока являются самыми лучшими пиковыми электростанциями. Для напоров 50-150 м (наиболее распространенных) на ГАЭС в качестве наилучших конструкций в последнее время нашли применение поворотно-лопастные насосотурбины диагональной системы. Они по сравнению с радиально-осевыми обладают большей быстроходностью (см. ниже), за счет поворота лопастей обеспечивают лучшие КПД при частичных мощностях и приближаются к оптимуму в обоих режимах (турбинный и насосный при одинаковых n и H), но уступают им в кавитационных свойствах. При напорах менее 20 м в качестве обратимых турбин применяют горизонтальные капсульные поворотно-лопастные машины.

5.1.4. Турбинные установки, регулирование (управление) турбинами

Турбины проектируются во взаимной увязке со всеми элементами турбинной установки, в основном, по схемам, представленным на рис. 5.4, 5.8, 5.10. Турбинная установка (турбинный блок ГЭС) радиально-осевой турбины на примере Саяно-Шушенской ГЭС представлена на рис. 5.8.

Данная турбинная установка состоит из **водоприёмника** оборудованного **сороудерживающей решёткой** (2). Турбинный водовод (6) имеет перед входом пазы для установки **ремонтных затворов** (3). Для защиты турбины в случае отказа направляющего аппарата имеются специальные пазы, где установлены **быстропадающие затворы** (4) (аварийные), которые опускаются от действия автоматических устройств, контролирующих недопустимое повышение частоты вращения агрегата. Быстропадающий затвор приводится в действие **гидроподъёмником** (5). Для ремонта всего гидромеханического оборудования водоприёмников предусмотрены специальные **козловые краны** (7).

Рабочее колесо турбины располагается в камере (8) и состоит из трёх жестко связанных частей – обода (9), ступицы (10), между которыми располагаются лопасти (9') сложной пространственной формы. Число лопастей турбины может колебаться от 9 для низконапорных до 21 для высоконапорных турбин.

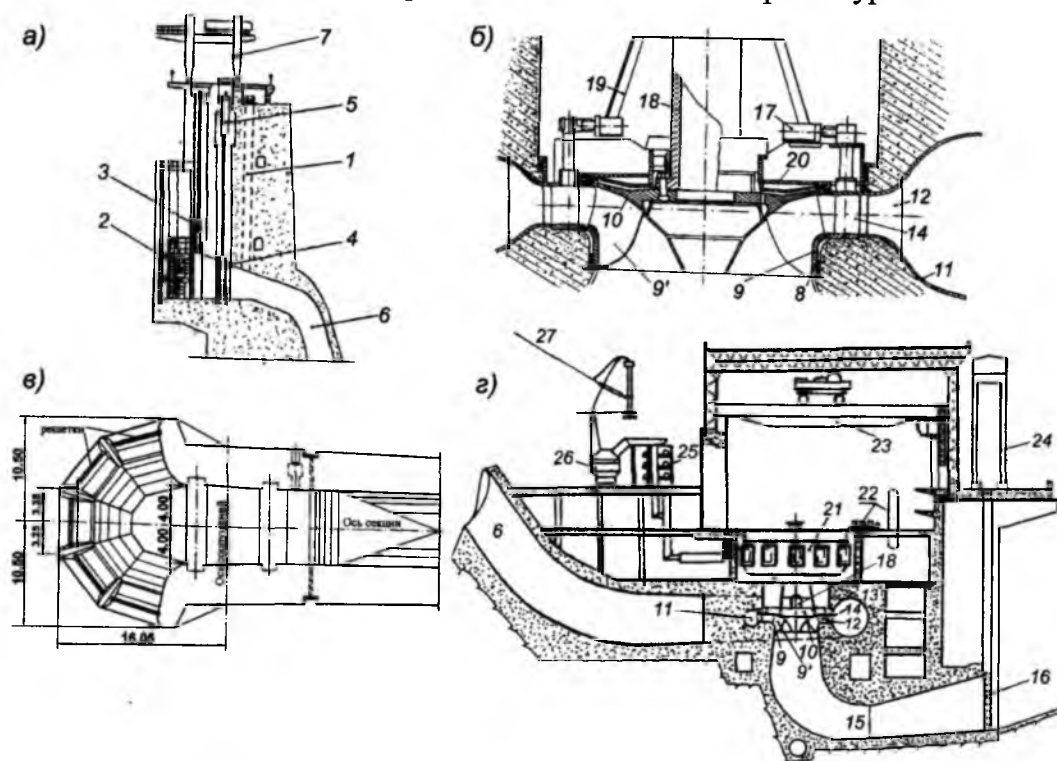


Рис. 5.8. Турбинная установка с радиально-осевой турбиной Саяно-Шушенской ГЭС

а) водоприёмник; б) рабочее колесо; в) сороудерживающая решетка;
г) здание ГЭС с водоводом, спиральной камерой, агрегатом и отсасывающей трубой

Подвод воды от турбинных водоводов к рабочему колесу осуществляется через спиральную камеру (11), имеющую в плане форму “улитки” (тора переменного сечения) (рис. 5.9). У входа в турбинный водовод, где наибольшие расходы воды, площадь сечения спиральной камеры наибольшая.



Рис. 5.9 Внешний вид спиральной камеры Саяно-Шушенской ГЭС в период монтажа

Со стороны турбины в спиральной камере имеется вырез цилиндрической формы – вход из спиральной камеры в камеру рабочего колеса. Вырез разделен на несколько пролетов колоннами статора (12), который удерживает массу вращающихся частей агрегата верхней части спиральной камеры и частично вес железобетонного массива над камерой (13). По окружности, перед входом в камеру рабочего колеса расположен направляющий аппарат в виде вертикально расположенных лопаток (14), способных поворачиваться вокруг вертикальной оси (типа жалюзи) вплоть до полного закрытия межлопаточного пространства. Лопатки при их повороте обеспечивают изменение расхода воды (мощности) через турбину и оптимальное обтекание лопастей рабочего колеса, что повышает КПД турбины. При необходимости, закрывая лопатки направляющего аппарата, производят остановку турбины. Лопатки направляющего аппарата приводятся в движение сервомоторами (17). Отвод воды от турбины происходит через отсасывающую трубу (15), где гасится почти вся остающаяся энергия потока. Отсасывающая

труба имеет на выходе пазы, в которые опускается ремонтный затвор (16) с помощью козлового крана (24).

В машинном зале ГЭС расположена **маслонапорная установка** (МНУ) (22) для обеспечения гидравлического привода лопаток направляющего аппарата. Посредством вала (18) турбина сочленяется с генератором, образуя единое целое – **агрегат**. Генератор (21) опирается (вращающаяся часть) через опору (19) на крышку турбины (20), которая в свою очередь передаёт усилие от всех вращающихся частей на колонны статора турбины. Для обслуживания всего оборудования машинного зала предусмотрены **мостовые краны** (23). Электроэнергия от генератора через систему токопроводов (25) и **повышающий трансформатор** (26) передаётся посредством системы воздушных проводов (27) и **распределительного устройства** в электрическую сеть (об этом в следующей главе).

Турбинные установки с горизонтальными капсульными осевыми турбинами нашли широкое применение на низконапорных равнинных гидроузлах. Их основное достоинство (и преимущество перед вертикальными осевыми турбинами) – возможность размещения гидроагрегатов в теле водосбросной плотины без значительного заглубления, необходимого для размещения отсасывающих труб. Благодаря осевому (вдоль течения реки) потоку и простым гидравлически благоприятным формам проточной части, горизонтальные капсульные турбины имеют большую по сравнению с вертикальными пропускную способность и соответственно большую, примерно на 20-25% мощность при одинаковых габаритах рабочего колеса. В СССР успешно работало более 50 капсульных гидроагрегатов мощностью 18-20 МВт (Киевская и Каневская ГЭС на Днепре, Череповецкая ГЭС на реке Шексна). На рис. 5.10 показано сечение здания Киевской ГЭС с горизонтальным капсульным гидроагрегатом. Ось рабочего колеса (5) поворотно-лопастной турбины располагается горизонтально. Генератор размещается в закрытой капсуле (2).

До 1970 г. два самых крупных в мире капсульных агрегата, изготовленные на ЛМЗ, были установлены на Саратовской ГЭС: диаметр рабочего колеса 7,5 м, при напоре 10,6 м единичная мощность 45 МВт. Впоследствии мощные капсульные агрегаты (единичная мощность 54 МВт) были установлены на ГЭС Рок-Айленд (США).

Как мы уже видели (выражение 5.8), мощность турбины при постоянном напоре будет зависеть лишь от расхода, поскольку КПД изменяется при изменении мощности, но не так существенно, как расход, т.е. изменение (регулирование) мощности турбины задается изменением расхода воды. Регулирование расхода производится путём изменения открытия лопаток направляющего аппарата (НА). Максимальная величина открытия НА и соответственно мощность турбины выбирается и задаётся в процессе её проектирования.

При нормальных условиях работы турбины постоянная частота вращения и установившийся расход поддерживаются **системой регулирования**, исполнительным органом которой является НА. Главным начальным звеном

системы регулирования является **регулятор**, который выполняет функции измерения необходимых параметров и формирует стабилизирующие сигналы. В современных турбинах применяются электрогидравлические регуляторы частоты вращения (ЭГР) в старых конструкциях ещё встречаются гидромеханические регуляторы.

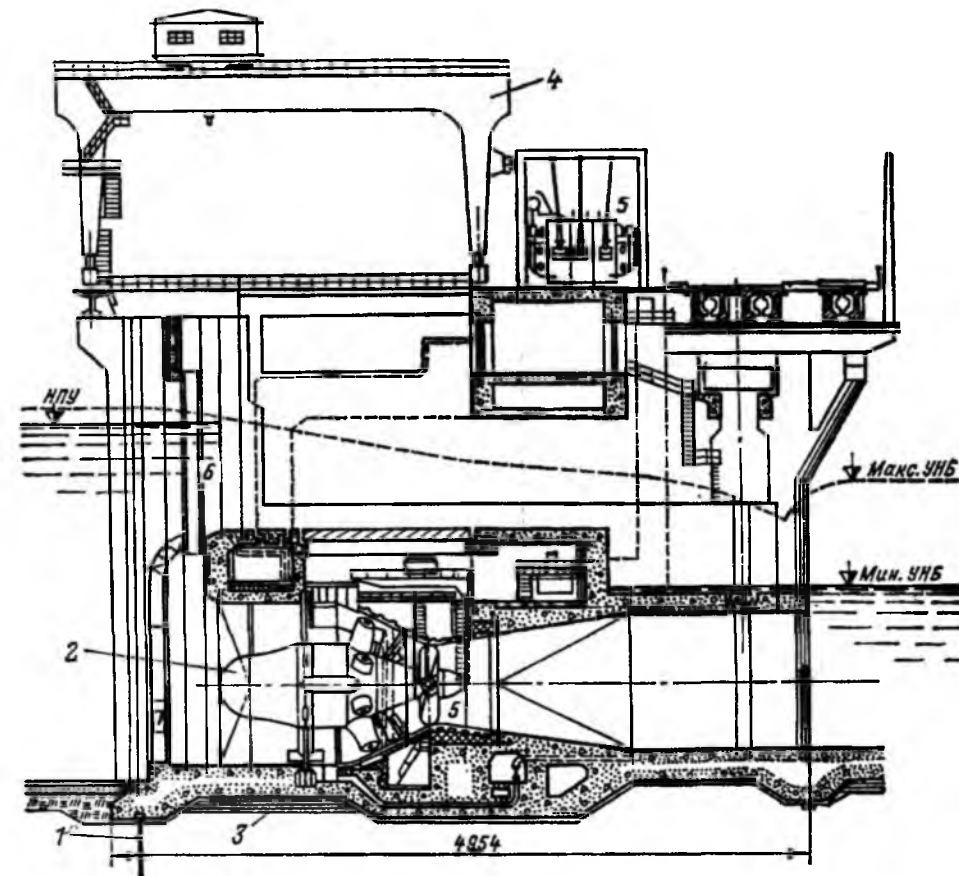


Рис. 5.10 Здание Киевской ГЭС с горизонтальным капсульным агрегатом

1 – металлический шпунт; 2 – капсульный агрегат; 3 – дренаж;
4 – наружный козловый кран; 5 – рабочее колесо; 6 – трансформатор

При плановых (плавных) изменениях мощности турбины, происходящих за достаточно длительные промежутки времени (более 10 секунд), регулирование расхода НА производится также плавно, и процесс в каждый момент времени следует рассматривать как стационарный (установившийся).

К **нестационарным** (переходным) процессам, которые возникают при регулировании турбины, относятся: пуск; резкие изменения мощности (нагрузки); остановка; **сброс** нагрузки (мгновенное отключение генератора от сети); перевод генератора в режим синхронного компенсатора; разгон турбины и его прекращение; **наброс** нагрузки (быстрый автоматический набор нагрузки при отключении мощных генерирующих источников в энергосистеме).

Нестационарные процессы приводятся к устойчивому режиму системой регулирования, параметры приведения процесса к устойчивому режиму (частота вращения, давление в напорном водоводе) носят название **гарантии регулирования**. Сбросы и набросы нагрузки являются неизбежными процессами при эксплуатации энергосистем, поэтому на их последствия рассчитываются турбины и агрегат в целом.

Наибольшие динамические воздействия (нагрузки), связанные с высокой частотой вращения агрегата (крайний случай – разгон), гидравлическим ударом, пульсациями в проточной части и вибрациями, имеют место при сбросах нагрузки, а также при закрытии НА турбины, вышедшей в разгон. Поэтому эти режимы являются основными при проведении расчётов переходных процессов.

При сбросе нагрузки и неисправной системе регулирования и при этом неисправном запорном устройстве (затворе) на водоводе турбины, который «не сработал» и остается открытым, частота вращения турбины будет быстро возрастать и через некоторое время достигнет максимальной для данной турбины установившейся величины, которая называется *разгонной* (угонной) частотой вращения.

Величина разгонной частоты вращения для турбин с неподвижными лопастями зависит от открытия НА и напора воды, а для поворотных лопастных турбин ещё и от угла установки лопастей. Наивысшая разгонная частота вращения достигается при полностью открытом НА или вблизи его полного открытия.

Для поворотных лопастных турбин наивысшая разгонная частота вращения достигается при рассогласовании комбинаторной зависимости, когда НА полностью открыт, а лопасти рабочего колеса имеют небольшой угол открытия.

Величину разгонной частоты вращения агрегата приближенно можно характеризовать коэффициентом разгона, т.е. отношением разгонной частоты вращения к номинальной $k_p = n_p / n_n$, который составляет для:

- радиально-осевых и ковшовых турбин $k_p = 1,7-1,9$;
- поворотных лопастных турбин при сохранении комбинаторной зависимости $k_p = 2,0-2,2$;
- поворотных лопастных турбин при нарушении комбинаторной зависимости $k_p = 2,4-2,6$.

Выбор расчётной величины разгонной частоты вращения с учётом действия противоразгонных устройств имеет большое экономическое значение для генератора (см. главу 6).

Противоразгонные устройства (**защита**), которые применяются в практике создания турбин, имеют ту или иную величину запаздывания включения в работу. Поэтому ротор агрегата к моменту начала действия защиты практически достигает частоты вращения не менее 1,6-1,7 от её номинального значения. Нормами

проектирования для деталей турбин задаётся требование не превышения 0,9 предела текучести металла при полной разгонной частоте вращения турбины. Разгон агрегата и действие защиты от разгона относятся в практике эксплуатации к **аварийному случаю** остановки турбины.

При нормальном (исправном) регулировании турбины действие НА при проектировании задаётся таким, чтобы при сбросе нагрузки система регулирования обладала определенным законом движения НА и законом изменения расхода, при которых повышение частоты вращения агрегата и давления в напорном водоводе достигали бы минимально возможных значений. После сброса нагрузки частота вращения повышается до некоторой величины ($n_{сбр}$). Разность частот вращения после сброса и до сброса ($n_{сбр} - n$), отнесённая к частоте вращения до сброса (n) называется **временной неравномерностью регулирования** турбины и характеризуется коэффициентом временного изменения частоты вращения (β).

$$\beta = \frac{n_{сбр} - n}{n} \% \quad (5.12)$$

Обычно значение коэффициента β составляет не более 0,6. Рассчитывая величину β при проектировании турбины, завод обеспечивает не превышение её условиями (гарантиями) регулирования, которые затем после монтажных и наладочных работ проверяются на ГЭС в реальных условиях путём проведения **опытов по сбросам нагрузки**.

После сброса нагрузки, если нет никаких повреждений, агрегат не останавливается, система регулирования приводит его через некоторое время к частоте вращения близкой к номинальной, и агрегат остаётся на холостом ходу в готовности быть вновь включенным в сеть.

Расчёты показывают, что в целях устойчивого регулирования агрегата инерция ротора, определяемая его маховым моментом (см. главу 6), должна быть возможно большей, а время закрытия НА – возможно малым.

Однако практические возможности увеличения махового момента ограничены размерами и весом ротора агрегата, а возможности уменьшения времени закрытия НА – прочностью элементов турбинной установки, так как при этом возникает гидравлический удар, который, как мы видели, при большой скорости закрытия НА (малом времени) сопровождается резким повышением давления в водоводе и спиральной камере турбины. Поэтому подбираются и оптимальные параметры вращающихся частей генератора и время закрытия НА турбины, соответствующие для каждого типа вновь создаваемого агрегата.

Гидравлический удар – явление, возникающее в неуставившемся движении воды, когда в заданной точке движущегося потока скорость и давление зависят не только от координат этой точки, но и от времени, т.е. гидравлический удар – резкое изменение скоростей течения и давлений во времени. Примером неуставившегося напорного движения может служить давление ударной волны в подводящем воду к турбине водоводе или отводящем трубопроводе насосной станции при пуске, остановке и регулировании работы турбин и насосов

(закрытием – открытием направляющих аппаратов). Это же явление возникает в любом напорном водопроводе при быстром закрытии задвижек и кранов.

Ударная волна в напорном трубопроводе распространяется почти мгновенно и сопровождается резким изменением давления в жидкости, которое передаётся на стенки трубопровода и запорное устройство. В реактивных турбинах опасному воздействию при гидравлическом ударе подвергаются: **водоводы, спиральные камеры и направляющие аппараты**. В реактивных турбинах может возникнуть гидравлический удар и обратного направления – навстречу потоку. При быстром закрытии направляющего аппарата, вода, продолжая движение в **отсасывающей трубе** к нижнему бьефу, создаёт в зоне рабочего колеса турбины вакуум, который становится причиной обратного движения воды в отсасывающей трубе и возникновения удара, направленного на рабочее колесо вверх вдоль оси вертикально расположенного агрегата. В практике такие случаи приводили к большим усилиям настолько, что агрегат «подпрыгивал», отрываясь от опорного подшипника (**подпятника**), т.е. сила гидравлического удара превосходит тысячетонный вес вращающихся частей агрегата и может его разрушить. Подобное чрезвычайно опасное явление возникнет и при быстром закрытии затвора (рис. 5.8, поз.4) перед напорным водоводом турбины (рис. 5.8, поз 6, на этом рисунке представлены схематично водоприёмник и здание ГЭС Саяно-Шушенской гидростанции).

Для предотвращения (смягчения) ударной волны в напорном водоводе турбины предусматриваются специальные **аэрационные трубы** (рис. 5.8, поз. 1), через которые засасывается воздух при закрытии (сбросе) **быстропадающего затвора** (рис. 5.8, поз.4) и глубокого вакуума не образуется.

Для предотвращения образования вакуума в полости рабочего колеса реактивных турбин предусматриваются специальные **клапаны срыва вакуума**, встраиваемые, как правило, в крышку турбины. Эти клапаны под воздействием образующегося вакуума открываются и через них засасывается воздух в область рабочего колеса (имеются конструкции клапанов срыва вакуума, которые открываются принудительно от специального привода при резком подходе направляющего аппарата к положению закрытия). В некоторых радиально-осевых турбинах клапаны срыва вакуума не устанавливают, а организуют подсос воздуха в область рабочего колеса через полый вал, на торце которого устанавливают обратный клапан. Этот клапан обеспечивает свободный доступ воздуха под рабочее колесо и препятствует выбросу воды в машинный зал ГЭС через полый вал.

Таким образом, в отличие от активных турбин, где гидравлическому удару может быть подвергнут лишь напорный водовод, у реактивных турбин все элементы приточной части могут испытать гидравлический удар.

5.1.5. Насосы

Строителям гидротехнических сооружений и эксплуатационникам ГЭС в их практической деятельности всегда приходится использовать насосы.

Потребители воды самого разного назначения в подавляющем большинстве случаев получают воду, которая подаётся насосами. В гидротехнике и энергетике наиболее крупными потребителями воды являются ТЭС и АЭС.

В социальной сфере насосы незаменимы в водоснабжении, теплофикации, канализации; в сельском хозяйстве – в системах ирригации и др. Насосные агрегаты достигают единичной мощности тысяч кВт, а обратимые насосы – турбины, как мы видели, сотен тысяч кВт.

Работу насосной установки можно рассмотреть на принципиальной схеме (рис. 5.11). Основными элементами установки являются насос, имеющий входной (всасывающий) и выходной (напорный) патрубки, а также подводящий (всасывающий) и напорный трубопроводы.

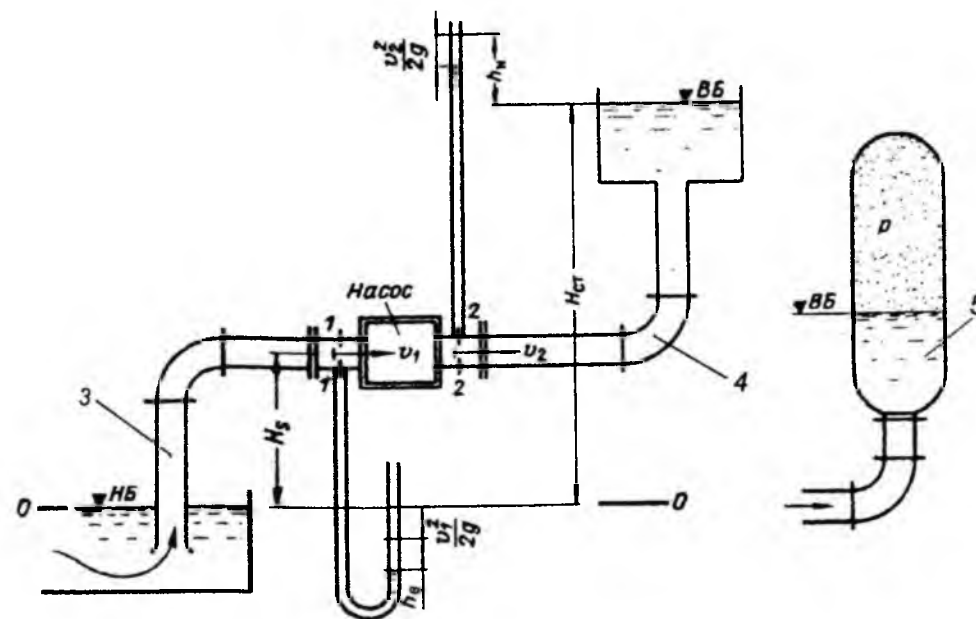


Рис. 5.11 Принципиальная схема насосной установки

1 – входной (всасывающий) патрубок; 2 – выходной (напорный) патрубок;
3 – подводящий (всасывающий) трубопровод; 4 – напорный трубопровод;
5 – резервуар с избыточным давлением

Выделяют следующие показатели насосной установки:

Статический или геометрический напор ($H_{ст}$), представляющий собой разность отметок в верхнем и нижнем бассейнах, т.е. $H_{ст}$ – высота, на которую поднимается жидкость.

$$H_{ст} = \nabla BB' - \nabla HB, \text{ м} \quad (\text{рис. 5.11})$$

Если жидкость подаётся в резервуар, в котором поддерживается избыточное давление P , как показано на рис. 5.11 поз. 5, то статический напор равен:

$$H_{ст} = \nabla BB'' - \nabla HB + \frac{P}{\gamma}, \text{ м}, \quad (5.12)$$

где: γ – удельный вес перекачиваемой жидкости, кг/м³;
 P – давление в резервуаре, кг/см².

Примером такой насосной установки являются маслonaпорные установки турбин. Они служат аккумуляторами энергии для питания маслом под давлением системы регулирования турбины и обеспечивают энергией гидравлический привод поворота лопаток направляющих аппаратов, а также лопастей в турбинах Каплана.

Высота всасывания (H_s), представляющая собой разность отметок оси насоса и поверхности в нижнем бассейне, т.е. H_s – высота установки насоса над уровнем в нижнем бассейне.

Одним из главных параметров, характеризующих работу насоса, является **подача** (расход) жидкости (Q), т.е. объём жидкости, подаваемой насосом в напорный патрубок в единицу времени л/с, или м³/с, или м³/час.

Давление во входном патрубке при $H_s > 0$ всегда ниже атмосферного, т.е. там всегда вакуум, величина которого определяется двумя показателями: высотой всасывания H_s и переменной составляющей, зависящей от подачи насоса Q . Значение переменной составляющей тем больше, чем больше коэффициент потерь (k) во всасывающем трубопроводе, определяемый в основном его размерами. С ростом Q вакуум во входном патрубке возрастает. Поскольку абсолютное давление не может упасть ниже нуля, принимая во внимание, что обычная вода не сопротивляется разрыву сплошности, то H_s предельная всегда должна быть меньше 10 м.

Напор насоса (H) представляет собой разность удельной энергии жидкости в напорном патрубке и во входном патрубке, т.е. он (напор) показывает, какое количество энергии сообщается насосом единице веса жидкости, поступающей в напорный трубопровод.

$$H = H_{ст} + \Delta h, \text{ м} \quad (5.13)$$

Суммарные потери напора по длине и местные потери (Δh) пропорциональны квадрату подачи Q , т.е. $\Delta h = kQ^2$. Следовательно, $H = H_{ст} + kQ^2$, т.е. напор насоса, необходимый для работы насосной установки, состоит из двух частей: постоянной (статической) и переменной, зависящей от величины подачи Q .

Мощность насоса. Энергия, передаваемая насосом перекачиваемой жидкости, согласно выражению (5.13), равна H кг·м/кг. Весовой расход жидкости $\gamma \cdot Q$ кг/с. Следовательно, мощность передаваемая жидкостью, $N_{ж} = \gamma Q H$, кг·м/с, или учитывая, что 102 кг·м/с = 1 кВт, получим:

$$N_{ж} = \frac{\gamma Q H}{102}, \text{ кВт} \quad (5.14)$$

где: γ – удельный вес, кг/м³;
 Q – расход, м³/с;
 H – напор, м.

Не вся мощность, развиваемая двигателем на валу (N), передаётся жидкости. Потери учитываются КПД (η), т.е. $N = N_{ж}/\eta$. Используя 5.14 получим:

$$N = \frac{\gamma Q H}{102 \cdot \eta}, \text{ кВт} \quad (5.15)$$

Фактически мощность двигателя принимается с запасом, на 15-20% выше расчётной по (5.15).

Существует несколько видов насосов. **Объёмные насосы и гидродвигатели** работают на принципе вытеснения жидкости поршнем, который совершает возвратно-поступательное движение. Особенность таких насосов (это и их недостаток) в том, что жидкость движется толчками.

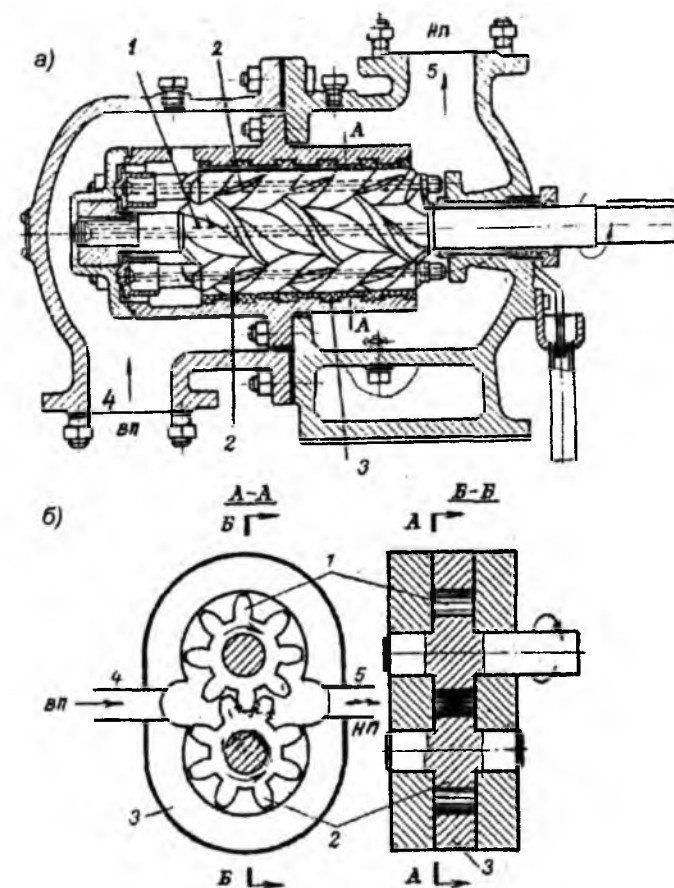


Рис. 5.12 Схемы: а) винтового, б) шестеренчатого насосов

1 – ведущая шестерня (винт.); 2 – ведомая шестерня (винт.); 3 – корпус;
4 – входная труба; 5 – напорная труба

К объёмным насосам относится большое число машин, в которых рабочий орган имеет вращательное движение (ротационные насосы). Рабочие органы выполняются в виде шестерён, винтов и т.п. (рис. 5.12). Подача таких насосов равномерная.

Особенность этих насосов в том, что развиваемый ими напор теоретически ничем не ограничен и в действительности бывает очень большим. Он зависит только от усилия, которое может быть создано на рабочем органе, герметичности системы и прочности элементов насоса. В связи с этим, если между вентилем напорной линии и насосом нет сбросного (предохранительного) клапана, ни в коем случае нельзя закрывать этот вентиль при работе такого насоса.

Лопастные насосы осуществляют преобразование энергии за счет динамического взаимодействия между потоком жидкости и лопастями вращающегося рабочего колеса, которое и является рабочим органом насоса.

Рабочее колесо в насосе, вращаясь, увлекает лопастями жидкость и отбрасывает её к периферии. Это и послужило основанием называть такой насос «центробежный» (рис. 5.13б). Существуют и чисто **осевые насосы** (рис. 5.13а).

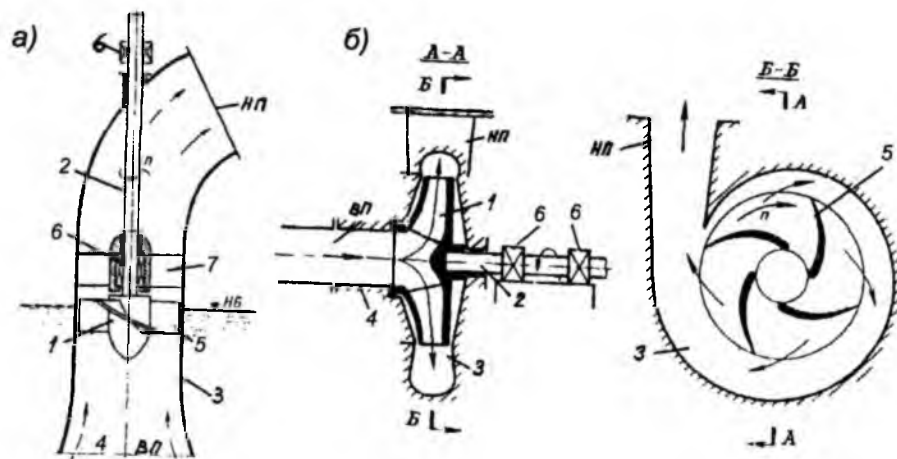


Рис. 5.13 Схемы: а) лопастного осевого, б) лопастного центробежного насосов

1 – рабочее колесо; 2 – вал; 3 – корпус; 4 – всасывающий патрубок; 5 – лопасти; 6 – подшипник; 7 – решетка (выправляющий аппарат); ВП – всасывающий патрубок; НП – напорный патрубок

Напор и перепад давления, создаваемый вращающимся рабочим колесом центробежного насоса, определяется метрами столба жидкости, заполняющей рабочее колесо. Если колесо вращается в воздухе, то напор будет составлять H м возд.ст., т.е. насос может работать и как воздуходувка, но создаваемый им напор будет очень мал.

Воздуходувки применяют при эксплуатации турбин в режиме синхронного компенсатора (СК) для регулирования гидрогенератором реактивной мощности (напряжения) в электрической сети (см. следующую главу). Этот режим турбины целесообразно выполнять с наименьшими потерями энергии в энергетической системе, т.е. необходимо освободить рабочее колесо от воды, чтобы оно не «перемешивало» воду и не затрачивало на это энергию. Схема освобождения рабочего колеса турбины от воды для ввода режима СК действует на принципе отжатия воды из камеры рабочего колеса давлением воздуха и дальнейшей подкачки воздуха для поддержания заданного уровня воды ниже рабочего колеса. Для такой подкачки воздуха в ряде случаев и применяются воздуходувки.

Поскольку вес воздуха примерно в 800 раз меньше веса воды, то напор при вращении рабочего колеса в воздухе составит всего 0,03-0,08 м вод. ст., т.е. после включения электродвигателя создаваемый рабочим колесом перепад будет способен поднять «подсосать» воду во всасывающую линию всего на 3-8 см. Так как обычно H_n превышает эту величину, то вода не заполнит корпус и рабочее колесо лопастного (центробежного) насоса и поэтому не будет поступать в напорный патрубок, т.е. насос не запустится. Для того, чтобы лопастной насос запустился, необходимо предварительно перед включением электродвигателя обеспечить заполнение жидкостью всей всасывающей линии насоса и камеры его рабочего колеса. Существуют разные способы заполнения указанных объемов водой. Один из промышленных способов для крупных насосов заключается в том, что к всасывающей линии пристраиваются вакуумные насосы (водокольцевые или струйные), которые запускаются перед включением насоса, чтобы поднять воду во всасывающую линию. Существуют и самовсасывающие центробежно-вихревые насосы.

Струйные насосы (эжекторы) работают на принципе использования кинетической энергии жидкости или газов, движение которых в диффузоре создаёт разрежение и за счёт этого происходит подсос откачиваемой жидкости (рис. 5.14б).

Эрлифты (воздухоподъёмники, рис. 5.14а). Эрлифт состоит из вертикальной трубы, конец которой на высоту H_n погружён под уровень воды. Внутри проходит трубка, по которой подаётся сжатый воздух и распыляется через отверстия на конце трубки. В результате в трубе образуется воздушно-водяная смесь (среда), удельный вес которой меньше удельного веса воды, в результате чего смесь поднимается по трубе и таким образом происходит откачка воды. Эрлифты применяются в основном для откачки воды из скважин. Недостаток их в том, что заглубление трубы под уровень должно быть достаточно большим.

Существует много насосов различного назначения и различных типов (многоступенчатые, погружные, артезианские, грунтовые землесосы, багерные, песковые, бетоно-насосы, растворо-насосы и др.). Для изучения характеристик приведенных типов насосов и их свойств существует специальная литература.

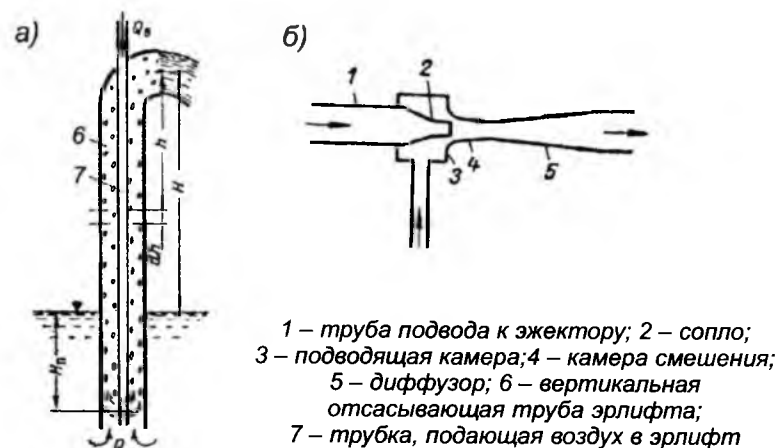


Рис. 5.14 а) эрлифт, б) эжектор (струйный насос)

5.1.6. Об основах теории турбин, теории подобия и моделирования

Реальный процесс преобразования энергии потока на рабочем колесе реактивной турбины был теоретически исследован Леонардом Эйлером в 1754-56 гг. Поразительным является то, что в то время гидротурбин ещё не существовало и были известны лишь простейшие гидродвигатели и колесо Сегнера, появившееся в 1750 г. (рис. 5.15).

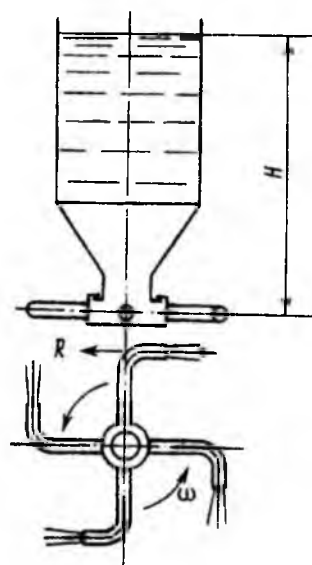


Рис. 5.15

В результате взаимодействия потока с лопастями рабочего колеса турбины на лопастях возникают силы, подобные подъёмным силам, возникающим при обтекании крыла самолёта, тангенциальные составляющие которых создают крутящий момент относительно оси вала агрегата, в результате чего рабочее колесо получает вращательное движение. Лопасти движутся по круговой траектории с окружной скоростью $u = \omega r$, где ω – угловая скорость, r – радиус рассматриваемой точки приложения элементарной струи.

Вода из направляющего аппарата поступает на входную кромку лопасти с абсолютной скоростью v , (рис. 5.16).

Далее она движется вдоль лопасти с относительной скоростью, направленной по касательной к поверхности лопасти в точке входа, и вращается с окружной скоростью u .

Абсолютная скорость потока v , равна геометрической сумме скоростей ω и u , и направлена под углом входа α , к окружной скорости.

На выходе вода сходит с лопасти с абсолютной скоростью v_2 , являющейся также геометрической суммой относительной скорости ω_2 и окружной скорости u_2 . Угол α_2 между скоростями v_2 и u_2 называется углом выхода. На рис. 5.16 показаны также углы β_1 и β_2 , которые расположены соответственно между окружной u_2 и относительной ω_2 скоростями.

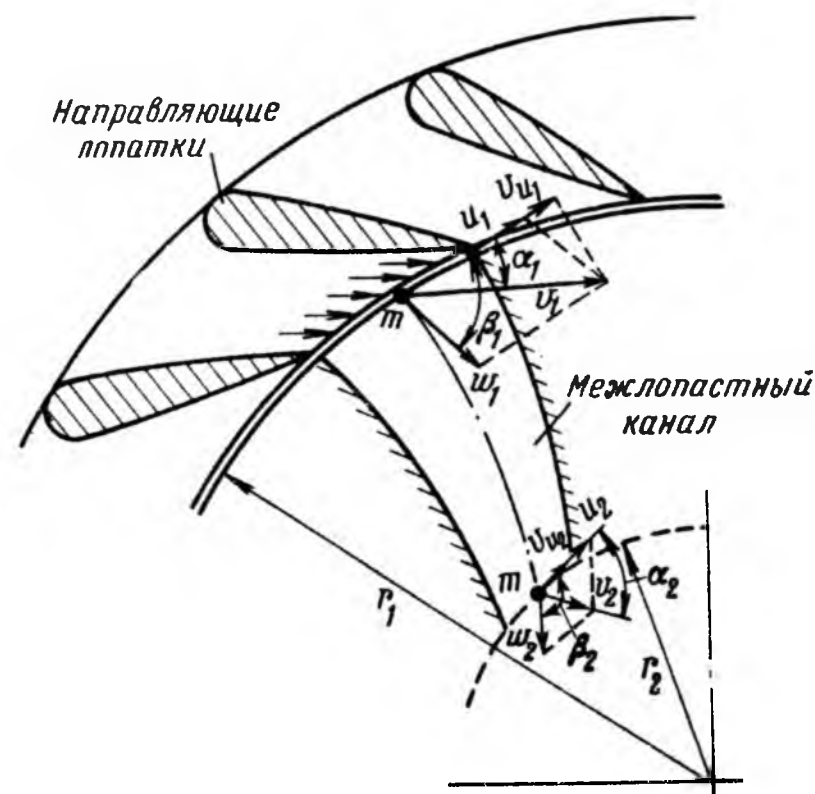


Рис. 5.16 Схема протекания потока через направляющий аппарат и рабочее колесо турбины

Определим момент реакции потока на колесо при установившемся режиме работы турбины (равномерно вращающаяся турбина после пуска). За время Δt на лопасти рабочего колеса поступает некоторое количество воды, имеющей массу m , и на основании закона непрерывности потока такое же количество воды уходит с рабочего колеса.

Масса воды, поступающая на колесо за время Δt , при входе на лопасти имеет количество движения $m \cdot v_1$, а при сходе с рабочего колеса – количество движения $m \cdot v_2$. Из механики известно, что изменение количества движения некоторой массы в единицу времени пропорционально действующей на неё силе.

Обозначим проекции скоростей v_1 и v_2 (рис. 5.16) на направление окружной скорости u через v_{u1} и v_{u2} . Тогда проекция количества движения всех частиц воды на направление окружной скорости до входа на колесо будет $m \cdot v_{u1}$, а после выхода из него $m \cdot v_{u2}$. Моменты количества движения относительно оси вращения рабочего колеса будут соответственно $m \cdot r_1 \cdot v_{u1}$ и $m \cdot r_2 \cdot v_{u2}$, где r_1 и r_2 – радиусы центра тяжести массы воды m у входа на колесо и выхода с него.

Изменение момента количества движения воды за время Δt равно произведению момента движущих сил на время его действия:

$$M \Delta t = m r_2 v_{u2} - m r_1 v_{u1},$$

или $M = \frac{m}{\Delta t} (r_2 v_{u2} - r_1 v_{u1})$ (5.16)

Момент, действующий на лопасти со стороны потока (движущий момент турбины M_T), по абсолютной величине равен полученному моменту количества движения воды, но имеет обратный знак:

$$M_T = -M = \frac{m}{\Delta t} (r_1 v_{u1} - r_2 v_{u2})$$
 (5.17)

Известно, что $m = \frac{\gamma Q}{g} \Delta t$,

где: Q – расход воды;
 γ – вес единицы объёма воды;
 g – ускорение свободного падения тела.

Тогда $M_T = \frac{Q \gamma}{g} (r_1 v_{u1} - r_2 v_{u2})$, (5.18)

Мощность, развиваемая на валу турбины составит:

$$N_T = M_T \omega = \frac{Q \gamma}{g} (r_1 v_{u1} - r_2 v_{u2}) \omega, \quad (5.19)$$

Окружные скорости на входе и выходе определяются зависимостями $r_1 \omega = u_1$ и $r_2 \omega = u_2$, подставив которые в 5.19, получим:

$$N_T = \frac{Q \gamma}{g} (v_{u1} u_1 - v_{u2} u_2) \quad (5.20)$$

Зная, что мощность турбины равна: $N_m = Q H \gamma \eta$, и подставив значение N_m в равенство 5.20 получим:

$$H \gamma \eta = v_{u1} u_1 - v_{u2} u_2, \quad (5.21)$$

Это уравнение, выражающее закон изменения моментов количества движения в приложении к водяной турбине и впервые выведенное Л.Эйлером, носит название – **основное уравнение турбины**.

Чтобы создать турбину необходимо заранее иметь представление о работе её при эксплуатации для чего нужно знать достаточно много данных, характеризующих прочностные энергетические и кавитационные её свойства. **Кавитация** – сложный физический процесс, вызывающий губчатое

разрушение элементов проточной части турбины, сопровождающийся шумом, ударами, снижением КПД, повышенной вибрацией агрегата и пульсацией потока. Как мы видели в начале главы, что гидродинамические качества турбины характеризуются и кавитационным коэффициентом ($\sigma_{тур}$). Он определяется отношением динамического разрежения в зоне рабочего колеса ($H_{дин}$) к напору (H). $\sigma_{тур} = H_{дин} / H$. Динамическое разрежение увеличивается при увеличении скорости потока, т.е. с увеличением пропускной способности турбины и её быстроходности (см. ниже) $\sigma_{тур}$ увеличивается.

Кавитационные качества турбины зависят от **высоты отсасывания** (расстояние от горизонтальной оси рабочего колеса ПЛ и ПР или горизонтальной линии, делящей высоту НА пополам РО турбин до уровня нижнего бьефа H_s). H_s имеет положительный знак (+) при уровне НБ ниже оси и отрицательный (-) при уровне НБ выше оси. H_s в практике применения турбин имеет важнейшее значение с точки зрения интенсивности кавитационного воздействия на проточную часть. Высота отсасывания определяется из формулы:

$$H_s = 10,3 - k_\sigma \sigma_{тур} H - \nabla_{у.м.} / 900;$$

где 10,3 – барометрическое давление, м.вод.ст.; $\nabla_{у.м.}$ – отметка установки рабочего колеса над уровнем моря, м; k_σ – коэффициент, учитывающий погрешность при экспериментальном определении $\sigma_{тур}$. Основные мероприятия по подавлению кавитации – тщательный (расчёт) выбор теоретических очертаний проточной части и затем точность исполнения в конструкции; применение кавитационностойких материалов – (нержавеющие хромоникелевые стали); оптимальное расположение горизонтальной оси рабочего колеса турбины относительно уровня нижнего бьефа ГЭС.

Современные методы расчета не позволяют теоретическим путем получить наилучшую конфигурацию проточной части турбины, поэтому обычно рассчитывается несколько вариантов проточной части, в том числе рабочих колёс, и изготавливаются их **модели**. Затем все модели испытываются, производятся технико-экономические сравнения и в результате определяются оптимальные формы и размеры проточной части конструируемой турбины.

В результате **модельных исследований** в широком диапазоне режимов работы турбины составляются характеристики, дающие достаточно полное представление об её энергетических и кавитационных показателях. В последующем, после ввода в эксплуатацию турбины непосредственно на ГЭС проводят натурные её испытания в реальных условиях, которые позволяют получать фактические прочностные, энергетические и кавитационные характеристики. Иногда на основе натурных испытаний уточняются некоторые параметры – мощность, КПД, **гарантии регулирования** и др.

Перенесение результатов испытаний модели на натурную, геометрически подобную ей гидротурбину, производят путём пересчёта основных энергетических параметров турбины: частоты вращения, расхода воды, мощности и КПД.

Окружная скорость натурной турбины определяется как:

$$u_n = k_u \sqrt{2gH} = \frac{\pi D_1 n}{60}$$

окружная скорость модели:

$$u_m = k_u \sqrt{2gH_m} = \frac{\pi D_{1m} n_m}{60},$$

где: k_u — коэффициент окружной скорости, одинаковый для модельной и натурной турбин;

D_1 — диаметр рабочего колеса натурной турбины;

n — частота вращения её рабочего колеса;

D_{1m} — диаметр рабочего колеса модели.

Решая совместно эти уравнения и, преобразуя их, получим:

$$\frac{k_u \sqrt{2gH}}{k_u \sqrt{2gH_m}} = \frac{\pi D_1 n}{\pi D_{1m} n_m},$$

или:

$$n = n_m \frac{D_{1m}}{D_1} \sqrt{\frac{H}{H_m}}, \quad (5.22)$$

Расход воды, проходящий через рабочее колесо натурной турбины, можно выразить при помощи осевой составляющей абсолютной скорости v_u и диаметра рабочего колеса (пренебрегая объёмными потерями энергии из-за протечек воды в уплотнениях):

$$Q = v_u \pi \frac{D_1^2}{4} = \pi \frac{D_1^2}{4} k_v \sqrt{2gH},$$

где: k_v — коэффициент абсолютной скорости. При равных коэффициентах k_v модельной и натурной турбины, решая уравнения отношения расхода натурной турбины к модельной Q/Q_m получим:

$$Q = Q_m \frac{D_1^2}{D_{1m}^2} \sqrt{\frac{H}{H_m}} \quad (5.23)$$

Если предположить, что КПД турбин натурной и модельной равны, то мощности турбин выразятся:

натурной $N = \eta Q H \gamma$; модельной $N_m = \eta Q_m H_m \gamma$;

Тогда, решая уравнения отношения N/N_m получим:

$$N = N_m \frac{D_1^2}{D_{1m}^2} \frac{H}{H_m} \sqrt{\frac{H}{H_m}} \quad (5.24)$$

Формулы (5.23) и (5.24) называются **формулами подобия**. Для удобства сравнения подобных турбин одного и того же типа применяется понятие

приведённых величин. С этой целью как модель, так и натурная турбина сравниваются не друг с другом, а с некоторой условной турбиной, имеющей диаметр рабочего колеса 1 м и работающей при напоре 1 м. Параметры такой условной турбины принято называть приведёнными: приведённой частотой вращения n' , приведённым расходом Q' и приведённой мощностью N' .

Заменяя в формулах (5.23) и (5.24) частоту вращения, расход и мощность модельной турбины приведёнными величинами, а также $D_{1m} = 1$ и $H_m = 1$, можно выразить параметры натурной турбины следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} n &= n' \frac{\sqrt{H}}{D_1}; \\ Q &= Q' D_1^2 \sqrt{H}; \\ N &= N' D_1^2 H \sqrt{H}; \end{aligned} \right\} \quad (5.25)$$

поскольку $N' = 9,81 \cdot Q' \eta$, то мощность натурной турбины будет:

$$N = 9,81 \eta Q' D_1^2 H \sqrt{H}; \text{ кВт} \quad (5.26)$$

Зависимости 5.25 удобны для выбора и определения основных параметров натурной турбины.

Для характеристики гидравлических качеств турбины по частоте вращения и пропускной способности, а также для сравнения между собой различных систем турбин и типов рабочих колёс в гидротурбостроении введён так называемый **коэффициент быстроходности** n_s , который является критерием подобия и определяется в приведенных величинах по формуле:

$$n_s = 3,65 n' \sqrt{Q' \eta} \quad (5.27)$$

Физически коэффициент быстроходности представляет собой выраженную в об/мин. частоту вращения турбины данной серии и с таким диаметром рабочего колеса, который позволяет ей при напоре 1 м развивать мощность 1 л.с. (0,736 кВт). Понятие быстроходности является очень старым в моделировании турбин и возникло в XIX веке, когда за общепризнанную единицу мощности принималась лошадиная сила (л.с.). Это понятие сохранилось и применяется до наших дней.

Коэффициент быстроходности меняется от 10-55 у крупных *тихоходных* ковшовых, до 800-1100 у *быстроходных* осевых поворотно-лопастных турбин (не путать с частотой вращения).

На рис. 5.17 показаны выполненные в одном масштабе размеры условной модели, или эталона быстроходности, для турбин различных систем и типов, хорошо поясняющие уменьшение их габаритов с ростом коэффициента быстроходности при заданной мощности.

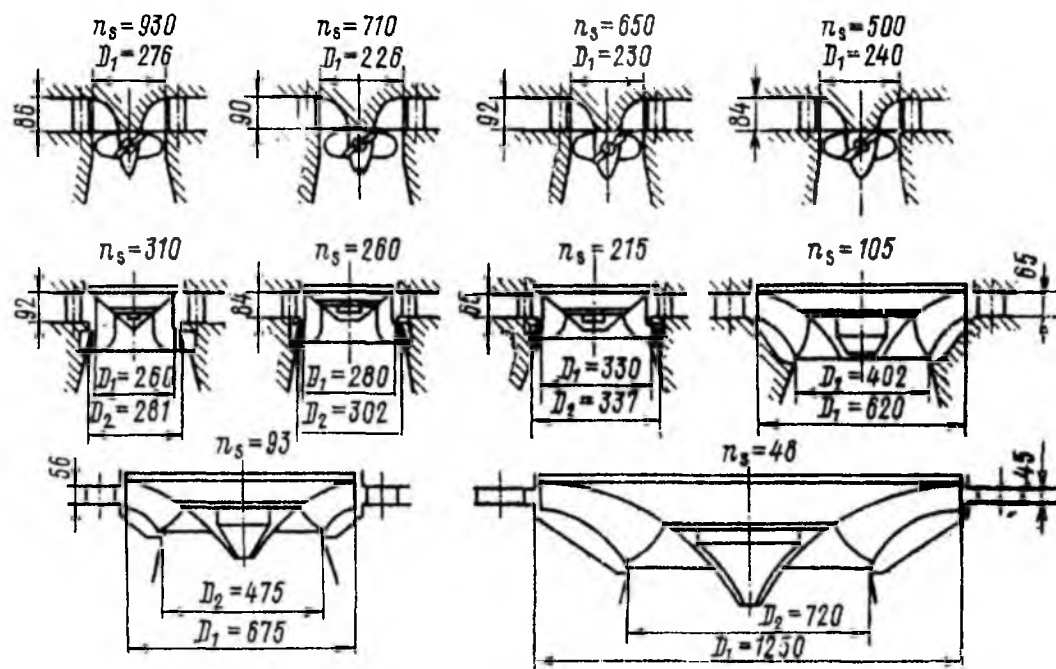


Рис. 5.17 Сравнительные размеры моделей рабочих колес и их быстроходности, выполненные в одном масштабе

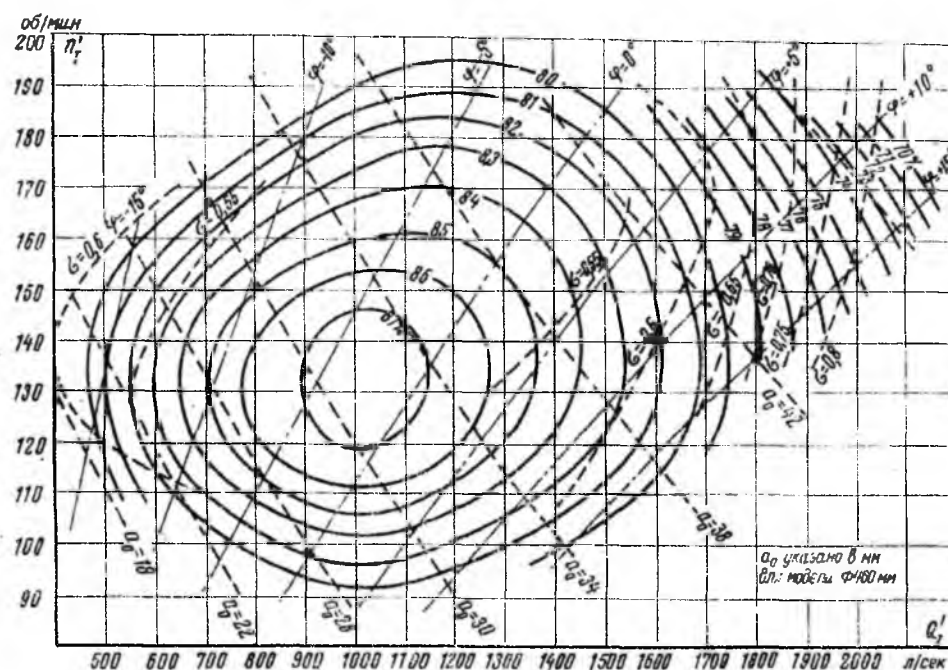


Рис. 5.18 Главная универсальная характеристика поворотно-лопастной турбины

Основные результаты энергетических и кавитационных испытаний моделей сводятся в главную универсальную характеристику турбины (рис. 5.18), на который в координатах приведенной частоты вращения n'_1 и приведенных расходов Q'_1 , наносятся линии равных КПД η , линии равных открытий направляющего аппарата α_0 , линии равных коэффициентов кавитации σ_r и линии равных углов разворота лопастей рабочего колеса φ' (для поворотно-лопастных турбин).

При проектировании ГЭС по этим характеристикам для заданных напоров и мощностей определяются основные параметры турбин: их диаметр D_1 , частота вращения n , расход Q , а также энергетические показатели турбины при её эксплуатации в переменных режимах работы агрегата. Однако универсальная характеристика строится в приведённых параметрах и в условиях эксплуатации удобнее пользоваться рабочими характеристиками, показывающими зависимость КПД от нагрузки турбины N_m при постоянном напоре H и частоте вращения n (рис. 5.19).

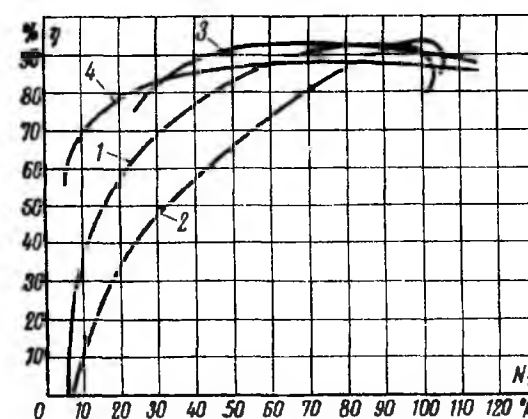


Рис. 5.19 Рабочие характеристики турбин разных типов

1 – радиально-осевая; 2 – пропеллерная; 3 – поворотно-лопастная; 4 – ковшовая

Из сравнения рабочих характеристик видно, что наиболее ограниченную зону высоких КПД имеют пропеллерные турбины. Поворотно-лопастные турбины сохраняют высокие значения КПД в большом диапазоне изменения мощности. Рабочая характеристика радиально-осевой турбины показывает, что диапазон высоких значений КПД этих турбин существенно больше, чем у пропеллерных, но несравнимо меньше, чем у поворотно-лопастных. Диагональные турбины призваны сочетать положительные энергетические качества поворотно-лопастных и радиально-осевых турбин.

По рабочим характеристикам трудно судить обо всех режимах работы турбины, поэтому пользуясь отдельными рабочими характеристиками, строят эксплуатационную универсальную характеристику (рис. 5.20).

Следует отметить особенности режима использования мощных и сверхмощных радиально-осевых турбин, созданных на пределе технических возможностей современного гидротурбостроения. Так, для РО турбин мощностью 508 и 650 МВт Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС характерным является то, что их работа возможна не во всём диапазоне открытия направляющего аппарата. В пределах достаточно высоких значений КПД имеется зона (II, рис. 5.20), запрещенная для работы, которую необходимо достаточно быстро проходить при изменении нагрузки на агрегате. В этой зоне возникают очень сильные пульсации

потока, гидравлические удары, сильный кавитационный шум в проточной части, колебания нагрузки и значительные вибрации всего агрегата. На рис. 5.20 показаны (I и III) зоны разрешенной работы турбины.

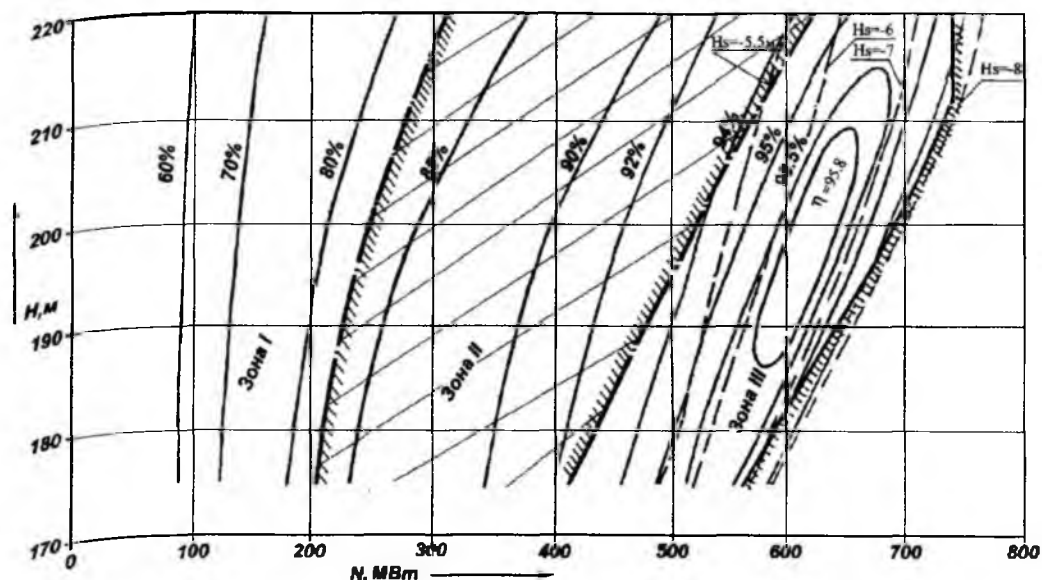


Рис. 5.20 Эксплуатационная характеристика турбины Саяно-Шушенской ГЭС

H_s — высота отсасывания; η — КПД; — линии: ограничения максимальной мощности турбины и выделяющие зону II запрещенной её работы

Эксплуатационные универсальные характеристики, определяющие взаимную связь основных параметров турбины и показывающие зависимость КПД турбины от нагрузки и напора, имеют главное значение для организации правильной эксплуатации турбин и гидростанции в целом для обеспечения регулирования активной мощности в энергосистеме.

5.2. Гидромеханические устройства, вспомогательные системы и оборудование ГЭС

При эксплуатации гидротехнических сооружений, оборудования гидростанции и водохранилища требуется изменять расход воды, иногда приостанавливая её пропуск, регулировать уровень ВБ и НБ. Комплекс инженерных конструкций, обеспечивающих эти функции, как правило, размещающихся на водозаборных сооружениях, носит название гидромеханическое (механическое) оборудование гидротехнических сооружений. Технологические устройства, обеспечивающие работу основного гидросилового оборудования, носят разные названия: системы (например, технического водоснабжения), хозяйства (например, масляное хозяйство), вспомогательное оборудование (например, разные лифты) и т.п.

5.2.1. Водоприемники турбин

Водоприемники турбин составляют головную часть водоподводящего напорного тракта и могут сооружаться по напорной и безнапорной схемам (рис. 3.9). Безнапорные водоприемники турбин наибольшее распространение получили на деривационных ГЭС с низконапорными головными узлами. На высоконапорных гидроузлах водоприемники турбин являются напорными и для приплотинных ГЭС они, как правило, встраиваются в верхнюю часть тела плотины (рис. 5.8).

Очертание водоприемника турбины обеспечивает плавный вход воды с минимальными потерями напора, что является основной целью при его расчете наряду с приданием ему необходимой прочности. Очертание водоприемника обеспечивает обтекание его внутренних поверхностей без отрыва потока от стенок и без образования вихревых зон.

Водоприемники турбин, как уже отмечалось, оборудуются сороудерживающими решетками, ремонтными и аварийно-ремонтными заграждениями (затворами), для которых предусматриваются соответствующие пазы в боковых стенках. При больших расходах воды и значительных размерах входного сечения водоприемника его разделяют быками на два, иногда на три пролета (входных отверстия), чтобы облегчить конструкцию затворов. Быкам придается обтекаемая форма, в стенках быков устраиваются пазы для решеток и затворов соответствующего пролета.

Входная часть водоприемника плавно путем сопрягающего участка стыкуется с водоводом турбины. Входная часть иногда развивается и выдвигается навстречу потоку, чтобы обеспечить наибольшую площадь сороудерживающих решеток для сокращения на них гидравлических потерь. Этот водоприемник в плане имеет полигональную форму (рис. 5.8, поз. в). В практике встречаются случаи опасного отрыва потока в водоприемнике, когда сильно засорены решетки, поэтому их эксплуатации уделяется особое внимание. Имели место поломки полотен решеток из-за сильного их засорения.

В безнапорных конструкциях водоприемников с неглубокими водотоками в определенных условиях может создаваться опасность полной закупорки шугой и битым льдом всего сечения решеток. Для таких природных условий на подходах к водоприемникам конструируются устройства задержания шуги (запани) и шугосбросы, а иногда вводятся особые режимы работы ГЭС вплоть до её остановки на определенное время до образования устойчивого ледостава.

При расчете водоприемников определяют суммарные гидравлические потери, которые складываются из: потерь на входе, на решетках, на разделительных быках, в пазах, по длине водоприемника и др. элемента.

Для уменьшения потерь обычно скорость воды на входе в решетки задается 1 м/с и менее, а в водоприемнике 1,5-2,5 м/с.

Верхняя часть входа водоприемника закрывается **забральной балкой** (железобетонной стенкой), опущенной ниже УМО. Забральная балка воспринимает давление льда, задерживает плавающие предметы.

Для обеспечения нормальной работы водоприемников турбин они оборудуются грузоподъемными машинами и механизмами, решетко-очистительными устройствами, аэрационными трубами, **байпасами** (обводными трубами для выравнивания давления воды с обеих сторон затвора после того как проточная часть за затвором готова к работе и необходимо поднять затвор в безнапорном состоянии) и другими приспособлениями, которые обеспечивают удобство эксплуатации водоприемников (**подхваты затворов, лестницы и т.п.**).

Глубинные водоприемники турбин на больших водохранилищах не оборудуются противошуговыми и противонаосными устройствами, поскольку ледовые явления происходят в поверхностном слое, а иловые взвеси оседают на дно, от которого до порога водоприемника достаточно большой объем. Глубоко на дно в этих условиях оседают и **топляки** (древесина с отрицательной плавучестью) и не нарушают работу решеток. Поверхностный древесный мусор также не влияет на работу решеток, так как к турбинному водоприемнику исключается его подныривание. Опасность представляют топляки с нулевой плавучестью, но в древесной массе они обычно составляют незначительную долю.

5.2.2. Сороудерживающие решетки

Сороудерживающие решетки, предотвращая попадание в турбину плавающих предметов и сора, которые могут её повредить, должны обладать необходимой прочностью и ремонтпригодностью, т.е. быть добротно запроектированными и доступными для обслуживания, осмотра и ремонта.

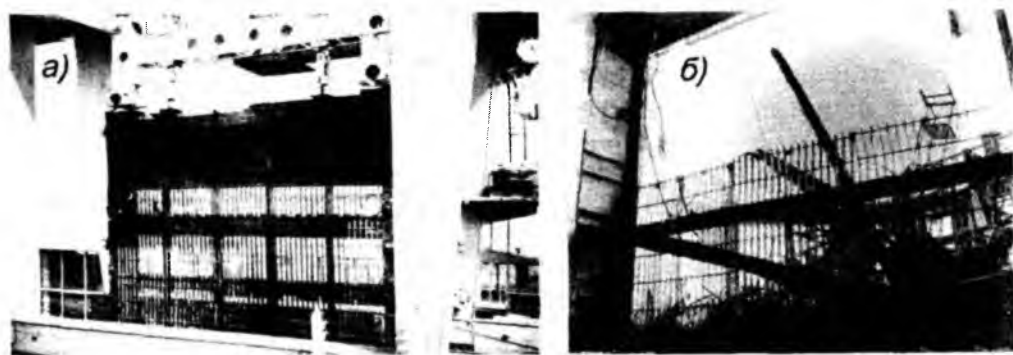


Рис. 5.21 Внешний вид:

а) решетка пролетом 12 м низконапорного агрегата
б) решетка повреждена (вырвано 50% полотна) высоконапорного агрегата

В практике эксплуатации имели место случаи, когда не были учтены вибрационные нагрузки на элементы решеток, в результате через некоторое время при осмотре решеток было обнаружено, что сохранился лишь каркас решеток, а стержни (пластины, полосы), образующие заградительную часть, оборваны и унесены потоком через турбину в нижний бьеф. Недоучет надежности конструкции решетки вместо её защитной функции может стать причиной повреждения турбины. Расстояние между стержнями в свету, как правило, задается равным 150-250 мм. При расчете решетки на гидростатическое давление задается полное или частичное засорение. На слабозасоренных водотоках решетки могут устанавливаться между затворами и даже в пазы ремонтного заграждения при соответствующем обосновании.

Неочищаемые решетки (где водоприемники не оборудованы специальными механизмами по очистке) могут устанавливаться только при больших заглублениях водоприемников, но должны быть доступны для водолазного обследования при уровнях воды близких к УМО. Такие решетки в случае засорения должны иметь возможность для подъема с целью очистки, окраски, и, если необходимо, их ремонта с заменой резервным комплектом решеток на время ремонта. Недостатком такой схемы является то, что для очистки решетки с её выемом необходима остановка турбины, а в некоторых случаях и соседних турбин во избежание опасных для водолаза подводных течений в районе его работ. Работа с заменой засоренных решеток должна выполняться лишь в период, когда ГЭС располагает резервной мощностью (агрегатами, находящимися в резерве), в противном случае это будет связано с потерей выработки электроэнергии и будет свидетельствовать о серьезном недостатке проекта ГЭС, поскольку снижается её эффективность.

Очистка решеток при работающих турбинах возможна только в случае, если это обстоятельно проработано проектом, и скорости воды на входе в решетки по расчетам не превышают 1,0-1,2 м/с (при заглублении порога водохранилища под НПУ менее 20-25 м) и до 0,6-0,8 м/с (при более значительных заглублениях). Однако и в этом случае, в зависимости от степени засоренности решеток, решение об их очистке должно быть принято специально, поскольку может потребоваться разгрузка турбин.

В свое время было подсчитано (Ф.Ф. Губин), что увеличение потерь напора на 1 см на решетках всех ГЭС бывшего СССР уменьшает выработку электроэнергии примерно на 100 млн. кВт час в год. Поэтому снижение скоростей воды на решетках в определенных пределах с целью уменьшения потерь и облегчения их очистки, как правило, экономически оправдано. Существенное значение в этих условиях имеют также мероприятия, направленные на уменьшение засоренности водохранилищ, например, путем полной лесочистки их ложа, хотя это и крайне дорогостоящее мероприятие.

В некоторых случаях целесообразно организовать перехват подплывающей древесной массы и отвод её с последующим извлечением и использованием. Такая крупномасштабная работа была выполнена эксплуатирующей организацией Саяно-Шушенской ГЭС. Были разработаны

уникальные, ранее нигде ни в практике ГЭС, ни в стране, не встречавшиеся уникальные запани максимальной протяженности 1500 м (в условиях глубокого водохранилища). Перед гидроузлом и в его заливах установлено 5 запаней (рис. 5.22).



Рис. 5.22 Схема запаней, установленных на водохранилище Саяно-Шушенской ГЭС

1 — запань в 500 м от плотины; 2 — запань в 7 км от плотины;
3 — запань в 19 км от плотины; 4, 5 — запани, удерживающие в логах собранный сор

Что же касается возможного вреда от плавающей древесной массы, то опытом подтверждены были прежде известные результаты исследований о том, что отношение затопленной древесины к объему воды в водохранилище 1:300 безопасно для биоты (совокупность видов растений, животных и микроорганизмов, объединенных общей областью распространения).

Уже отмечалось, что для низконапорных ГЭС на неглубоких водотоках в районах с достаточно суровым климатом возникает опасность обмерзания решеток. В таких условиях применяется ряд технических решений по защите верха решеток путем устройства специальных зданий над водоприемником, обогрева решеток и других.

5.2.3. Затворы турбин и водосбросов

По эксплуатационному назначению затворы подразделяются на основные, аварийные, аварийно-ремонтные, ремонтные и строительные.

Основные затворы (иногда на водосбросах они называются рабочими), как правило, предназначены для регулирования водохранилищ и водотоков при пропуске половодий и паводков, а также в непредвиденных ситуациях при отключении ГЭС от сети, когда необходимо компенсировать санитарный попуск воды в НБ. Иногда попуски воды планируются, например, для целей ирригации, по условиям судоходства или нереста рыб и т.п. Эти затворы

устанавливаются на водосбросных сооружениях плотин и головных узлах независимо от напорной или безнапорной схемы, применяемых там водоприемников. Обычно для этой цели применяются *плоские и сегментные* затворы. На рис. 5.23(а, б) представлен внешний вид сегментных затворов на Майнском гидроузле.

Затворы, применяемые в поверхностных водоприемниках, если и зимой требуется регулировать уровень ВБ (например, на Майнском контррегулирующем гидроузле на р. Енисей), должны иметь надежную систему обогрева пазов, а также конструктивные решения, которые исключали бы обмерзание самих затворов.

На Майнском гидроузле мероприятий против обмерзания затворов проектом не предусмотрено, что является существенным упущением. На рис. 5.24 видно обмерзание конструкций затвора и цилиндра гидроподъемника.

На гидроузлах, где образуется перед затворами устойчивый ледостав, возникает опасное давление льда на затворы, поэтому там предусматриваются специальные устройства по образованию полыньи перед затворами. Эти устройства действуют либо за счет *барботирования* (пропуск воздуха под давлением через воду), либо за счет перемешивания поверхностных слоев воды с глубинными с помощью потокообразователей.

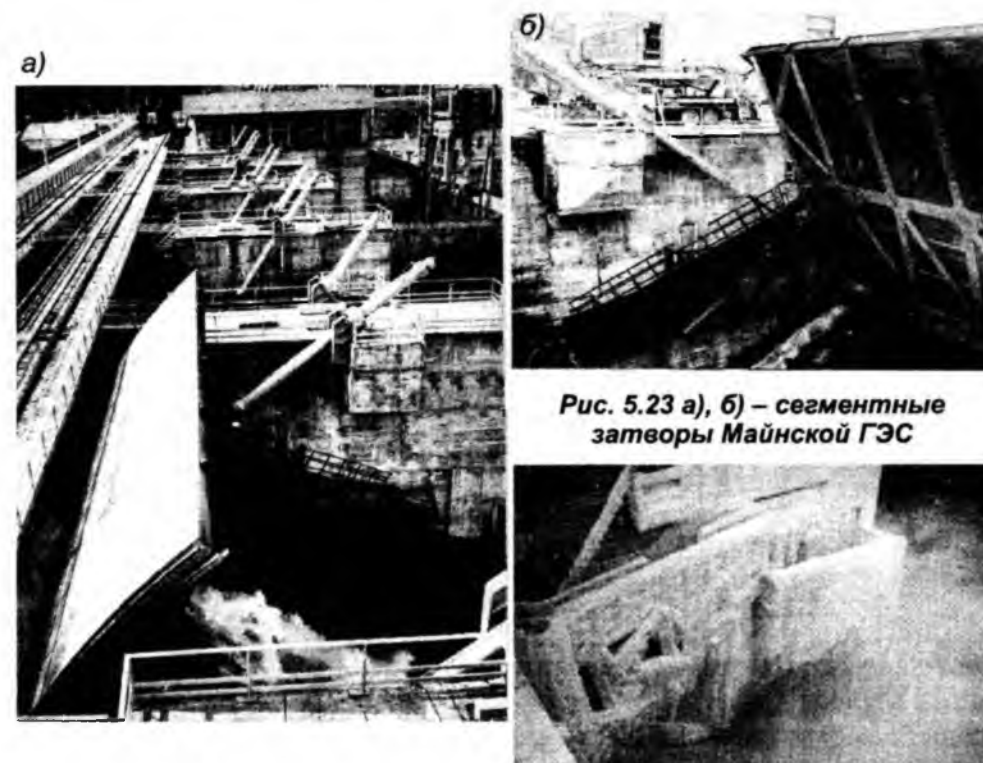


Рис. 5.23 а), б) — сегментные затворы Майнской ГЭС

Рис. 5.24 Обмерзание сегментного затвора Майнской ГЭС

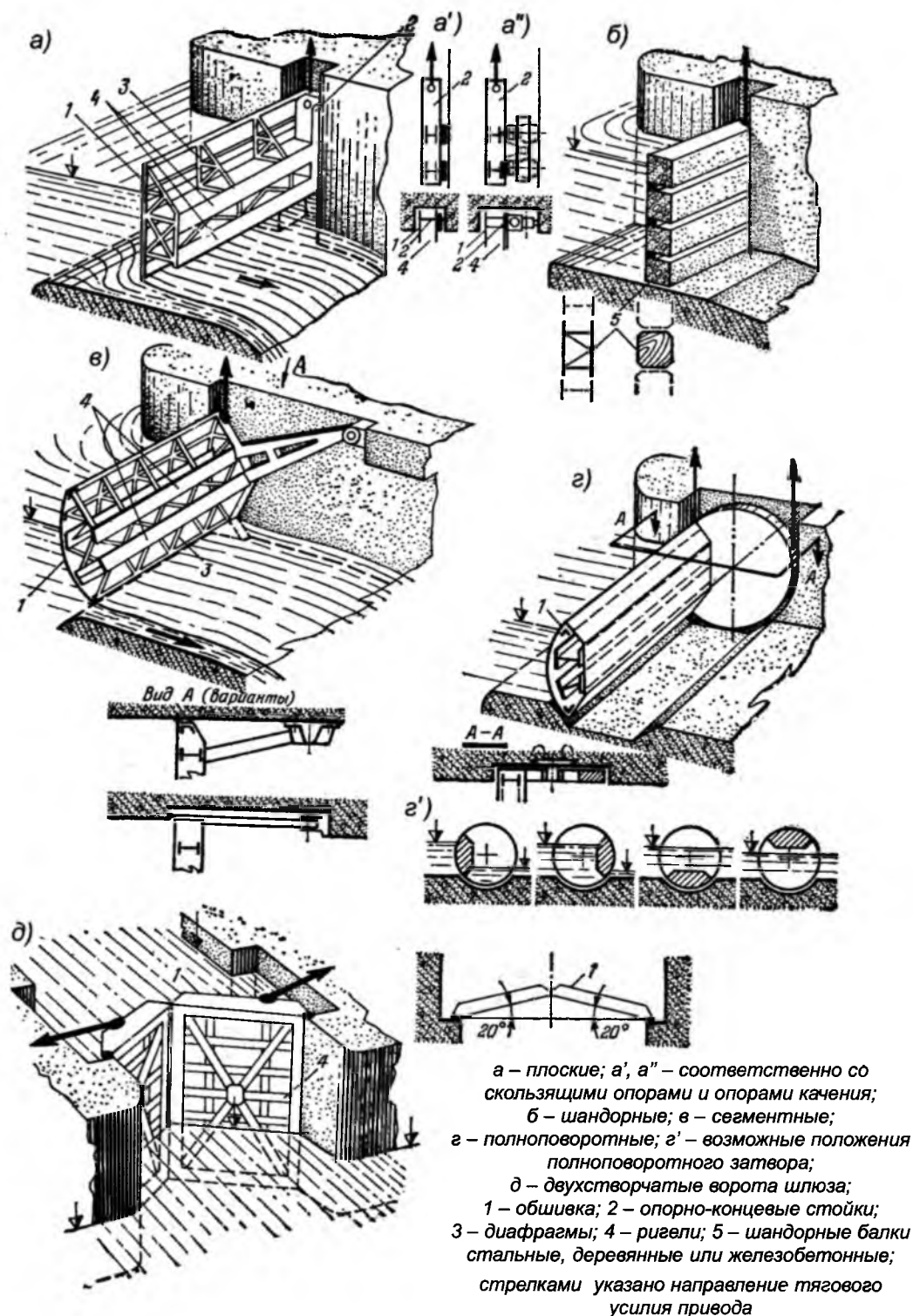


Рис. 5.25 Схемы наиболее распространенных типов поверхностных затворов

Плоский затвор (рис. 5.25 (а) по своему названию) имеет плоскую водоудерживающую стенку (обшивку), как правило, выполненную из листовой стали, опирающуюся на систему балок, которые, в свою очередь, передают усилие на **ригели**, а они – на опорные конструкции. Опорно-ходовые части воспринимают нагрузку от несущей конструкции и передают её быкам или устоям, а также служат для передвижения затвора. Применяются опорно-ходовые части по принципу *скольжения* (рис. 5.25 а') в скользящих затворах и по принципу *качения* в колесных затворах (рис. 5.25 а'').

Скользятые затворы менее надежны в эксплуатации, чем колесные, хотя пазовые конструкции скользящих затворов требуют меньших размеров, а затворы позволяют передавать на быки большие нагрузки.

Плоскими затворами на поверхностных водосбросах перекрываются отверстия до 40-45 м при напоре до 17-18 м. Этот тип затворов наиболее распространен на гидротехнических сооружениях и является самым древним по своему происхождению. Они применяются и на глубинных водозаборах (рис. 5.26).

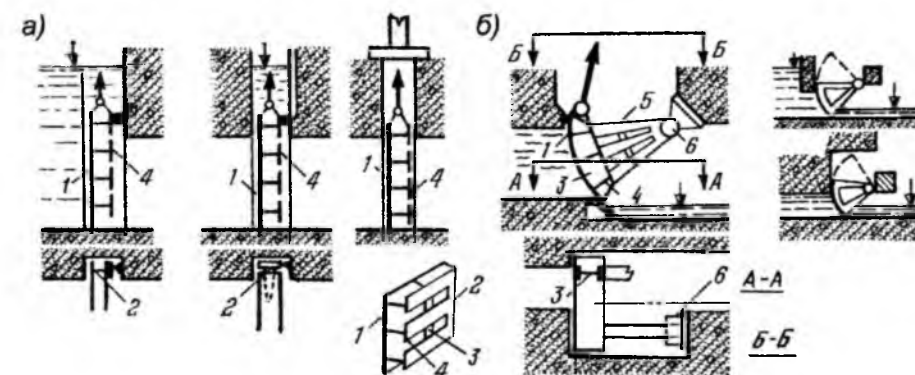


Рис. 5.26 Схемы установки глубинных плоских и сегментных затворов

а – плоские; б – сегментные; 1 – обшивка; 2 – опорно-концевые стойки; 3 – диафрагмы; 4 – ригели; 5 – «ноги» затворов; 6 – опорные шарниры

Сегментный затвор (рис. 5.25в) имеет сегментнообразное ригельное пролетное строение, опирающееся через фермы («ноги») на шарниры, передающие давление воды на быки. Пролеты отверстий, перекрываемые сегментными затворами, могут быть больше, чем у плоских и достигать 50 м при напоре до 18 м. Сегментные затворы также применяются, как глубинные (рис. 5.26).

Аварийные и аварийно-ремонтные затворы применяются для прекращения подачи воды в турбину при отключении агрегата от сети и неисправной системе регулирования, а также в случае разрыва водовода. Быстродействующий (быстропадающий) затвор (плоский, сегментный) должен беспрепятственно опускаться в поток водоприемника. Рабочий затвор водосбросов также рассчитан на опускание в текущую воду.

В проектах последнего времени в ряде случаев функции аварийного и аварийно-ремонтного затворов совмещены, т.е. на входе в турбинный водовод установлен один с быстрым действием на сброс **быстропадающий** затвор (рис. 5.8 (а), поз.4). Он выполняет роль и ремонтного загораживания при выводе турбины в ремонт.

Некоторые заводы-изготовители турбин считают, что современное состояние гидротурбиностроения позволяет создавать надежные дублирующие устройства, гарантирующие закрытие направляющего аппарата турбины при выходе из строя системы регулирования и поэтому на устройстве затворов быстрого действия не настаивают. В то же время имеется пример, когда учитывая уникальность турбин 650 МВт Саяно-Шушенской ГЭС заказчик и проектировщик сочли возможным оснастить водоприемники этой ГЭС быстропадающими затворами, правильность такого решения подтверждена многолетней практикой эксплуатации.

Для высоконапорных турбин со сравнительно небольшими расходами применяются в качестве быстродействующих – дисковые, шаровые, игольчатые и другие затворы (рис. 5.27), которые также беспрепятственно преодолевают поток.

Быстрое закрытие затворов обеспечивается у плоских и сегментных – за счет собственного веса, у других – за счет принудительного привода (гидравлического или механического). Подъем плоских и сегментных затворов в верхнее положение производится, как правило, специальными гидроподъемниками или специальными лебедками.

Сброс (опускание, закрытие) затворов происходит автоматически от командных импульсов защитных устройств турбины, контролирующих исправность системы регулирования и частоту вращения агрегата.

Ремонтные затворы (рис. 5.8 (а), поз. 3) предназначены для перекрытия водоводов и водосбросов на время длительных ремонтных работ либо на аварийно-ремонтных затворах и их приводе, в пазухах и на порогах, либо в проточной части турбины, когда по какой-то причине аварийно-ремонтный затвор не обеспечивает необходимую герметичность (протечки через затвор превышают или одинаковы с производительностью откачивающих средств). На водосбросах ремонтные затворы используются, когда необходимо отремонтировать пазы или пороги рабочих затворов.

Ремонтные затворы устанавливаются перед аварийно-ремонтными турбинными затворами и перед рабочими затворами водосбросов.

Ремонтные затворы опускаются только в спокойную воду, для опускания в поток они не рассчитываются.

Строительные затворы служат для закрытия водопропускных отверстий в период строительства сооружений для пропуска **строительных расходов**, а также в качестве загораживаний, выгораживающих участки сооружений от бьефов, когда сооружения не превышают еще уровня воды

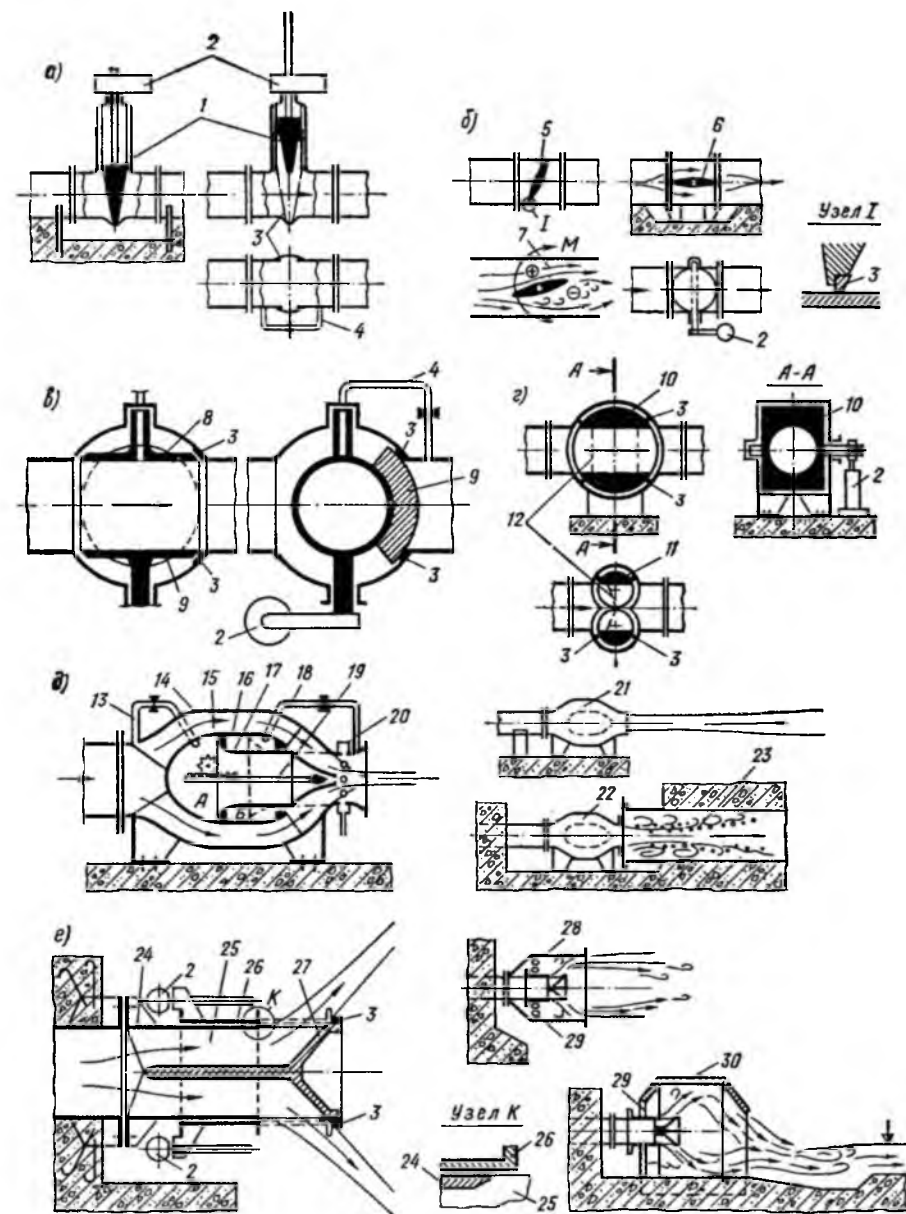


Рис. 5.27 Схемы установки быстродействующих глубинных затворов

а – плоские задвижки; б – дисковые; в – шаровые; г – поворотные цилиндрические; д – игольчатые; е – конусные; 1 – запирающий клиновидный диск; 2 – приводы задвижек и затворов; 3 – уплотнения; 4 – байпас (обвод); 5, 6 – крайние положения рабочих органов; 7 – характер обтекания; 8 – патрубок; 9 – уплотняющий узел; 10, 11 – вальцы; 12 – крайнее положение вальцов; 13 – труба питания полости; 14 – корпус; 15 – несущие ребра; 16 – неподвижная капсула; 17 – подвижный плунжер с рабочей иглой (пунктир – полное закрытие); 18 – выпускная труба; 19 – клапан; 20 – воздухоподводящий коллектор; 21, 22 – затворы с истечением в атмосферу и в закрытый водовод; 23 – область кавитации; 24 – неподвижный патрубок; 25 – несущие ребра; 26 – подвижный патрубок; 27 – конус; 28 – насадка; 29 – подвод воздуха; 30 – камера гашения энергии потока

(например, внутренний массив плотины может сооружаться в определенных условиях под защитой затворов или *шандоров*, установленных в пазы опережающе построенных быков гребенки см. § 4.2). Строительные затворы, обеспечивающие пропуск строительных расходов, зачастую работают в более сложных условиях, поскольку через отверстия, где они установлены, пропускают и лед, и древесный хлам, а условия эксплуатации носят недостаточно строгий характер. Поэтому проектированию строительных затворов необходимо уделять повышенное внимание, в особенности в случаях, когда часть строительных затворов в последующем используется в постоянной схеме эксплуатации.

Распространение в качестве строительных затворов имеют шандорные заграждения (рис. 5.25б), состоящие из отдельных шандор (балок) – металлических, железобетонных, деревянных, укладываемых последовательно друг на друга и не связанных между собой. Известны шандорные затворы из круговых арочных балок. Обычно шандорное заграждение устраивается для сравнительно небольших напоров 5-6 м пролетом 10-12 м. Установка и выем шандор производится в условиях отсутствия течения, для подъема применяются захватные балки либо строповка шандор производится с помощью водолазов.

Типов поверхностных и глубинных затворов существует достаточно много, их конструкции будут рассматриваться в специальном курсе – строительстве ГЭС.

5.2.4. Водоводы турбин

Для подвода воды к зданиям ГЭС (с приплотинным их расположением, а также расположенным в конце деривации) применяются водоводы различных типов. Наиболее широкое распространение получили стальные водоводы. При напорах до 200-300 м наряду со стальными применяют железобетонные водоводы. Применяются и деревянные водоводы, например, на Сходненской и Кондопожской ГЭС. Появилась новая конструкция водоводов для турбин Саяно-Шушенской ГЭС – сталежелезобетонная, в которой совместно работает внутренняя стальная оболочка (труба) и арматура железобетонной облицовки водовода.

По расположению турбинные водоводы можно разделить на встроенные, выносные, открытые, закрытые и подземные.

Встроенные и выносные водоводы применяются для подвода воды к приплотинным зданиям ГЭС, расположенным за бетонными, контрфорсными, арочными и земляными плотинами. Встроенные водоводы располагаются в массиве плотины; выносные располагаются на низовой грани.

Применяются открытые, засыпанные и подземные водоводы; открытые обычно выполняются в виде трубопроводов, уложенных на опоры (*промежуточные и анкерные*); засыпанные – заглубляются в траншеи –

защищаются от обвалов и промерзания; подземные (туннельные) водоводы сооружаются в скальных породах.

При больших расходах высоконапорных турбин иногда не удается построить один водовод на турбину из-за технических трудностей выполнения больших его габаритов, поэтому, например, для Красноярской турбины устроены два водовода, которые развилкой (тройником) уникальной по своим габаритам и сложности изготовления объединены перед входом в спиральную камеру (рис. 5.28).

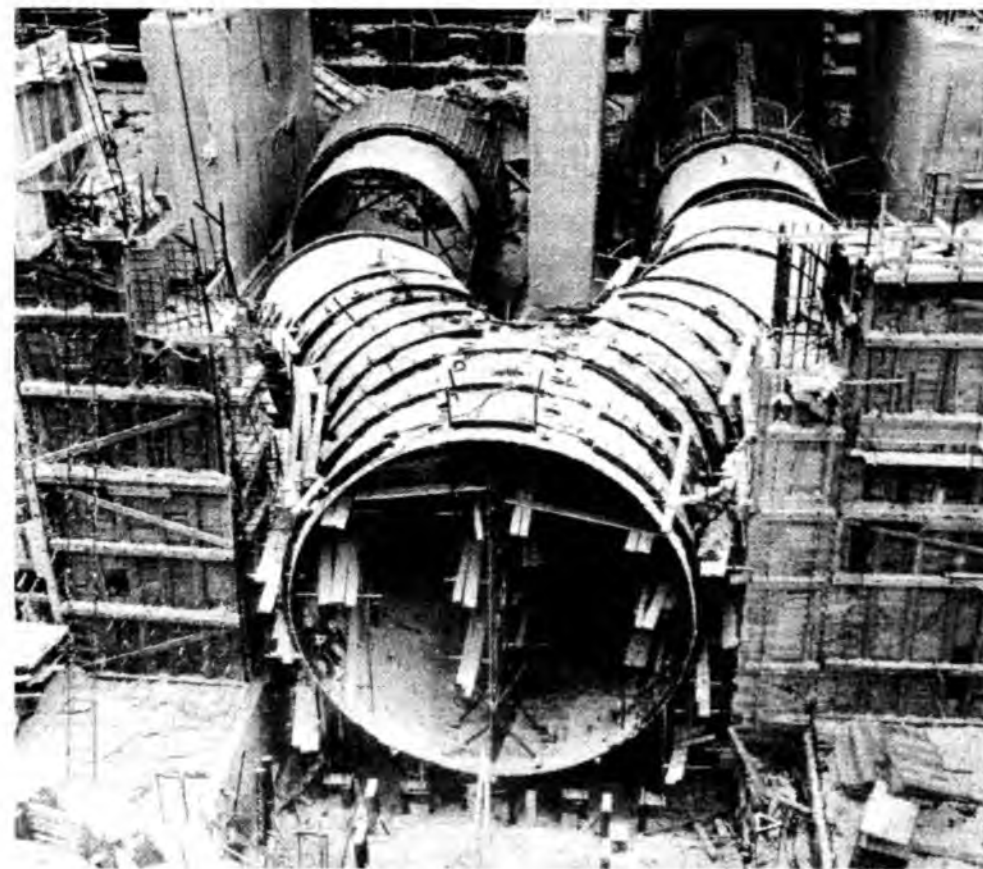


Рис. 5.28 Развилка турбинных водоводов Красноярской ГЭС.
Вид со стороны спиральной камеры

Имеют место конструкции водоводов, в которых один водовод разветвляется на несколько – на два, три и более ответвлений. В местах ответвлений в стальной оболочке трубопровода возникают большие дополнительные напряжения (вследствие изменения кругового сечения оболочки), поэтому они и сложны в изготовлении и требуют усиления разного рода ребрами жесткости; стыки подвергаются особо тщательному контролю. Трасса турбинных водоводов прокладывается исходя из минимальной их

длины. Особое значение придается мероприятиям, предотвращающим разрыв (разрушение) водоводов. Например, крупные водоводы турбин Красноярской ГЭС, расположенные на низовой грани плотины, в первоначальном варианте предполагалось выполнить открытыми, но, учитывая суровые климатические условия района, а также огромный объем водоводов было решено закрыть их хорошо армированной железобетонной оболочкой толщиной 1,5 м, на рис. 1.1 водоводы рельефно выделяются на низовой грани станционной плотины.

Сложными и ответственными конструкциями водоводов являются анкерные и промежуточные опоры (рис. 5.29), а также температурные компенсаторы.

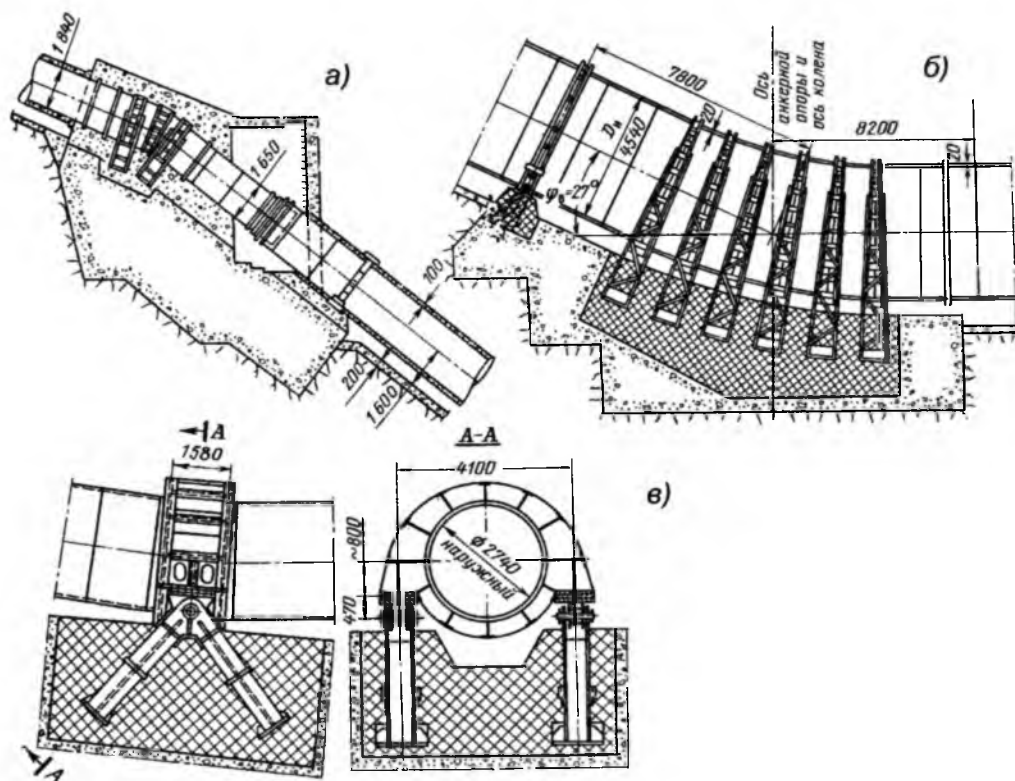


Рис. 5.29 Типы анкерных (а, б) и промежуточных (в) опор турбинных водоводов

Разнообразие конструкций водоводов соответствует и разнообразие опор, которые разрабатываются индивидуально так же, как и сами водоводы.

Примером крупных водоводов турбин являются сталежелезобетонные водоводы Саяно-Шушенской ГЭС. Расчетный напор водовода 270 м, длина 241 м, внутренний диаметр 7,5 м (такой диаметр имеет тоннель метро). Стенка стальной оболочки трубы имеет переменную толщину от 16 мм сверху до 32 мм

– внизу у спиральной камеры. Компенсационный участок, сопрягающий водовод со спиральной камерой выполнен толщиной 40 мм из особо прочной стали, с нормативным сопротивлением 550 МПа. Армокаркасы железобетонной оболочки представляют собой двойную кольцевую арматурную сетку; кольцевая арматура толщиной до 70 мм, продольная до 25 мм (рис. 5.30).



Рис. 5.30 Водовод турбины Саяно-Шушенской ГЭС в период монтажа оболочки и арматуры

5.2.5. Подъемно-транспортное оборудование

Для производства подъемно-транспортных операций при монтаже и ремонте агрегатов и вспомогательного оборудования, а также для переноса узлов агрегатов на монтажную площадку и обратно, затворов, решеток, гидроподъемников и т.п. от места ремонта к месту их установки применяются специально запроектированные для данной ГЭС разной конструкции электрические мостовые и козловые краны (рис. 5.8) соответствующей грузоподъемности. Кроме того, проектом должны предусматриваться различные средства малой механизации (тали, грузоподъемные балки, тележки и т.п.).

Мостовые краны. В большинстве случаев они устанавливаются в машинных залах и трансформаторных мастерских, иногда в закрытых конструкциях щитовых помещений водоприемников.

Грузоподъемность кранов машинного зала выбирается из необходимости переноса узла агрегата наибольшего веса. Обычно это ротор генератора. Например, масса ротора генератора Саяно-Шушенской ГЭС составляет 895 т. Чтобы обеспечить его монтаж предусмотрены два полукозловых крана (рис. 5.8 поз. 23) грузоподъемностью каждый 500 т,

которые одновременно с помощью специальной балки-траверсы массой 59 т выполняют эту операцию. Найденное решение по созданию полукозлового крана позволило отказаться от традиционных несущих колонн в машинном зале со стороны НБ и облегчить конструкцию его верхнего строения, которое приобрело легкую и ажурную архитектурную форму. Это пример взаимного влияния конструкторских решений на взаимосвязанные элементы ГЭС, в результате чего достигнут оптимальный функциональный результат для каждого из этих элементов. Проектирование любой гидростанции нельзя типизировать (об этом в гл. 7), поскольку водотоки не типичны по своим природным условиям, за исключением малых ГЭС, где возможны типовые решения в некоторых случаях по применению оборудования, но не в проектах напорных сооружений.

Козловые краны. Как правило, они обеспечивают: маневрирование затворами водосбросов; обслуживание сороудерживающих решеток; ремонт всего оборудования водоприемников; водолазные работы; установку ремонтных затворов на водозаборах и в отсасывающих трубах. Иногда в период строительства козловые краны используются для монтажа гидромеханического оборудования (затворов, решеток, гидроподъемников и т.п.).

Козловые краны в зависимости от назначения на гидростанции проектируются индивидуально различных конструкций: бесконсольные (рис. 5.8, поз. 24), одноконсольные (рис. 5.8, поз 7), двухконсольные).

На водоприемнике (рис. 5.8) козловый кран с одной консолью, помимо перечисленных выше работ обеспечивает обслуживание вынесенных за напорную грань сороудерживающих решеток, а также все виды работ, которые выполняются с применением плавсредств непосредственно у напорной грани плотины, например, производится подъем буксирных катеров на гребень плотины для их ремонта, осмотр наружной грани плотины и т.п.

Гидроподъемники применяются для быстрого маневрирования затворами. Скорость кранов, применяемых на водоприемниках и устанавливаемых над отсасывающими трубами, на главных крюках имеют скорость от 0,9 до 1,2 м/мин, на вспомогательных от 6 до 10 м/мин. Гидроподъемники, установленные, например, на аварийно-ремонтных затворах турбин Саяно-Шушенской ГЭС, обеспечивают скорость сброса 3,66 м/мин (перекрывают отверстие за 3 мин), скорость подъема 0,44 м/мин, время подъема от порога до верхнего положения 25 мин.

Гидроподъемник, являясь в совокупности с другими узлами гидравлической системой, состоит из: силового органа-сервомотора (цилиндр с перемещающимся внутри поршнем и штоком с проушиной для соединения с затвором рис. 5.31); маслonaсосной установки (МНУ), обеспечивающей подачу масла под поршень для подъема затвора и прием масла, вытесняемого из-под поршня при сбросе затвора; клапанно-золотниковых механизмов для автоматического и дистанционного управления сервомотором; высоконапорных трубопроводов, соединяющих все выше названные узлы системы.

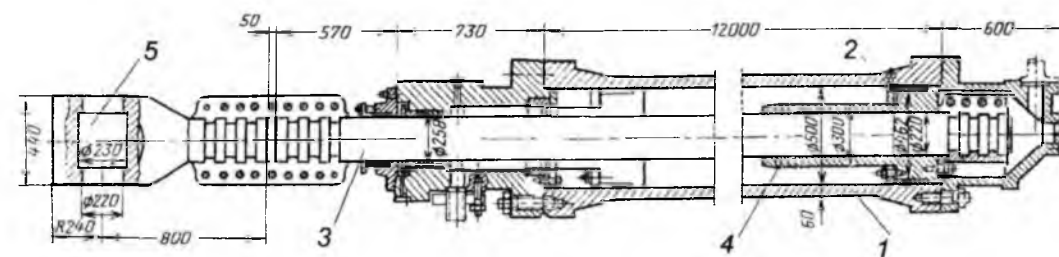


Рис. 5.31 Сервомотор гидроподъемника

1 – корпус (цилиндр); 2 – поршень; 3 – шток;
4 – устройство гидравлического торможения при подходе затвора к порогу; 5 – проушина

Режим готовности сервомотора к сбросу аварийного затвора состоит в том, что затвор удерживается в верхнем положении лишь на масляной «подушке», находящейся под поршнем. Достаточно открыть клапан, отсекающий масляную подушку от бака МНУ, как затвор, вытесняя масло собственным весом пойдет на сброс.

Существуют гидроподъемники, устанавливаемые на основных затворах, с сервомоторами двойного действия, которые имеют возможность не только поднимать затвор, но и принудительно опускать его в текущую воду, прижимая к порогу с усилием, необходимым для надежного закрытия водосбросного отверстия. Эти гидроподъемники позволяют отказаться от утяжеления затворов, что снижает грузоподъемность кранов водозаборов.

С помощью гидроподъемников, применяемых на основных затворах водосбросов, решается очень важная задача эксплуатации ГТС, которую нельзя решить путем применения кранов, поскольку они способны медленно и лишь поочередно открывать затворы. Гидроподъемники позволяют открывать отверстия на всем сбросном фронте одновременно, т.е. исключать сосредоточенный сброс воды, что существенно облегчает условия гашения избыточной энергии сбросного потока, обеспечивая наилучшее сопряжение бьефов.

Электрические быстродействующие лебедки также применяются для быстрого маневрирования затворами в основном на ГЭС средней мощности, построенных на ранней стадии развития гидроэнергостроения. Для облегчения работы электрических лебедок обычно применяют противовесы, уравновешивающие массу затвора и опускающиеся в специальные шахты. При активизации вновь гидростроительства в нашей стране, в особенности малых и средних ГЭС, необходимо будет проводить тщательное технико-экономическое сравнение – какому типу привода для маневрирования затворами отдавать предпочтение.

5.2.6. Масляное хозяйство

Масляное хозяйство является одной из важнейших систем обеспечения надежности работы гидростанции. Оно включает в себя следующие устройства, которые должны гарантировать:

- прием свежего масла с транспортных средств;
- хранение свежего и отработанного масла;
- выдачу на транспортные средства отработанного масла;
- очистку, сушку, регенерацию масла (последнее при соответствующем обосновании);
- прием масла из оборудования и подача масла в оборудование после обработки;
- аварийный прием масла при повреждении оборудования.

Масляное хозяйство включает в себя центральную часть, где сосредоточено хранение масла и его обработка, и разветвленную часть маслопроводов вдоль здания ГЭС, с помощью которой производится слив масла из маслonaполненных узлов агрегата в центральную часть в период ремонта агрегатов, а также заливка этих узлов обработанным маслом после ремонта агрегата.

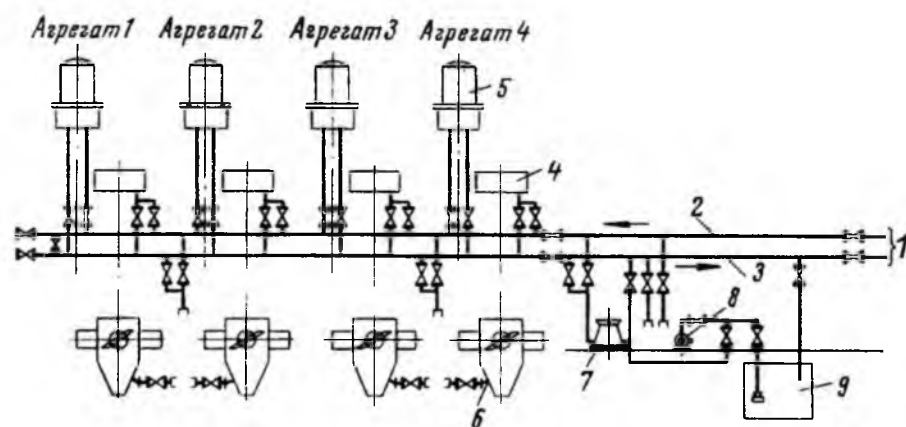


Рис. 5.32 Схема части масляного хозяйства в пределах здания ГЭС с поворотными турбинами

- 1 – трубопроводы, соединяющие центральную часть маслохозяйства с потребителями здания ГЭС; 2 – напорная магистраль; 3 – сливная магистраль; 4 – подпятник; 5 – система регулирования турбины; 6 – слив из рабочего колеса; 7 – дополнительная центрифуга; 8 – насос; 9 – сливной бак

Масла подразделяются, в основном, на смазочные (для турбинного оборудования и генераторов) и изоляционные (для трансформаторов, высоковольтных вводов и масляных выключателей), а также компрессорное масло (для компрессоров) и другие. На рис. 5.32 представлена часть схемы

масляного хозяйства средней ГЭС в пределах здания гидростанции, обеспечивающая маслом поворотные турбины и их генераторы.

Учитывая применение нескольких различных сортов масла, не допускающих смешивания из-за различия их физико-химических свойств, на ГЭС создается хранилище, обеспечивающее раздельное хранение масел в разных емкостях со своей системой маслопроводов.

На гидростанциях организуется контроль физико-химических показателей масла. По специальным графикам производится отбор проб масла и в специальных химических лабораториях делается анализ отобранного масла, и в случае снижения его характеристик агрегат останавливается и производится замена масла в соответствующих узлах.

В агрегате масло используется в системе регулирования турбины, элементами которой являются МНУ, сервомоторы направляющего аппарата, сервомотор в рабочем колесе (на поворотных турбинах), масляные подшипники на некоторых типах турбин, а также подпятники и подшипники генератора.

В центральной части маслохозяйства располагается специальное помещение для размещения маслоочистительных аппаратов (сепараторы-центрифуги и фильтр-прессы), которые предназначены для удаления из масла механических примесей и воды.

Маслоочистительная аппаратура после ее промывки может использоваться для всех сортов масла. При перекачке по маслопроводам различных сортов масла их предварительно промывают новым сортом масла.

Сроки службы масел в агрегатах в среднем составляют: в системе регулирования 12-15 тыс. ч., в системе смазки – до 500-1000 час.

Некоторые особенности маслохозяйств должны учитываться при проектировании ГЭС (см. гл. 7), в том числе вопросы противопожарной защиты.

5.2.7. Система технического водоснабжения

Система технического водоснабжения (ТВС) предназначена для подачи и распределения воды между узлами агрегатов, аппаратами и устройствами с целью их охлаждения, а также служит источником для системы пожаротушения генераторов. На рис. 5.33 представлена схема ТВС одного агрегата Саяно-Шушенской ГЭС.

Источником воды для ТВС является водохранилище, а также НБ, где устраиваются специальные водозаборы. В эксплуатации для приплотинных ГЭС наибольшее признание заслужила самотечная схема ТВС с устройством водозаборов из водохранилища. Схема ТВС с подачей воды из НБ насосами менее надежна и её следует применять там, где невозможно по каким-либо причинам выполнить самотечную систему. Кроме того, самотечная система

практически не требует обслуживания и затрат электроэнергии. Например, было подсчитано, что на Красноярской ГЭС в случае применения насосной схемы ТВС с забором воды из НБ затраты на нее (в пересчете на электроэнергию) были бы вдвое больше, чем потери воды из ВБ, расходуемые на техводоснабжение.

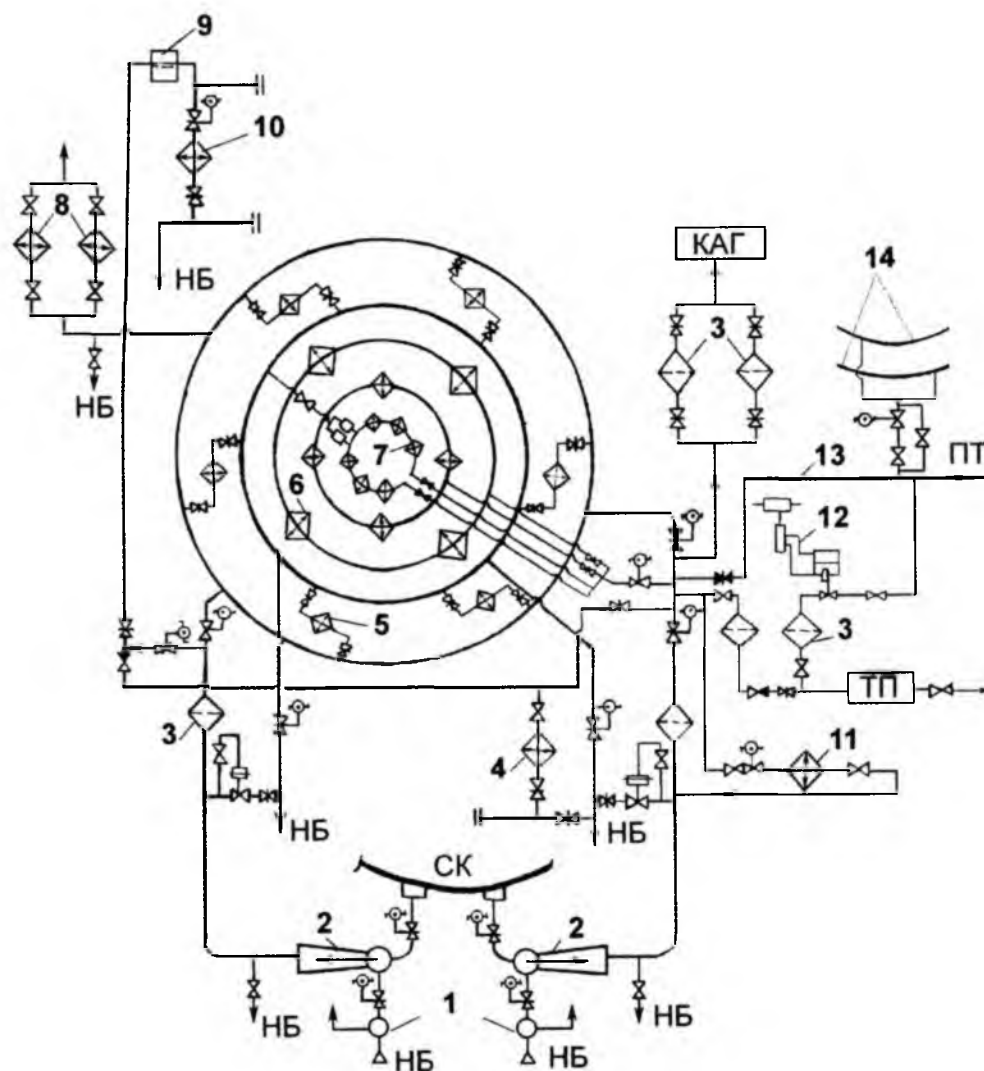


Рис. 5.33 Схема технического водоснабжения агрегата Саяно-Шушенской ГЭС

1 – деаэратор; 2 – эжектор с регулирующей подачей; 3 – фильтры сетчатые; 4 – теплообменники охлаждения статора генератора; 5 – воздухоохладители генератора; 6, 7 – маслоохладители подпятника и подшипника генератора; 8 – теплообменники тиристорного возбудителя генератора 9 – переливное устройство 10 – маслоохладители трансформатора; 11 – теплообменник для охлаждения масла МНУ; 12 – гидроклапан; 13 – резервирование от пожарной магистрали; СК – спиральная камера; КАГ – выключатель нагрузки генератора; ▲ НБ – водозабор из нижнего бьефа; ▼ НБ – слив в нижний бьеф; 14 – коллекторы распыления воды для тушения генератора

Система ТВС достаточно сложная и исключительно ответственная часть технологических устройств ГЭС, от которой зависит надежность работы основного оборудования, поэтому соображения об экономии воды в водохранилище не могут иметь превалирующего значения.

Вода отбирает непосредственно тепло лишь у резиновых подшипников турбин, (там, где они применяются) и одновременно обеспечивает смазку трущихся пар – металл – резина. В остальных случаях тепловыделяющий узел оборудования передает тепло промежуточному носителю: маслу в подшипниках и подпятниках агрегата (рис. 5.34), а также в баках трансформаторов; дистиллированной воде, циркулирующей в обмотках генераторов и их системах тиристорного возбуждения; воздуху, вентилирующему (охлаждающему) обмотки и железо генераторов.

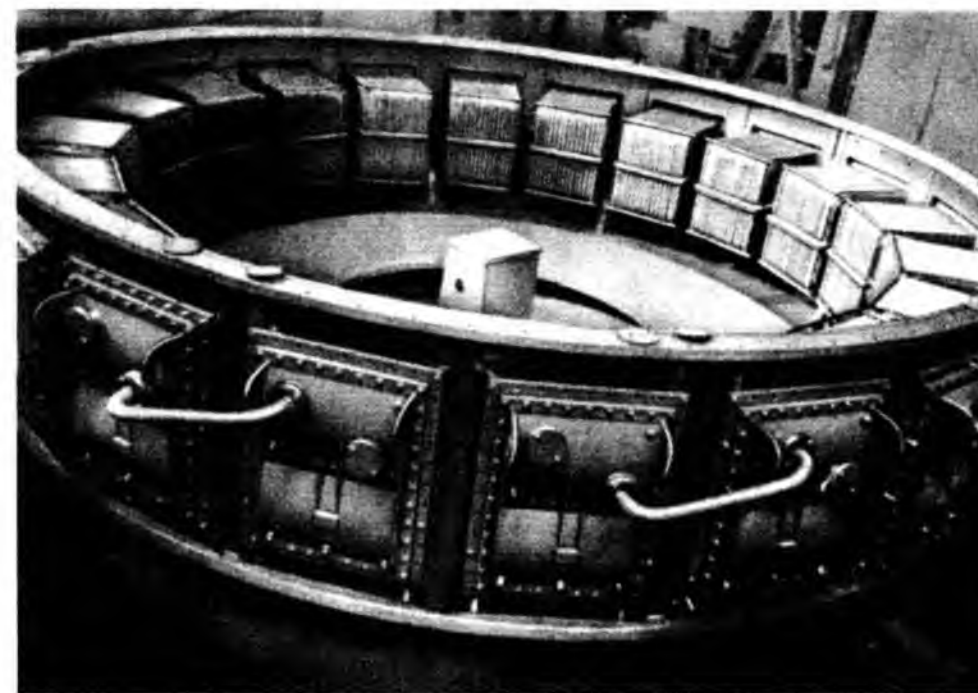


Рис. 5.34 Маслованна подпятника со встроенными трубчатыми маслоохладителями

С помощью маслоохладителей, воздухоохладителей и теплообменников вода ТВС отбирает тепло у названных промежуточных носителей. Через эти устройства вода идет на проток и сбрасывается в НБ.

Водозаборы системы ТВС должны резервироваться (основной и резервный).

Представляет интерес смешанная схема ТВС – самотечно-эжекторная. Рабочий поток поступает из ВБ и составляет около 50% от общей подачи эжектора, а другая часть расхода подсасывается из НБ.

Такая схема выполнена на некоторых приплотинных ГЭС, в том числе на Саяно-Шушенской ГЭС, где она изначально рассматривалась, как один из вариантов при проектировании гидростанции. В процессе эксплуатации было подсчитано, что потери электроэнергии за счет использования воды из ВБ, равны затратам при варианте насосной подачи воды из НБ. При этом эксплуатационные преимущества самотечно-эжекторной схемы неоспоримы.

На рис. 5.35 представлен внешний вид эжекторов, расположенных в нижней галерее здания Саяно-Шушенской ГЭС.

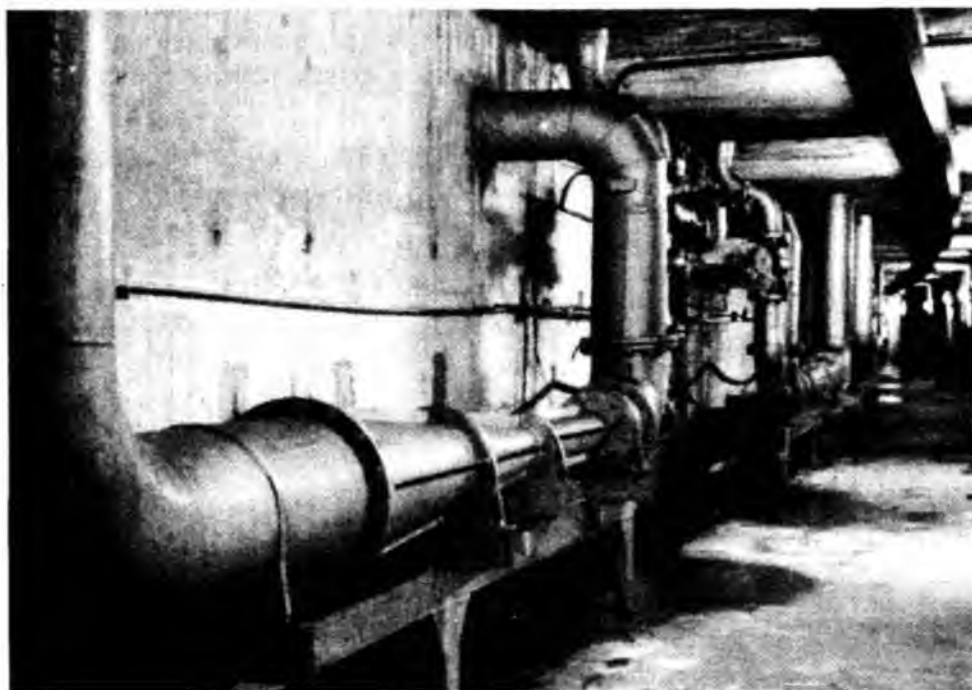


Рис. 5.35 Внешний вид эжекторов ТВС, установленных в галерее здания Саяно-Шушенской ГЭС

На охлаждение одного агрегата Саяно-Шушенской ГЭС при максимальной температуре воды в водохранилище на уровне водозаборов, составляющей 8-12°C, требуется 1500 м³/ч (0,41 м³/с).

Система пожаротушения генератора питается от ТВС и представляет собой кольцеобразные трубопроводы (коллекторы) с отверстиями-распылителями, которые расположены внутри генератора так, чтобы при подаче воды в коллекторы распыленные струи воды были направлены на верхние и нижние лобовые части обмотки статора.

Система водоснабжения пожаротушения объектов и помещений, а также хозяйственных нужд (**хозпитьевое водоснабжение**) ГЭС требуют также тщательного технико-экономического обоснования, в котором надежность

схемы пожаротушения должна быть на первом месте. Проиллюстрируем создание этой системы на примере Саяно-Шушенской ГЭС, в котором участвовала эксплуатационная организация. В частности, её предложения и составили основу принципиальных технических решений. Было принято предложение о создании самотечной системы подачи воды с разрывом высоконапорной струи. Альтернативный вариант самотечной системы с редукционными клапанами был исключен, так как отказ клапана приводил к созданию в сети трубопроводов давления 2,0-2,5 МПа, превышающего испытательное давление в трубах в 2-2,5 раза.

Система выполнена с устройством емкостей большого объема баков, расположенных в теле плотины на уровне, гарантирующем, что гидростатическое давление не превысит величины 1,0 МПа во всей сети трубопроводов пожаротушения и хозводоснабжения на любом объекте ГЭС (рис. 5.36).

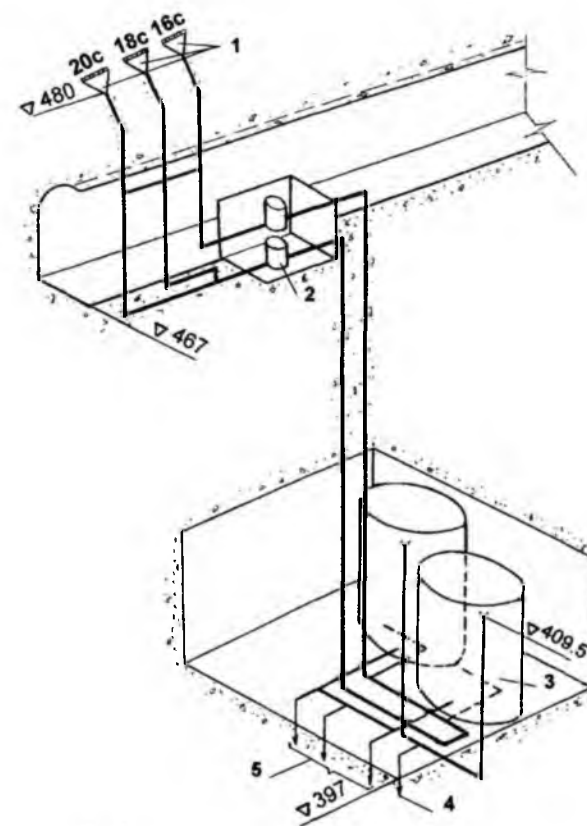


Рис. 5.36 Система с баками хозпитьевого водоснабжения и пожаротушения Саяно-Шушенской ГЭС

1 – водозаборы на агрегатах №№ 1, 2, 3; 2 – сетчатые фильтры;
3 – резервуары противопожарного запаса воды; 4 – перелив в колодец гаситель;
5 – в систему противопожарных трубопроводов, а также на водоснабжение п. Черемушки;
16с - 20с – номера секций плотины

Емкости (3) автоматически подпитываются из водозаборов ВБ через специальные регулирующие устройства. Схема надежна и проста в эксплуатации.

5.2.8. Пневматическое хозяйство

Пневматическое хозяйство ГЭС представляет собой одну или несколько самостоятельных систем высокого и низкого давления, в каждой из которых воздухопроводами объединены компрессорные установки, воздухосборники (ресиверы) и потребители. На крупных ГЭС с достаточно территориально удаленными от здания гидростанции распределительными устройствами в каждом из этих объектов имеется свое пневматическое хозяйство. Например, на Красноярской ГЭС имеются пневмохозяйства в здании ГЭС, на ОРУ-220 кВ и на ОРУ-500 кВ.

Компрессорные установки, воздухосборники, воздухопроводы должны быть оборудованы предохранительными клапанами, приборами контроля, защиты и другими устройствами, в том числе средствами автоматики, обеспечивающими безопасность пневматического хозяйства предусмотренными правилами Госгортехнадзора.

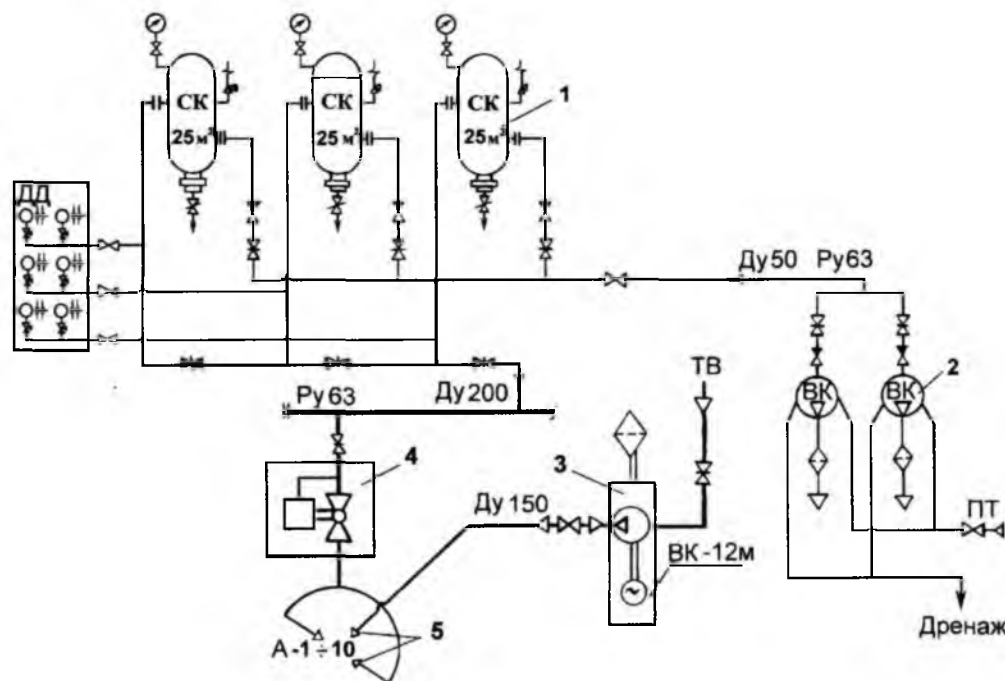


Рис. 5.37 Пневматическая система отжатия воды из камер рабочих колес турбин Саяно-Шушенской ГЭС

1 – воздухосборники; 2 – компрессоры; 3 – воздушная линия; 4 – пробковый кран;
5 – трубы выпуска воздуха в камеру рабочего колеса

Потребителями низкого давления являются: системы торможения агрегатов; системы отжатия воды из камер рабочих колес турбин перед переводом генератора из режима с активной нагрузкой в режим синхронного компенсатора (иногда в этих системах применяют высокое давление (рис. 5.37), а также образователи полынни перед затворами, пневмогидравлические приборы и всякого рода пневматический инструмент. Они работают обычно при давлении 0,6-0,8 МПа.

Потребителями высокого давления являются масловоздушные котлы МНУ системы регулирования турбин, а также электрические воздушные выключатели, где давление воздуха используется в приводе выключателей и для гашения электрической дуги при отключении рабочих токов и токов короткого замыкания. МНУ используют давление воздуха в пределах 2,0-6,3 МПа, пневмохозяйство воздушных выключателей в последние годы строится с величиной первоначального давления 23 МПа.

Общий расход воздуха и пределы давлений, обеспечивающие надежную работу оборудования, а также технические параметры компрессорных установок, воздухосборников и аппаратуры управления определяются на основе данных потребителей воздуха. Воздуховоды, запорная и регулирующая аппаратура, воздухосборники и компрессоры должны обязательно резервироваться.

Особое внимание должно уделяться качеству воздуха по влажности во избежание конденсации влаги в воздухопроводах, ресиверах, а главное в воздухосборниках выключателей и их дугогасительных камерах при колебаниях температуры наружного воздуха. Увлажнение изоляционных материалов недопустимо из-за потери ими диэлектрической прочности. Конденсат, замерзая в ресиверах, воздухопроводах и запорно-клапанной арматуре приведет к отказу этих устройств, что также недопустимо. Кроме того, влага ускорит процесс коррозии внутренних поверхностей воздухопроводов и ресиверов и приведет к снижению срока их службы. Поэтому продувка ресиверов, компрессоров, водомаслоотделителей является одним из важных технологических процессов в работе устройств пневматического хозяйства ГЭС.

Снижение влажности воздуха можно производить двумя способами:

- термодинамическим, снижая давление воздуха, поступающего из ресиверов в воздухопроводную сеть;
- физическим, адсорбируя (поглощая) влагу с помощью какого-либо поглотителя.

Для воздушных выключателей обычно применяется термодинамический способ осушения воздуха. Поэтому, создавая пневмохозяйство, стремятся применять компрессоры с высоким давлением существенно выше, чем требуется для выключателей. В прошлом имело место распространенное соотношение давлений 4,0/2,0 МПа, в последние годы применяется соотношение 23,0/2,0 МПа. На рис. 5.38 представлен общий вид компрессорной установки 23 МПа ОРУ-500 Саяно-Шушенской ГЭС.

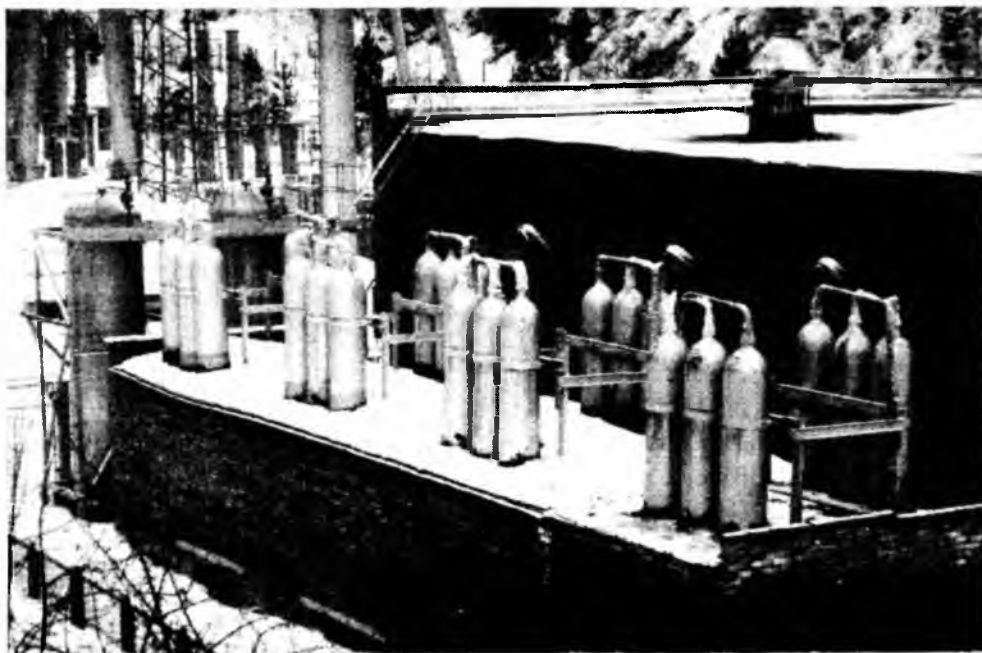


Рис. 5.38 Внешний вид компрессорной установки на ОРУ-500 Саяно-Шушенской ГЭС. Над утепленной частью выступают воздухохранилища на давление 23 МПа

В ресиверах повышенного давления влажность воздуха практически составляет 100%. Для выделения конденсата ресиверы располагают на открытом воздухе и обеспечивают их продувку. Зимой днища ресиверов обогреваются во избежание замерзания конденсата и продувочных устройств.

При редуцировании (уменьшении) давления происходит расширение воздуха и при постоянной температуре его относительная влажность уменьшается, поскольку в большем объеме остается то же количество влаги, что и до редуцирования.

Если обозначить P_1 – абсолютное давление в ресиверах, МПа, P_2 – абсолютное давление после редуцирования, МПа, ϕ – относительную влажность сжатого воздуха после редуцирования, то изменение ϕ в зависимости от соотношения P_2/P_1 будет следующим:

$P_2/P_1 \dots$	23,0/2,0	23,0/4,0	10,0/2,1	6,1/2,1	4,1/2,1
$\phi \dots$	9,0	18,0	20,8	34,5	51,2

Примером потребителя воздуха высокого давления 6,4 МПа является пневматическая система отжатия воды из камер рабочих колес турбин Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 5.37), которая в отечественной практике была применена впервые.

Предполагалось, что использование воздуха в этой системе под большим давлением по сравнению с ранее применяемыми схемами, где давление в ресиверах не превышало 0,8 МПа, принесет существенный эффект. Однако этого не произошло. В период испытаний при подаче воздуха с давлением 6,4 МПа под рабочим колесом возникал сильный гидравлический удар, который привел даже к разрушению корпуса задвижки, установленной на воздуховоде воздуходувки.

Главная опасность была в том, что в момент подачи воздуха давление под крышкой турбины достигло 1,7 МПа, т.е. могло приблизиться к предельному давлению, на которое рассчитана прочность крышки, и которую при определенных условиях может превзойти величина гидравлического удара. Кроме того, при испытаниях было выявлено недопустимо короткое время, заданное на открытие пробкового клапана впуска воздуха под рабочее колесо турбины.

Опытным путем была подобрана оптимальная величина давления впуска воздуха, которая составила 3,0 МПа. Этот пример свидетельствует о важности тщательной проектной проработки любой вспомогательной системы, которая обеспечивает основную работу ГЭС.

5.2.9. Система осушения проточной части турбин

Система осушения агрегатов обеспечивает выполнение осмотров и ремонтных работ на подводных узлах и проточной части турбин. При этом необходимо опорожнять водоводы, спиральные камеры, камеры рабочих колес, отсасывающие трубы и отводящие лотки ковшовых турбин. Объемы проточной части, расположенные выше уровня нижнего бьефа, осушаются самотеком, вода из остальной части тракта должна откачиваться специальной системой, состоящей из насосных установок, приемных устройств и водоводов, выбрасывающих воду.

Система осушения тем эффективнее, чем быстрее возникает перепад на затворах отсасывающих труб, поскольку он обеспечивает быстрое прилегание уплотнений затворов, что резко сокращает приток в откачиваемый объем из НБ. Главным в такой системе является наличие «мокрой» галереи (потерны, коллектора) большого объема, способной принять сразу из откачиваемого тракта такое количество воды, чтобы создать перепад на затворах. Например, на Саяно-Шушенской ГЭС объем коллектора составляет около 1 тыс. м³, а объем откачки одного агрегата – 5,3 тыс. м³.

На рис. 5.39 представлено несколько вариантов систем осушения агрегатов на гидростанциях разной мощности. На ГЭС небольшой мощности и небольшим числом агрегатов допустимо применение схемы I, где на каждую турбину устанавливается индивидуальный насос. Недостатком такой схемы является то, что, во-первых, нет резервирования средств откачки, а во-вторых, необходима достаточно большая производительность насосов, так как нет приемной галереи (см. выше). Схема II лучше схемы I лишь из-за

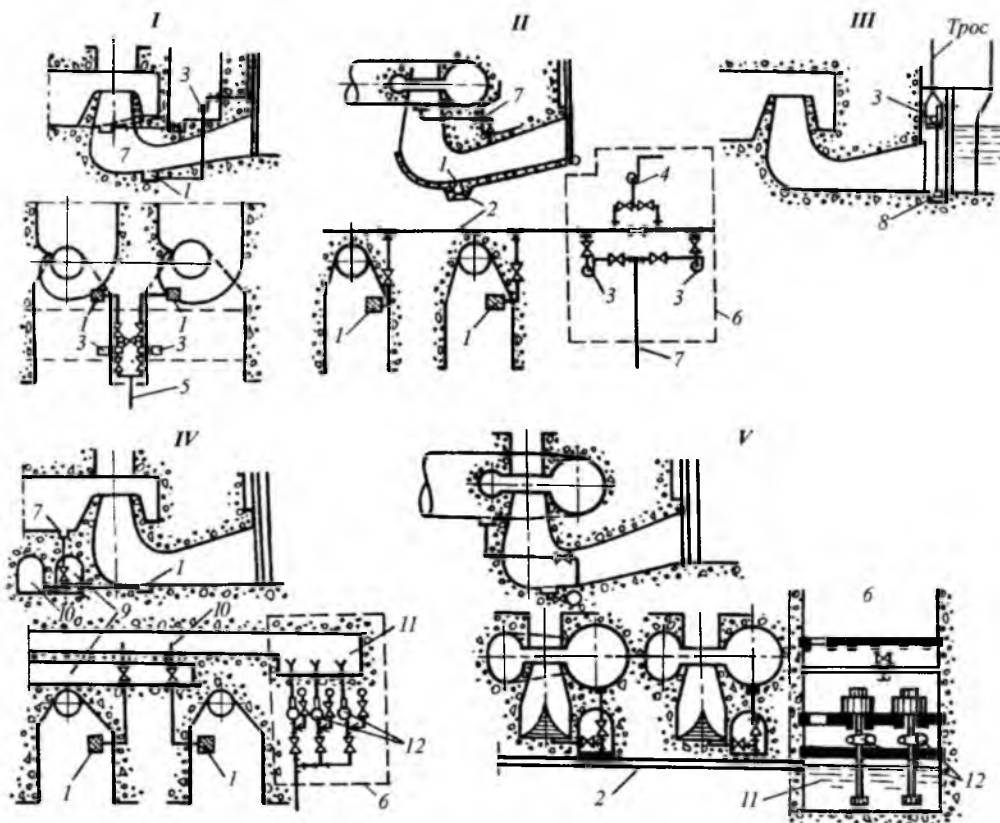


Рис. 5.39 Варианты схем осушения проточной части турбин

I – осушение с индивидуальными насосами; II – осушение с центральной насосной;
 III – откачка переносным насосом; IV – осушение со сливной галереей (мокрой потерной) и общей насосной; V – осушение со сборным коллектором и общей емкостью;
 1 – приемки с решеткой; 2 – магистральный коллектор; 3 – центробежные насосы;
 4 – вакуумный насос; 5 – сброс воды в НБ; 6 – блок монтажной площадки;
 7 – слив из спиральной камеры; 8 – клапан с сеткой; 9 – галерея задвижек;
 10 – водоприемная «мокрая» галерея; 11 – емкость;
 12 – вертикальные шахтные затворы

централизации насосного оборудования, т.е. обеспечивается резервирование, но коллектор, объединяющий подводную часть агрегатов непроходной, и при серьезном засорении он восстановлению не подлежит. Такую схему также можно рекомендовать лишь на ГЭС с небольшими агрегатами и малым их числом, так как при выходе из строя коллектора можно применить схему III. Для многоагрегатных и крупных ГЭС наилучшим решением являются схемы IV и V, где имеются приемная проходная «мокрая» потерна (схема IV) и проходной приемный коллектор (схема V). Недостатком схем IV и V является то, что насосные станции размещены на затопляемых отметках, т.е. электродвигатели насосов расположены ниже уровня НБ, поэтому в период тяжелой аварии, связанной с затоплением ГЭС (а этот случай обязательно необходимо прорабатывать в проекте) воспользоваться такой насосной будет

нельзя. Поэтому, например, система осушения агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС выполнена по схеме V с проходным коллектором и артезианскими насосами, электродвигатели которых расположены на незатопляемой отметке.

Откачка фильтрующей воды через бетон и швы (дренажная система) и в зданиях ГЭС, и в плотинах (где нижняя часть эксплуатируется в незатопленном режиме) производится специальной дренажной системой. Она состоит из равномерно распределенных приемков, объединенных канавками или трубами, или одного центрального приемка. В приемках устанавливаются насосы или эжекторы, либо применяются оба вида откачивающих средств.

Более подробно гидравлические машины, гидромеханическое оборудование, технологические устройства и системы будут изучаться в специальных курсах.

Использованная литература

1. Брызгалов В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. – Красноярск: Издательский дом «Суриков», 1999. – 560 с., ил.
2. Гидротехнические сооружения / Под ред. Н.П. Розанова. – М.: Стройиздат, 1978. – 647 с., ил.
3. Гончаров А.Н. Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. – М.: Энергия, 1972. – 320 с., ил.
4. Кривченко Г.И. Гидравлические машины. Турбины и насосы: Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1978. – 320 с., ил.
5. Орго В.М. Гидротурбины. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1975. – 320 с., ил.
6. Справочник по гидротурбинам / В.Б. Андреев, Г.А. Броновский, И.С. Веремеенко и др.; Под общ. ред. Н.Н. Ковалёва. – Л.: Машиностроение, 1984. – 496 с., ил.

Электрическая часть ГЭС. Связь и взаимодействие с энергосистемой

6

6.1. Краткие основные понятия и определения в электротехнике

Электромагнитное поле – это особая форма материи, посредством которой осуществляется взаимодействие между заряженными частицами.

Магнитное поле – это одна из форм электромагнитного поля. Оно создается движущимися электрическими зарядами и спиновыми магнитными моментами (момент количества движения микрочастиц) атомных носителей магнетизма. Взаимосвязь магнитного и электрического полей описывает уравнение Максвелла.

Электрическое поле – это частная форма проявления электромагнитного поля. Оно создаётся электрическими зарядами или переменным магнитным полем.

Магнитная цепь – это совокупность источников магнитного потока (постоянных магнитов, электромагнитов) и ферромагнитных или других тел и сред, через которые магнитный поток замыкается.

Электрический ток (i) – это направленное движение электрических зарядов в веществе или вакууме под воздействием электрического поля. Ток характеризуется силой, измеряемой в **амперах** (А).

Для установившихся режимов различают два вида токов: **постоянный** и **переменный**. Постоянным называют ток, который может изменяться по величине, но не меняется по знаку сколь угодно долгое время. Переменным называют ток, который периодически изменяется как по величине, так и по знаку. Переменные токи подразделяются на **синусоидальные** и **несинусоидальные**. Синусоидальным называют ток, изменяющийся по гармоническому закону (рис. 6.1б):

$$i = I_m \sin \omega t, \quad (6.1)$$

где: I_m – амплитудное (наибольшее) значение тока, (А).

Гармонические колебания характеризуются изменением колеблющейся величины во времени по синусоидальному закону. По синусоидальному закону изменяется напряжение, ЭДС, магнитный поток.

Синусоидально изменяющиеся величины изображают синусоидами, показывающими мгновенные их значения в любой момент времени, или **вращающимися векторами**.

При изображении синусоидально меняющейся величины, например, ЭДС $e(t) = e = E_m \sin(\omega t + \varphi_0)$, вращающимся вектором на плоскости xOy (рис. 6.1а) длина вектора OA в выбранном масштабе представляет амплитуду E_m ; угол между вектором и положительным направлением оси абсцисс x в начальный момент времени ($t = 0$) равен начальной фазе φ_0 , а угловая скорость вектора, направленная против вращения часовой стрелки, равна угловой частоте ω . Мгновенное значение $e(t)$ определяется проекцией вектора на ось ординат y .

Действительно, в момент времени $t = 0$ ЭДС $e_0 = E_m \sin \varphi_0$, эту же величину выражает и проекция вектора ОА на ось у. В момент времени t' ЭДС $e(t') = E_m \sin(\omega t' + \varphi_0)$ и проекция вектора, занявшего новое положение ОВ, выражает ту же величину $e(t')$. В момент t'' направление вращающегося вектора совпадает с положительным направлением оси у, т.е. проекция $e(t'')$ равна длине вектора E_m и т.д.

Совокупность двух или большего числа векторов, изображающих синусоидально изменяющиеся величины одной частоты в начальный момент времени ($t = 0$), называется **векторной диаграммой** (рис. 6.1 а,б).

На диаграмме рис. 6.1б построены векторы трёх токов: $i_1 = I_m \sin \omega t$; $i_2 = I_m \sin(\omega t - 120^\circ)$; $i_3 = I_m \sin(\omega t + 120^\circ)$; и показаны синусоиды этих токов.

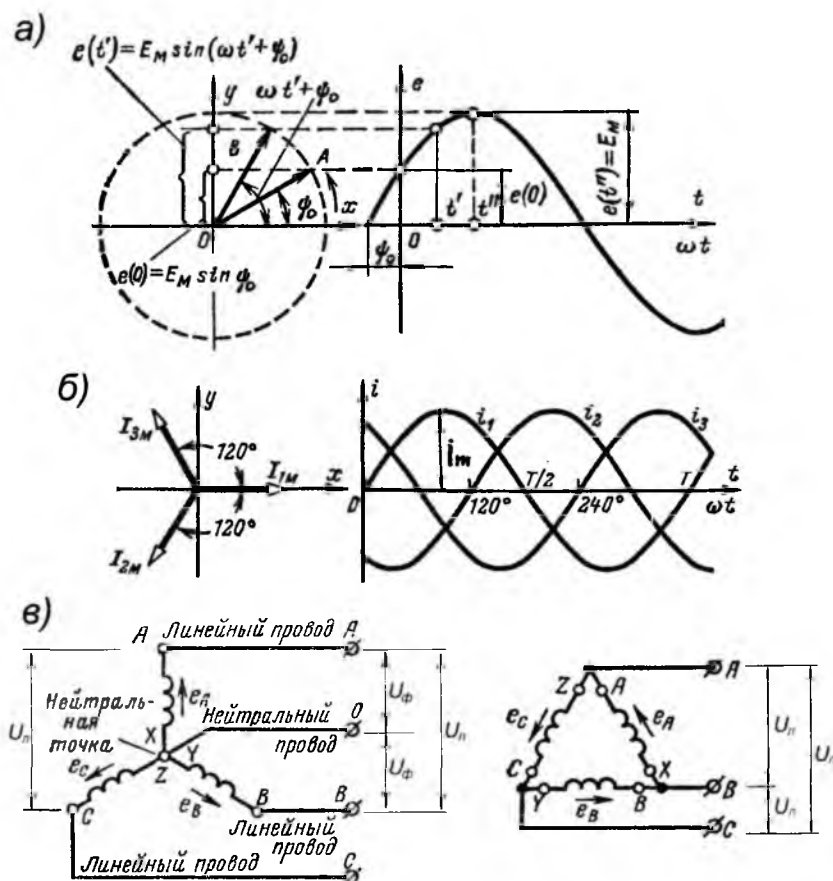


Рис. 6.1 а) Векторная диаграмма ЭДС и её синусоида; б) Векторная диаграмма и синусоиды трёхфазного электрического переменного тока; в) Соединение трёхфазных обмоток электрогенератора с заземленной нейтральной точкой по схеме «звезда» и по схеме «треугольник».

Скорость изменения переменного тока характеризуется его **частотой**, определяемой как число полных повторяющихся колебаний в единицу времени. Частота обозначается буквой f и измеряется в **герцах** (Гц). В России (как и во многих странах мира) частота тока в электрической сети 50 Гц соответствует 50 полным колебаниям (периодам) в секунду.

Угловая частота (ω) – скорость изменения тока в радианах в секунду и связана с частотой соотношением:

$$\omega = 2\pi f, \quad (6.2)$$

Электродвижущая сила (ЭДС) – это сила, способная совершать работу по перемещению в электрической цепи электрических зарядов. ЭДС измеряется в **вольтах** (В) и обозначается латинской буквой E . Синусоида ЭДС и векторная диаграмма представлены на рис. 6.1а.

Электрическое напряжение (U) – это величина, численно равная работе по перемещению единицы электрического заряда между двумя произвольными точками электрической цепи. Напряжение, как и ЭДС, измеряется в вольтах (В). Если источник ЭДС подключить к замкнутой цепи, то она окажется под воздействием электромагнитного поля, а на её участках установятся разности электрических потенциалов или **напряжения**.

Электрической цепью называется, в общем виде, совокупность определенным образом соединенных источников, преобразователей и потребителей электрической энергии, через которые может протекать электрический ток (рис. 6.2).

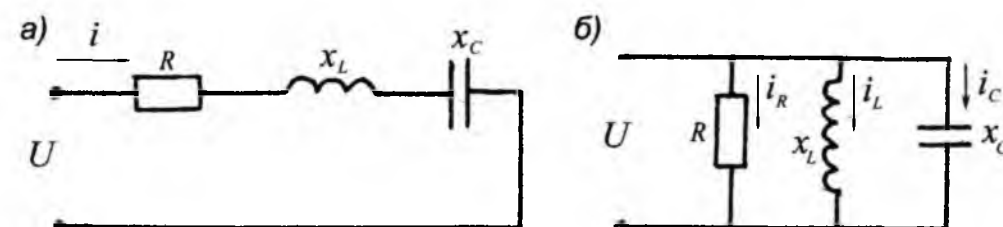


Рис. 6.2 Пример простейших электрических цепей

а) последовательное соединение элементов; б) параллельное соединение элементов

Электрическое сопротивление – это способность элемента электрической цепи противодействовать в той или иной степени прохождению по нему электрического тока. Сопротивление, в общем случае, зависит от материала элемента, его размеров, температуры, частоты тока и измеряется в **омах** (Ом). Различают **активное** (омическое), **реактивное** и **полное** сопротивления. Они обозначаются чаще всего соответственно: R , X , Z .

Активное сопротивление элемента – это сопротивление постоянному току.

Индуктивное сопротивление – это сопротивление элемента, связанное с созданием вокруг него переменного или изменяющегося магнитного поля. Оно зависит от конфигурации и размеров элемента, его магнитных свойств и

частоты тока. **Индуктивность** можно определить как меру магнитной инерции элемента в отношении электромагнитного поля. По смыслу индуктивность в электротехнике можно уподобить массе в механике. Например, чем больше индуктивность элемента, тем медленнее и тем большую энергию магнитного поля он запасает. Индуктивностью обладают в разной мере все элементы электрической цепи переменного тока: провода, шины, кабели и т.п., но в большей степени обмотки электрических машин и разного рода многовитковые катушки.

Ёмкостное сопротивление – это сопротивление элемента, связанное с созданием внутри и вокруг него электрического поля. Оно зависит от материала элемента, его размеров, конфигурации и частоты тока.

Фаза (от греч. – появление) – в теории колебаний и волн переменного тока определяет состояние колебательного процесса в каждый момент времени. Например, для $i = I_m \sin(\omega t + \varphi_0)$, совершающего гармонические колебания (рис. 6.1а), φ_0 – начальная фаза колебаний, т.е. значение фазы в начальный момент времени $t = 0$.

Однофазная цепь – это электрическая цепь переменного тока, в которой действует одно синусоидальное напряжение.

Трёхфазная цепь – это электрическая цепь переменного тока, в которой действуют три синусоидальных напряжения сдвинутых по фазе обычно на 120° . Трёхфазные цепи экономичнее однофазных, дают существенно меньшие пульсации тока после выпрямления в постоянный ток, позволяют простыми средствами получать вращающееся магнитное поле в электродвигателях.

Фазное напряжение (рис. 6.1в) источника (приёмника, сети) электрического тока – это разность потенциалов между выводом фазы и нейтральной точкой (проводом).

Линейное напряжение (рис. 6.1в) источника (приёмника, сети) электрического тока – это разность потенциалов между выводами смежных фаз.

Электромагнитная индукция есть возникновение ЭДС в проводнике, движущемся в магнитном поле или в замкнутом проводящем контуре вследствие движения контура в магнитном поле или в результате изменения самого поля.

Взаимная индукция – это явление возбуждения ЭДС в одной электрической цепи при изменении электрического тока в другой цепи или при изменении взаиморасположения этих двух цепей.

Самоиндукция – наведение ЭДС в электрической цепи при изменении протекающего в ней электрического тока.

Магнитодвижущая сила (МДС) – ранее часто называлась намагничивающей силой – это величина, характеризующая магнитное действие электрического тока. МДС вводится при расчётах магнитных цепей по аналогии с ЭДС в электрических цепях.

Электрическая энергия – это способность электромагнитного поля производить работу, преобразовываясь в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую, химическую и др.).

Электрическая мощность – это работа по перемещению электрических зарядов в единицу времени. Единица измерения мощности – **ватт (Вт)**, киловатт (кВт), мегаватт (МВт). Различают **активную** и **реактивную** мощности.

Активная мощность (P) – это мощность, связанная с преобразованием электроэнергии в тепловую или механическую энергию. В цепях переменного синусоидального тока:

$$P = UI \cos \varphi = I^2 R, \text{ (Вт)}, \quad (6.3)$$

где: U – действующее значение напряжения, $U = \frac{U_m}{\sqrt{2}}$,

I – действующее значение тока, $I = \frac{I_m}{\sqrt{2}}$,

φ – угол сдвига между вектором напряжения и тока, град.

Реактивная (индуктивная) мощность (Q_L) в цепях переменного синусоидального тока в установившихся режимах связана с созданием магнитных полей в элементах цепи и покрытием потерь на, так называемые, поля рассеяния этих элементов. Q_L – измеряется в вольт-амперах реактивных (В·Ар).

$$Q_L = UI \sin \varphi = I^2 X_L, \text{ В·Ар} \quad (6.4)$$

Реактивная (ёмкостная) мощность (Q_c) в цепях переменного синусоидального тока в установившихся режимах направлена на создание электрических полей в **диэлектрических** средах элементов цепи:

$$Q_c = UI \sin \varphi = I^2 X_c, \text{ В·Ар} \quad (6.5)$$

Полная мощность (S) элемента в цепи переменного синусоидального тока определяется как геометрическая сумма активной и реактивной мощностей:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ или } S = UI, \text{ или } I^2 Z, \text{ В·А}, \quad (6.6)$$

где $Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_c)^2}$ – полное сопротивление цепи, Ом.

Диэлектрики – это вещества практически не проводящие электрический ток. Диэлектрики бывают твёрдые, жидкие и газообразные. Важнейшими характеристиками диэлектриков являются: *диэлектрическая восприимчивость, диэлектрическая проницаемость и электрическая прочность.*

Диэлектрические потери есть мощность, выделяющаяся в диэлектрике при воздействии на него переменного электрического поля. Потери мощности в диэлектриках, работающих в переменном поле, оцениваются *тангенсом угла*

замыкаясь в магнитной цепи, проходит ряд участков: воздушный зазор δ , зубцовый слой статора h_{z1} , зубцовый слой ротора h_{z2} , полюс ротора h_m , спинку статора L_1 и спинку ротора (обод) $L_{об}$.

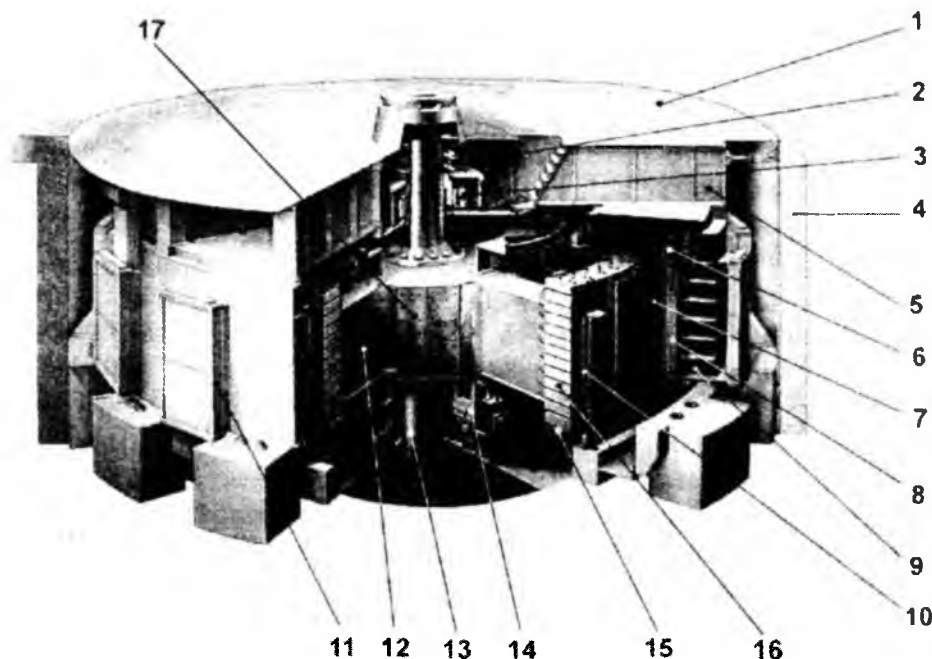


Рис. 6.3 Разрез по гидрогенератору Саяно-Шушенской ГЭС

1 – перекрытие генератора; 2 – контактные кольца ротора; 3 – генераторный подшипник; 4 – железобетонный кожух («бочка») генератора; 5 – крестовина; 6 – лобовые части обмотки статора; 7 – полюсы ротора; 8 – сердечник статора; 9 – корпус статора; 10 – обмотка возбуждения; 11 – воздухоохладители; 12 – спицы ротора; 13 – вал; 14 – подпятник; 15 – тормозной диск (кольцо); 16 – обод ротора; 17 – остов ротора

Частота вращения гидрогенераторов существенно меньше, чем турбогенераторов, поэтому для получения переменного тока промышленной частоты 50 Гц в гидрогенераторе требуется большое количество полюсов. Роторы гидрогенераторов имеют явнополюсную конструкцию, поэтому гидрогенераторы называют **явнополюсными синхронными машинами**. Все полюсы ротора закреплены на его ободу, являющемся также и **ярмом** (неактивная часть магнитопровода) магнитной системы, в котором замыкаются потоки полюсов (рис. 6.5).

Вращение генераторов принято **по часовой стрелке**, если смотреть на вертикальный агрегат сверху.

Под воздействием вращающего момента турбины ротор генератора также вращается с той же частотой. При этом в обмотке статора в соответствии с явлением электромагнитной индукции наводится ЭДС. Так как обмотка

статора замкнута на нагрузку, то в цепи этой обмотки появится ток, называемый **током статора**.

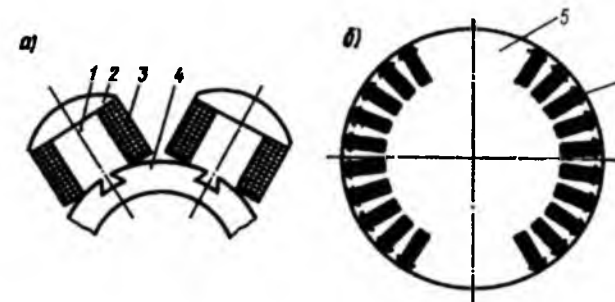


Рис. 6.4 Схема роторов гидро- и турбогенераторов

а) ротор с явно выраженными полюсами гидрогенератора;
б) ротор с неявно выраженными полюсами турбогенератора
1 – сердечник полюса; 2 – полюсный наконечник; 3 – полюсная катушка; 4 – обод ротора;
5 – ротор турбогенератора; 6 – обмотка возбуждения турбогенератора

В процессе вращения ротора его магнитное поле вращаясь с указанной выше частотой пересекает каждый из проводников обмотки статора попеременно то северным магнитным полюсом, то южным магнитным полюсом. При этом каждая смена полюсов сопровождается изменением направления ЭДС в обмотке статора. Таким образом, в обмотке статора синхронного генератора наводится переменная ЭДС, а поэтому ток статора и ток в нагрузке также переменный. В трёхфазной обмотке переменные ЭДС одинаковы по значению, сдвинуты по фазе относительно друг друга на $\frac{1}{3}$ периода (120 эл. град.) и образуют трёхфазную симметричную систему ЭДС.

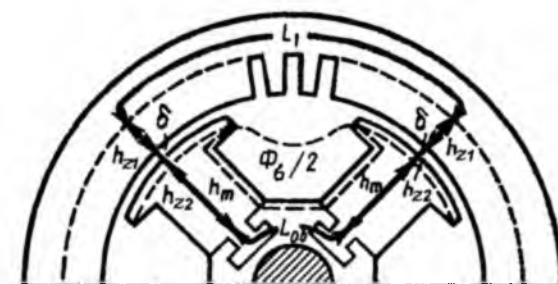


Рис. 6.5 Схема участка магнитной цепи явнополюсного синхронного генератора

С подключением нагрузки в фазах обмотки статора, обозначаемых А, В и С (фазы обозначаются и расцветкой – соответственно: **жёлтая, зелёная, красная**), появятся токи статора I_A , I_B , I_C . При этом трёхфазная обмотка статора создаёт **вращающееся магнитное поле**. Частота вращения этого поля равна частоте вращения ротора генератора, связанного зависимостью (6.10).

Таким образом, в синхронном генераторе поле статора и ротор вращаются синхронно (точно совпадают по времени), отсюда и название – **синхронные машины**.

В процессе работы нагруженного синхронного генератора в нём одновременно действует МДС возбуждения, усиливая или ослабляя поле возбуждения или искажая его форму.

Воздействие МДС обмотки статора (**якоря**) на МДС обмотки возбуждения называется **реакцией якоря**.

Реакция якоря оказывает влияние на рабочие свойства синхронного генератора, так как изменение магнитного поля в машине сопровождается изменением ЭДС, наведённой в обмотке статора, а следовательно изменением и ряда других величин, связанных с этой ЭДС. Влияние реакции якоря на работу генератора зависит от значения и характера нагрузки. Генераторы, как правило, работают на смешанную нагрузку (активно-индуктивную или активно-ёмкостную).

Напряжение на выводах генератора, работающего с нагрузкой, отличается от напряжения этого генератора в режиме холостого хода (возбужденного генератора, отключенного от нагрузки). Это объясняется влиянием ряда причин: реакцией якоря, магнитным потоком рассеяния, падением напряжения в активном сопротивлении обмотки статора.

Генератор может работать в режиме синхронного компенсатора (СК) с целью регулирования реактивной мощности в энергосистеме (см. ниже). В этом режиме для компенсации сдвига фаз между током и напряжением и регулирования напряжения в ЛЭП генератор переводится в двигательный режим, вырабатывая (при перевозбуждении ротора) или потребляя (при недовозбуждении) реактивную мощность.

По расположению вала генераторы подразделяются на вертикальные и горизонтальные.

Горизонтальные генераторы применяются в основном в компоновке с ковшовыми турбинами, с крупными обратимыми турбинонасосами на ГАЭС и в капсульных агрегатах с поворотной-лопастными турбинами низконапорных ГЭС.

На современных крупных ГЭС устанавливаются, как правило, вертикальные генераторы, так как при этом упрощается их конструкция, повышается надёжность и улучшаются условия эксплуатации, а также уменьшаются габариты машинного зала и здания ГЭС в целом. Генератор относится к основному гидросиловому оборудованию ГЭС, он объединяется, как мы уже отмечали, в единый технологический цикл (совокупность единого технологического процесса) с турбиной – это объединение носит название – **гидроагрегат** (агрегат).

Генератор в электрических графических схемах обозначается символом: .

Гидроагрегат, состоящий из поворотной-лопастной турбины и генератора с **вертикальным валом**, показан на рис. 6.6.

Электроэнергия, вырабатываемая генератором, снимается с главных выводов обмотки статора.

В зависимости от конструкции опирания ротора генераторы подразделяются на подвесные и зонтичные (рис. 6.7).

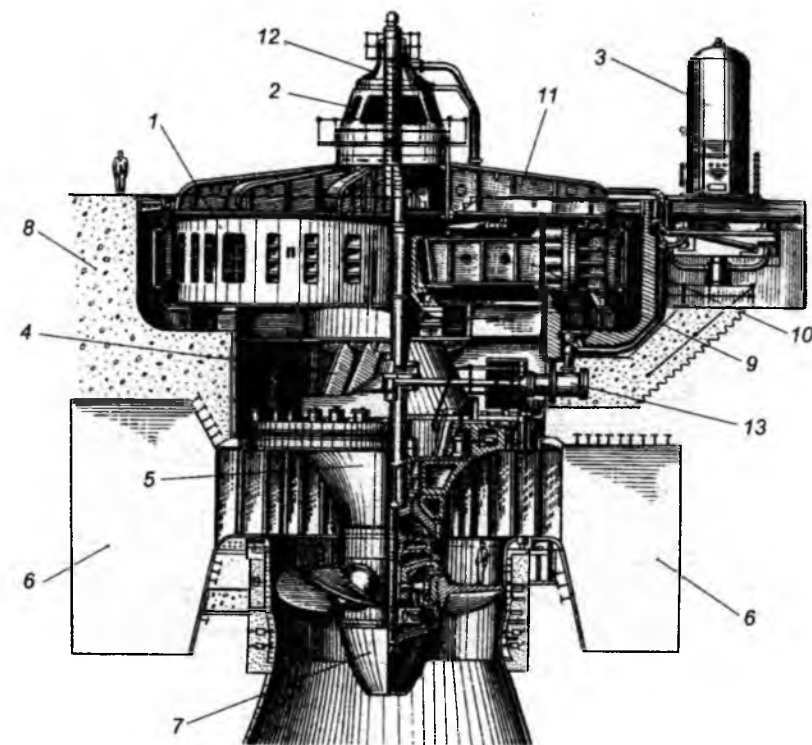


Рис. 6.6 Гидроагрегат с вертикальным валом

- 1 – генератор; 2 – возбудитель генератора; 3 – маслonaпорная установка турбины;
4 – опора ротора генератора на крышку турбины; 5 – крышка турбины;
6 – спиральная камера; 7 – рабочее колесо турбины; 8 – массив агрегатного блока;
9 – ротор генератора; 10 – статор генератора; 11 – верхняя крестовина генератора;
12 – маслоприёмник сервомотора рабочего колеса турбины;
13 – сервомотор направляющего аппарата турбины

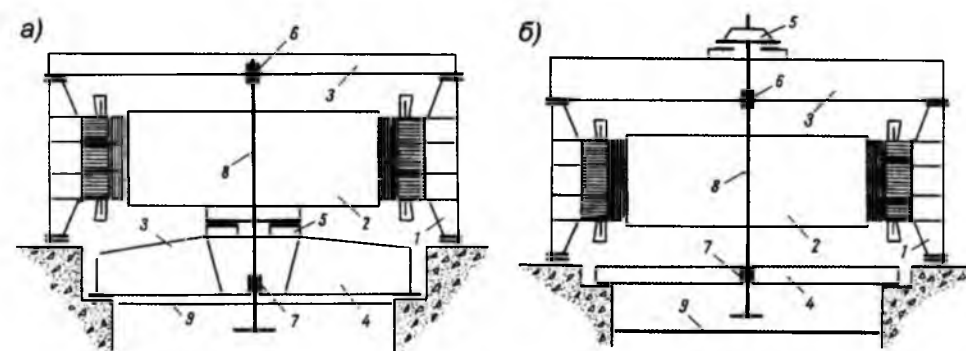


Рис. 6.7 Схемы генераторов: а) зонтичного; б) подвесного

- 1 – статор; 2 – ротор; 3 – верхняя крестовина; 4 – нижняя крестовина; 5 – подпятник;
6 – верхний направляющий подшипник; 7 – нижний направляющий подшипник;
8 – вал ротора; 9 – перекрытие шахты

В подвесном генераторе опора находится над ротором (рис. 6.7б), а в зонтичном – под ротором (рис. 6.7а). Обычно опора представляет собой мощную крестообразную или лучевую конструкцию (крестовину), опирающуюся в свою очередь на бетонный массив агрегатного блока. На крестовине располагается опорный подшипник (**подпятник**), на который и опирается ротор генератора. В последних конструкциях мощных вертикальных генераторов для сокращения высоты агрегата применяется способ опирания ротора на крышку турбины через специальную опору (рис. 6.6, поз.4), на которую и устанавливается подпятник (на рис. 6.6 кроме узлов генератора показаны узлы турбины: спиральная камера, маслоприёмник, рабочее колесо, сервомотор направляющего аппарата и крышка турбины, а также бетонный массив агрегатного блока).

В некоторых крупных генераторах нет собственного вала и его ротор закрепляется на валу турбины, образуя единый вал агрегата, например, на генераторе Саяно-Шушенской ГЭС.

Установить точные границы целесообразного применения подвесного или зонтичного типа генератора достаточно трудно. В генераторах подвесного типа значительно выше механическая устойчивость, обеспечивается более свободный доступ к подпятнику и другим частям машины. Такие генераторы обычно выполняют со средней и высокой частотами вращения.

В мощных тихоходных генераторах при больших давлениях на подпятник и большом диаметре статора верхняя грузонесущая крестовина в подвесном типе получается достаточно громоздкой. Однако на генераторе Братской ГЭС достаточно большой мощности (225 МВт) при частоте вращения 125 об/мин и диаметре статора (по расточке) 10,5 м применена подвесная конструкция. Крестовина (лучевая) получилась мощной, состоящей из 12 отъёмных лап большого двутаврового сечения, стыкующихся с массивной центральной частью (рис. 6.8).

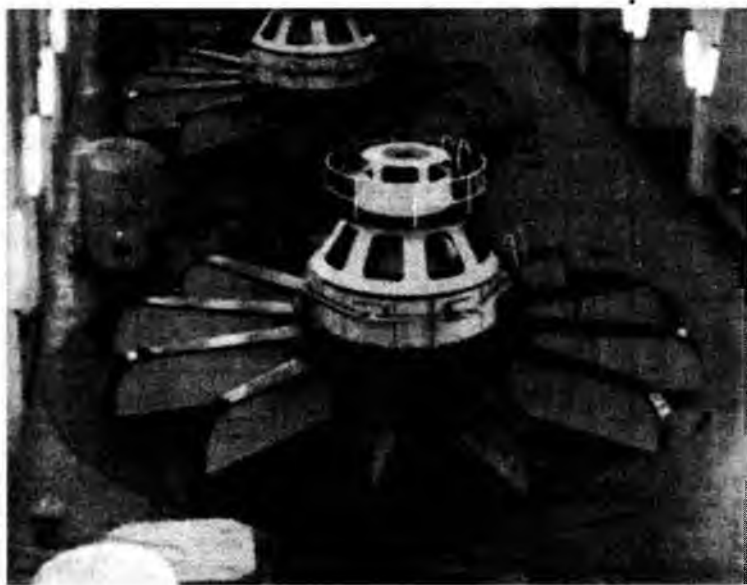


Рис. 6.8 Генератор Братской ГЭС

На рис. 6.9 показан капсульный агрегат Череповецкой ГЭС. Мощность агрегата 20 МВт, частота вращения 93,8 об/мин. Поворотно-лопастная турбина с четырьмя лопастями работает при напоре 10,5-15 м. Внутри капсулы показан в разрезе генератор.

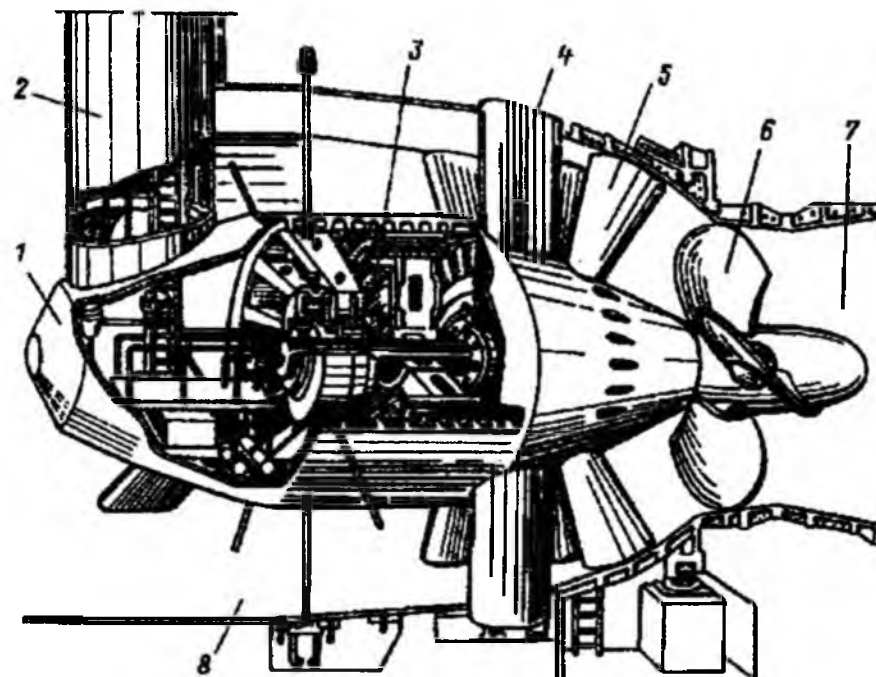


Рис. 6.9 Капсульный горизонтальный гидроагрегат

1 – капсула; 2 – вход в капсулу; 3 – генератор; 4 – статор турбины;
5 – направляющий аппарат; 6 – рабочее колесо турбины;
7 – отсасывающая труба; 8 – турбинная камера

Особого внимания генераторы ГЭС заслуживают в связи с ролью гидростанций по регулированию параметров энергосистемы с целью обеспечения статической и динамической устойчивости её электрической сети.

Основными параметрами генератора являются его мощность, номинальное напряжение, ток статора, **коэффициент мощности ($\cos \varphi$)** (коэффициент мощности выражает отношение активной мощности к полной), частота вращения, частота тока, КПД, реактивные сопротивления и маховой момент (момент инерции (J) связан с маховым моментом (GD^2) зависимостью $GD^2 = 4J$ т·м², где G – масса ротора, а D – диаметр инерции относительно оси вращения). Мощность и частота вращения генератора соответствуют мощности и частоте вращения турбины, а масса его ротора имеет соответствующий маховой момент. На рис. 6.10 представлен внешний вид ротора генератора Саяно-Шушенской ГЭС.

Активная мощность (P) (действительная) генератора прямо зависит от величины расхода воды, поступающей на рабочее колесо турбины.

Номинальное значение мощности равно:

$$P_n = \eta_e N_T \quad (6.7)$$

где: N_T – мощность турбины, кВт;

η_e – КПД генератора.

Величина **полной (кажущейся) мощности** S_n генератора выражается в кВ·А и равна:

$$S_n = \frac{P_n}{\cos \varphi} = U I \sqrt{3}, \quad (6.8)$$

где: U – напряжение генератора кВ;

I – ток статора генератора А;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Ток, вырабатываемый генератором, синусоидальный. Угол сдвига фаз между вектором напряжения и тока обозначается φ . Обычно генераторы выполняются с номинальным $\cos \varphi = 0,85$. Много генераторов изготовлено с $\cos \varphi$ от 0,8 до 0,98. Для генератора 500 МВт Красноярской ГЭС $\cos \varphi = 0,85$, Саяно-Шушенской 640 МВт $\cos \varphi = 0,9$.

Реактивная мощность (Q), кВАр генератора необходима ряду потребителей электрической сети (основные потребители – асинхронные электродвигатели).

$$Q = S_n \sin \varphi = U I \sqrt{3} \sin \varphi \quad (6.9)$$

Частота вращения (синхронная) генератора (n) об/мин. связана с частотой тока соотношением:

$$n = \frac{60f}{p}, \quad (6.10)$$

где: f – частота тока Гц;

p – число пар полюсов ротора генератора.

При стандартной частоте тока 50 Гц, синхронная частота вращения равна:

$$n = \frac{3000}{p}. \quad (6.11)$$

Напряжение генератора (U), кВ – **линейное напряжение** на выводах обмотки статора.

Ток статора генератора (I), переменный, зависит от мощности и напряжения и связан с ними соотношениями (6.7) и (6.8).

Частота тока генератора (f), число периодов колебаний тока в секунду.

Коэффициент полезного действия генератора η (КПД) определяет отношение полезно использованной энергии (превращенной в работу) к

суммарному количеству энергии, переданной генератору. При номинальных мощности и $\cos \varphi$ КПД мощных генераторов достигает 98,0-98,5%.

Ток ротора (i) (возбуждения), – постоянный, протекающий по обмотке возбуждения, создаёт необходимое магнитное поле. Это магнитное поле благодаря вращению ротора пересекает обмотку статора, в результате чего, как мы видели, возникает ЭДС генератора. Напряжение генератора, если пренебречь внутренним его сопротивлением, равно ЭДС. Увеличивая или уменьшая ток ротора относительно номинального значения задают соответственно режим перевозбуждения или недовозбуждения генератора (соответственно происходит выдача или потребление реактивной мощности). Этим режимом регулируется напряжение в электрической сети.

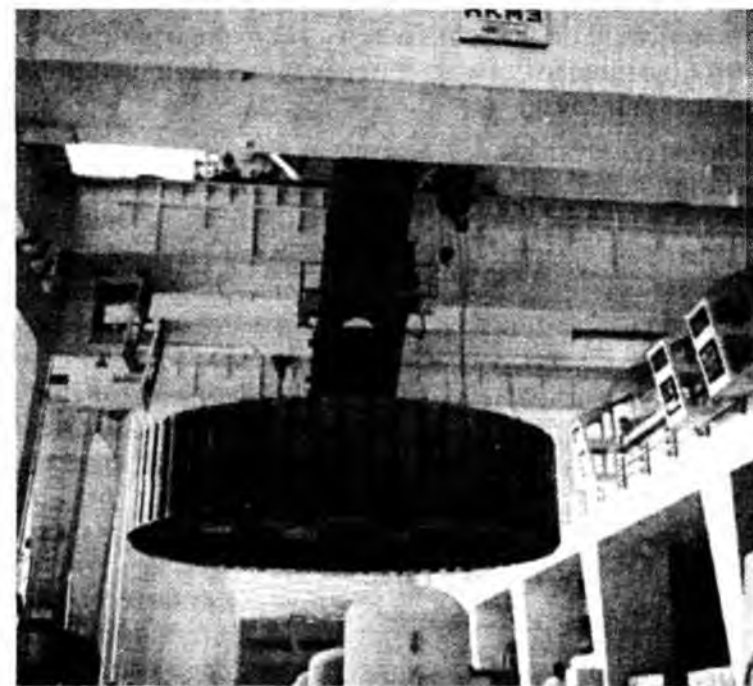


Рис. 6.10 Внешний вид ротора в сборе в период монтажа на Саяно-Шушенской ГЭС. Рельефно выделяются полюсы

Для обеспечения статической и динамической устойчивости генераторов применяются быстродействующие регуляторы возбуждения, для повышения динамической устойчивости увеличивают скорость нарастания и «потолок» возбуждения, а также уменьшают время отключений короткого замыкания.

Реактивные сопротивления генератора. Обмотки генератора обладают активным и реактивным сопротивлениями. Активное сопротивление вызывает потери мощности, пропорциональные квадрату силы тока, которые превращаются в тепловую энергию. Реактивные сопротивления (реактивности) не вызывают потерь мощности, но являются параметрами, определяющими

режимы работы генератора в энергосистеме, влияющими на устойчивость их **параллельной работы** в электрической сети. Значения реактивностей выражают обычно в относительных единицах, в долях, от так называемого, номинального сопротивления генератора X .

$$X = \frac{U_{\phi}}{I_{\phi}}, \quad (6.12)$$

где: U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

I_{ϕ} – сила тока в фазе, А.

Обмотка статора выполняется так, чтобы форма ЭДС генератора была синусоидальной. В противном случае при несинусоидальной форме ЭДС генератора в электрической сети появляются высшие гармоники тока, оказывающие вредное влияние на работу всей энергосистемы: возрастают потери энергии, возникают опасные перенапряжения, усиливается вредное влияние ЛЭП на цепи связи.

Элементом обмотки является катушка, состоящая из нескольких витков. Обмотка выполняется из медных обмоточных проводов круглого или прямоугольного сечения в виде стержней, которые укладываются в пазы сердечника статора и соединяются способом пайки. Элементы стержней,

располагающиеся в пазах, называются пазовой частью, а элементы, расположенные вне сердечника вверху и внизу вертикального генератора, соответственно называются верхними лобовыми частями и нижними лобовыми частями. На рис. 6.11 представлена принципиальная схема расположения обмотки в пазах сердечника статора, а на рис. 6.12 показана ветвь обмотки статора, стержень и его поперечное сечение для генератора, где охлаждение обмотки (см. ниже) выполнено с отбором тепла непосредственно дистиллированной водой, циркулирующей внутри токоведущих проводников.

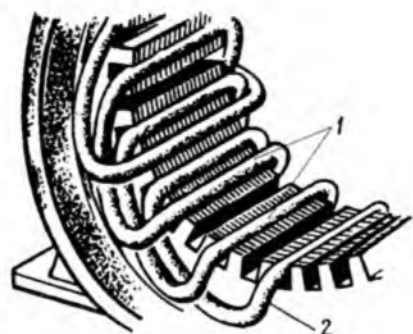


Рис. 6.11 Принципиальная схема расположения обмотки в пазах сердечника статора

1 – пазовая часть; 2 – лобовая часть

Система возбуждения генератора (электромагнитное возбуждение) создаёт, как указывалось выше, МДС, которая наводит в магнитной системе машины магнитное поле, обеспечивающее процесс образования электроэнергии. На генераторах первого поколения для питания обмотки возбуждения применялись специальные генераторы постоянного тока (возбудители), обмотка возбуждения которых получала питание постоянным током от другого генератора (подвозбудителя). Ротор главного генератора и якоря возбудителя и подвозбудителя располагаются на одном валу и вращаются синхронно. Ток возбуждения подаётся в обмотку возбуждения главного генератора через графитовые щётки и контактные кольца ротора.

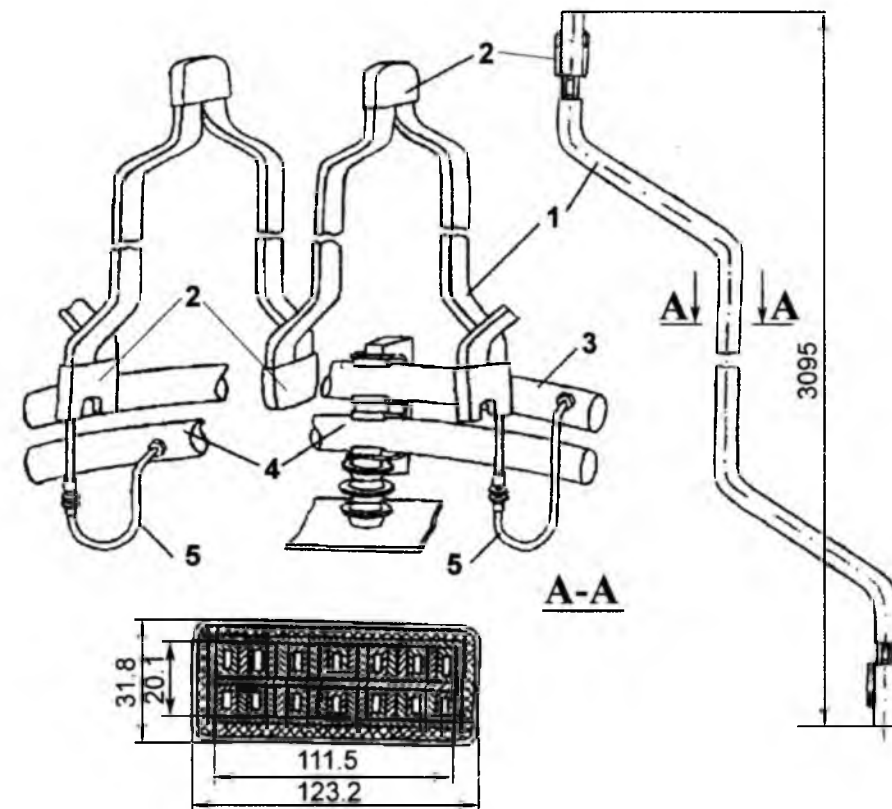


Рис. 6.12 Схема стержневой гидравлической ветви обмотки статора генератора

1 – стержень обмотки; 2 – головка лобовых частей обмотки; 3 – напорный водяной коллектор; 4 – сливной водяной коллектор; 5 – водосоединительный шланг. В сечении стержня видны полые токоведущие проводники, по которым циркулирует дистиллированная вода; а также сплошные проводники

Для регулирования тока возбуждения в прежних конструкциях применялись регулировочные реостаты, которые включаются в цепи возбуждения возбудителя и подвозбудителя.

В последних конструкциях генераторов, в особенности на мощных и сверхмощных, применялись системы независимого возбуждения с достаточно мощными вспомогательными генераторами переменного тока и выпрямителями, а также системы самовозбуждения.

В качестве выпрямителей использовались ртутные выпрямители (ионная система возбуждения), а в последнее время получили всеобщее распространение **тиристорные системы** возбуждения – безинерционные системы, которые экономичнее и надёжнее, а по сравнению с ионными имеют и бесспорное экологическое преимущество.

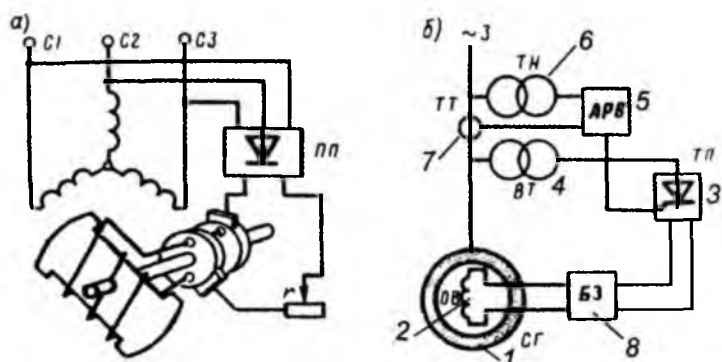


Рис. 6.13 Структурные схемы самовозбуждения синхронных генераторов

а) – система самовозбуждения; б) – схема автоматической системы самовозбуждения
1 – генератор; 2 – обмотка возбуждения; 3 – тиристорный преобразователь;
4 – выпрямительный трансформатор; 5 – автоматический регулятор возбуждения;
6 – трансформатор напряжения; 7 – трансформатор тока;
8 – устройства релейной защиты

На рис. 6.13 представлены структурные схемы систем самовозбуждения. На рис. 6.13а изображена схема самовозбуждения, в которой энергия для возбуждения отбирается от обмотки статора генератора и через понижающий трансформатор и выпрямительный тиристорный преобразователь (3) преобразуется в энергию постоянного тока. Принцип самовозбуждения основан на том, что первоначальное возбуждение генератора происходит за счёт остаточного магнетизма полюсов генератора.

На рис. 6.13б изображена схема автоматической системы самовозбуждения генератора (1) с выпрямительным трансформатором (4) и тиристорным преобразователем (3), через которые ток статора генератора после преобразования в постоянный ток подаётся в обмотку возбуждения. На вход автоматического регулятора возбуждения (АРВ, 5) поступают сигналы напряжения генератора от измерительного трансформатора напряжения (6) и тока нагрузки генератора от измерительного трансформатора тока (7). Схема содержит устройства защиты (8), которые обеспечивают защиту обмотки возбуждения (2) и тиристорного преобразователя от перенапряжения и токовой перегрузки.

Автоматическое регулирование возбуждения заключается в автоматическом изменении силы тока возбуждения генератора с целью обеспечения требуемого ему значения ЭДС при нормальном и аварийном режимах в электрической сети.

Регулятор АРВ характеризуется быстродействием, т.е. способностью резко и существенно увеличивать ток и напряжение возбуждения; этот процесс называется **форсировкой возбуждения**.

Например, у АРВ генераторов Саяно-Шушенской ГЭС время нарастания напряжения возбуждения от номинального до максимального

значения составляет не более 0,04 с. Кратность форсировки возбуждения составляет: по напряжению 3, по току 2.

Кратностью форсировки называется отношение наибольшего установившегося значения напряжения (тока) возбуждения к номинальному напряжению (току) возбуждения.

Система охлаждения генератора служит для отвода тепла, выделяемого железом сердечника статора и его обмоткой, а также сердечниками полюсов и обмоткой возбуждения.

Различают системы воздушного охлаждения, непосредственного водяного охлаждения и смешанного охлаждения. Воздушный поток образуется за счёт вращения ротора, спицы которого выполняют роль мощного вентилятора (рис. 6.14).

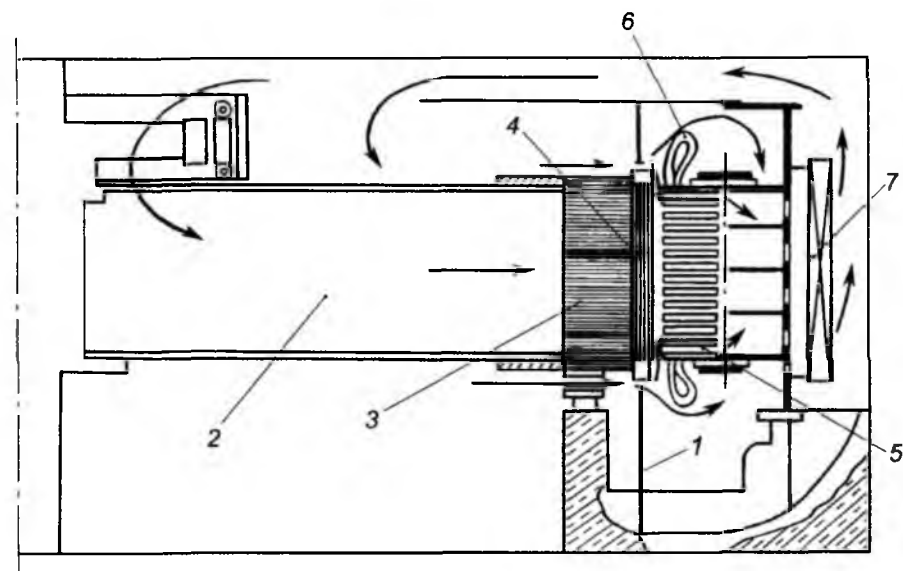


Рис. 6.14 Схема воздушного потока в генераторе

1 – нижний воздухоотводящий щит; 2 – спица ротора; 3 – обод ротора;
4 – полюс ротора; 5 – сердечник статора; 6 – обмотка статора; 7 – воздухоохладитель

При воздушном охлаждении воздух продувается через элементы генератора, отбирает тепло, затем, охлаждаясь в воздухоохладителях (рис. 6.3, поз.11 и рис. 6.14, поз.7), возвращается в генератор. Циркуляция воздуха может быть симметричной (двухсторонней) или односторонней. На рис. 6.14 показана односторонняя система вентиляции. Хладоносителем является вода из системы технического водоснабжения.

При непосредственном водяном охлаждении обмотки статора в её токоведущих частях циркулирует дистиллированная вода, отобрав тепло она охлаждается в трубках собственных теплообменников, где между трубками течёт вода из системы техводоснабжения. В этой системе воздушный поток не является главным охладителем обмотки.

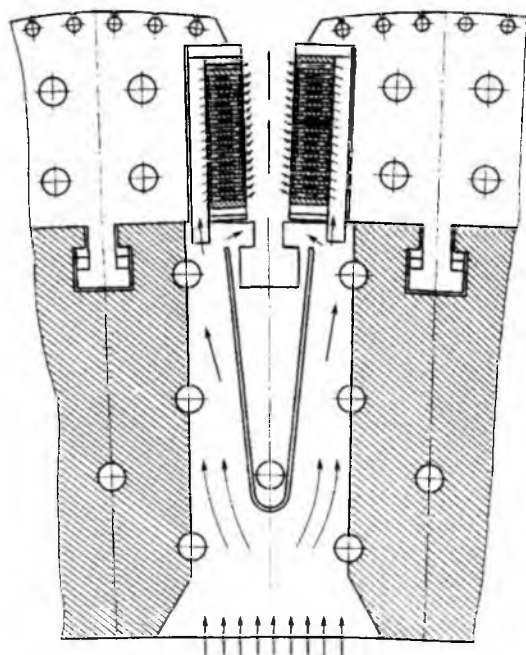


Рис. 6.15 Схема форсированного воздушного охлаждения обмотки возбуждения генератора

Существуют смешанные системы, сочетающие непосредственное водяное охлаждение обмотки статора и форсированное воздушное охлаждение обмотки ротора (рис. 6.15). Примером такой системы является генератор Саяно-Шушенской ГЭС. Форсированное охлаждение обмотки ротора достигается путём устройства каналов между витками катушки полюса благодаря специальному прокату медной шины и придания ей формы периодического профиля (рис. 6.16). Есть случаи выполнения полного водяного охлаждения: обмоток статора, ротора и сердечника статора.



Рис. 6.16 Катушки полюсов ротора с форсированным воздушным охлаждением

Тормозная система. Для нормальной остановки агрегата его разгружают до холостого хода, отключают от сети, после чего закрывают направляющий аппарат турбины. Вследствие большой маховой массы ротора и в случае возможных протечек воды через закрытый НА, воздействующих на рабочее колесо турбины, ротор может продолжать вращаться непрерывно с небольшой частотой вращения, поэтому требуется его торможение. Тормозная система включается при снижении частоты вращения примерно до 30% от номинальной и агрегат останавливается. Для этого включаются тормоза, фрикционные колодки которых прижимаются к тормозному кольцу рис. 6.3, поз.15.

Система пожаротушения генератора предназначена для подачи воды в генератор в случае загорания обмоток в результате КЗ. Во избежание быстрого распространения пламени по обмоткам из-за действия вентиляционного потока воздуха подача воды осуществляется, как правило, автоматически по специальным кольцевым трубопроводам, распыляющим воду через множество отверстий. Кольцевые трубопроводы – распылители располагаются в непосредственной близости от верхних и нижних лобовых частей обмотки статора.

Система контроля и защит генератора обеспечивает автоматический контроль за параметрами во избежания их опасного превышения. Контроль по некоторым параметрам действует на отключение генератора от сети, его развозбуждение и остановку (повреждение обмотки ротора при КЗ на землю в одной и двух точках и повреждение обмотки статора при междуфазных КЗ и витковых КЗ). По другим параметрам при их превышении генератор отключается от сети (повышение напряжения, перегрузка ротора, асинхронный ход), в остальных случаях выдаётся предупредительный сигнал (снижение охлаждения, превышение температуры и др.).



Рис. 6.17 Подпятник генератора на пружинном основании

Подпятник и подшипники обеспечивают восприятие осевой и горизонтальной нагрузки. Главным из этих устройств, по условиям работы, является подпятник (рис. 6.17) как по величине нагрузки, габаритам, так и сложности конструкции. С ростом единичных мощностей агрегатов и при этом применения в качестве мате-

риала для поверхности скольжения в подпятниках баббита – существенно снизилась надёжность этого узла. Появившийся новый материал фторопласт позволил создать металлопластмассовые подпятники, обеспечивающие необходимую надёжность. На рис. 6.17 представлен внешний вид одного из

типов подпятника генератора на пружинном основании. Опорная поверхность трения выполнена в виде сегментов покрытых слоем баббита.

6.3. Трансформаторы

Передача электрической энергии переменного тока на большие расстояния производится на высоком напряжении, что обеспечивает снижение потери в линиях электропередачи (ЛЭП) и уменьшает необходимое сечение проводов. Например, при передаче электроэнергии мощностью 10 млн. кВт на расстояние 1000 км необходимо напряжение 500 кВ. Преобразование (трансформация) электроэнергии одного напряжения в другое (повышение, понижение) производится в **трансформаторах**. Трансформатором называют статическое электромагнитное устройство, имеющее две (или более) индуктивно связанные обмотки и предназначенное для преобразования посредством явления электромагнитной индукции одной (первичной) системы переменного тока в другую (вторичную) систему переменного тока. Трансформаторы для передачи электроэнергии от электростанций носят название **главные силовые** (существуют измерительные, испытательные и др.). Различают одно-, трёх- и многофазные трансформаторы, а также двух-, трёх- и многообмоточные трансформаторы.

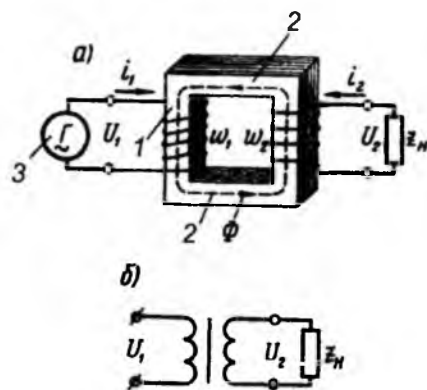


Рис. 6.18 а) электромагнитная и б) принципиальная схемы работы трансформатора

1 – стержень; 2 – ярмо; 3 – источник электрического тока

следовательно, обеспечивает снижение потерь энергии в трансформаторе). В магнитопроводе стержневого типа вертикальные стержни, на которых расположены обмотки, сверху и снизу замкнуты **ярмами**.

На рис. 6.18а одна из обмоток (**первичная**) присоединена к источнику переменного тока (3) на напряжение U_1 . К другой обмотке (**вторичной**) подключен потребитель Z_H . Первичная и вторичная обмотки не имеют

электрической (гальванической) связи друг с другом и мощность из одной обмотки в другую передаётся электромагнитным путём; магнитопровод обеспечивает индуктивную связь между обмотками.

Действие трансформатора основано на явлении электромагнитной индукции. При подключении первичной обмотки к источнику переменного тока в витках этой обмотки протекает переменный ток i_1 , который создаёт в магнитопроводе переменный магнитный поток Φ . Замыкаясь в магнитопроводе этот поток сцепляется с обеими обмотками (первичной и вторичной) и индуцирует в них ЭДС:

– в первичной обмотке ЭДС **самоиндукции**:

$$e_1 = -w_1 \left(\frac{d\Phi}{dt} \right), \quad (6.13)$$

– во вторичной обмотке ЭДС **взаимоиндукции**:

$$e_2 = -w_2 \left(\frac{d\Phi}{dt} \right), \quad (6.14)$$

где w_1 и w_2 – число витков в первичной и вторичной обмотках трансформатора.

При подключении нагрузки Z_H к выводам вторичной обмотки трансформатора под действием ЭДС e_2 в цепи этой обмотки создаётся ток i_2 , а на выводах вторичной обмотки устанавливается напряжение U_2 . В повышающих трансформаторах $U_2 > U_1$, а в понижающих $U_2 < U_1$.

Из выражений (6.13) и (6.14) видно, что ЭДС e_1 и e_2 , наводимые в обмотках трансформатора, отличаются друг от друга лишь за счёт разного числа витков w_1 и w_2 в обмотках, поэтому, применяя обмотки с требуемым соотношением витков, принципиально можно изготовить трансформатор на любое отношение напряжений.

Отношение числа витков обмоток равно отношению напряжений при холостом ходе трансформатора.

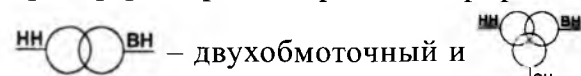
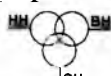
Обмотка с большим числом витков, подключенная к сети с более высоким напряжением, называется **обмоткой высшего напряжения (ВН)**, а обмотка с меньшим числом витков, подключенная к источнику или сети с меньшим напряжением – **обмоткой низшего напряжения (НН)**. В трехобмоточном трансформаторе имеются три обмотки: ВН, НН и СН – **обмотка среднего напряжения**.

Отношение ЭДС обмотки высшего напряжения к ЭДС обмотки низшего напряжения называют **коэффициентом трансформации**:

$$K_{тр} = \frac{e_1}{e_2} = \frac{w_1}{w_2} \quad (6.15)$$

При практических расчётах $K_{тр}$ с некоторым допущением принимают равным отношению номинальных напряжений обмоток ВН и НН: $K_{тр} = U_{1ном} / U_{2ном}$.

Трансформатор в электрических графических схемах обозначается символами:

 — двухобмоточный и  — трехобмоточный, а на принципиальных электрических схемах трансформатор обозначают как на рис. 6.18б.

Конструктивно трансформаторы делят на **масляные** и **сухие**. В масляных трансформаторах **активная часть** (обмотки и магнитопроводы) помещается в бак, заполненный трансформаторным (изоляционным) маслом, которое у мощных трансформаторов охлаждается специальной принудительной системой охлаждения. Наличие трансформаторного масла обеспечивает более надёжную работу высоковольтных трансформаторов, так как электрическая прочность масла намного выше, чем воздуха. Активная часть сухих трансформаторов охлаждается непосредственно окружающим воздухом. Масляное охлаждение интенсивнее воздушного, поэтому габариты и вес масляных трансформаторов меньше, чем у сухих трансформаторов такой же мощности.

С ростом мощности трансформаторов требование к изоляционным маслам ужесточается. Так, впервые на Красноярской ГЭС были введены требования по определению количественного влагосодержания и газосодержания, что вызвало необходимость в создании специальных дегазационных установок, разработки новой технологии подготовки масла и новых методов контроля его качества. Так, для трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС готовность масла для заливки определяется по влагосодержанию не более 0,992% при температуре масла +20°C, по газосодержанию не более 1% по объёму.

Для компенсации увеличивающегося объёма масла при изменении температуры, а также для защиты масла от окисления и увлажнения при контакте с воздухом в трансформаторах применяют **расширители**, представляющие собой цилиндрическую ёмкость, которая устанавливается на крышке бака и сообщается с ним. Благодаря расширителю бак всегда заполнен маслом, а изменения его уровня происходят в пределах расширителя. В крупных трансформаторах на поверхность масла в расширителе укладывается гибкая плёнка, плотно примыкающая к стенкам, обеспечивая герметичность объёма масла относительно объёма расширителя, заполненного воздухом; эластичность плёнки не препятствует изменению уровня масла в расширителе. В некоторых конструкциях с той же целью вытеснения воздуха и существенного повышения защиты масла от окисления и увлажнения объём расширителя над маслом заполняется азотом. В трансформаторах, где не применяется азотная защита, объём воздуха в расширителе сообщается с атмосферным воздухом через специальный **силикагелевый фильтр** (фильтр с адсорбентом SiO_2 , поглощающим влагу).

Во избежание повреждения баков трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более на них устраивается выхлопная труба, нижний конец

которой сообщается с баком, а на верхнем конце к фланцу трубы прикрепляется стеклянный диск. При аварии с трансформатором, когда в период КЗ могут бурно выделяться газы, в результате чего резко увеличится давление в баке, превышающее допустимое, стеклянный диск лопнет и предотвратит разрушение бака.

В трубопровод, соединяющий бак масляного трансформатора с расширителем встраивается **газовое реле**, которое контролирует выделение газов и выдает импульс при их появлении на отключение всех обмоток трансформатора от электрической сети и источников энергии.

На крышке бака трансформатора устанавливаются *вводы* для соединения его обмоток с внешней электрической сетью, а на ГЭС и с источниками электроэнергии – генераторами.

Высоковольтный ввод – это многоэлементная конструкция проходного изолятора, содержащая в себе самостоятельные элементы внутренней и внешней изоляции (рис. 6.19).

В качестве внешней изоляции служат верхняя и нижняя фарфоровые крышки. Между крышками расположена соединительная металлическая втулка, с помощью которой ввод крепится к крышке бака трансформатора.

На соединительной втулке имеется изолированный от неё измерительный вывод или специальный вывод у вводов с измерительным конденсатором с целью подключения приспособления для измерения напряжения (ПИН), а также для контроля качества изоляции.

Герметичность вводов обеспечивается применением в местах механического контакта различных его деталей прокладок из маслостойкой резины.

Связующим элементом, соединяющим детали ввода в единое целое, является токоведущая медная или латунная труба, на которой в верхней её части помещаются специальные стягивающие все элементы пружины. Одновременно пружины компенсируют разницу в значениях температурных коэффициентов линейного расширения, соединяемых в единое целое элементов конструкции ввода.

На токоведущую трубу наматывается внутренняя изоляция конденсаторного типа, в которой тонкие диэлектрические слои последовательно чередуются с проводящими или полупроводящими обкладками. В качестве диэлектрических слоёв используется маслопропитанная бумажная, склеенная смолой (твёрдая) изоляция. Свободное пространство внутри ввода заполняется изоляционным маслом.

Для температурной компенсации увеличивающегося объёма масла применяются либо внутренние компенсаторы сильфонного типа, располагающиеся внутри верхнего экрана ввода, либо выносные, внешние бачки давления, имеющие внутри объёмные сильфонные диски.

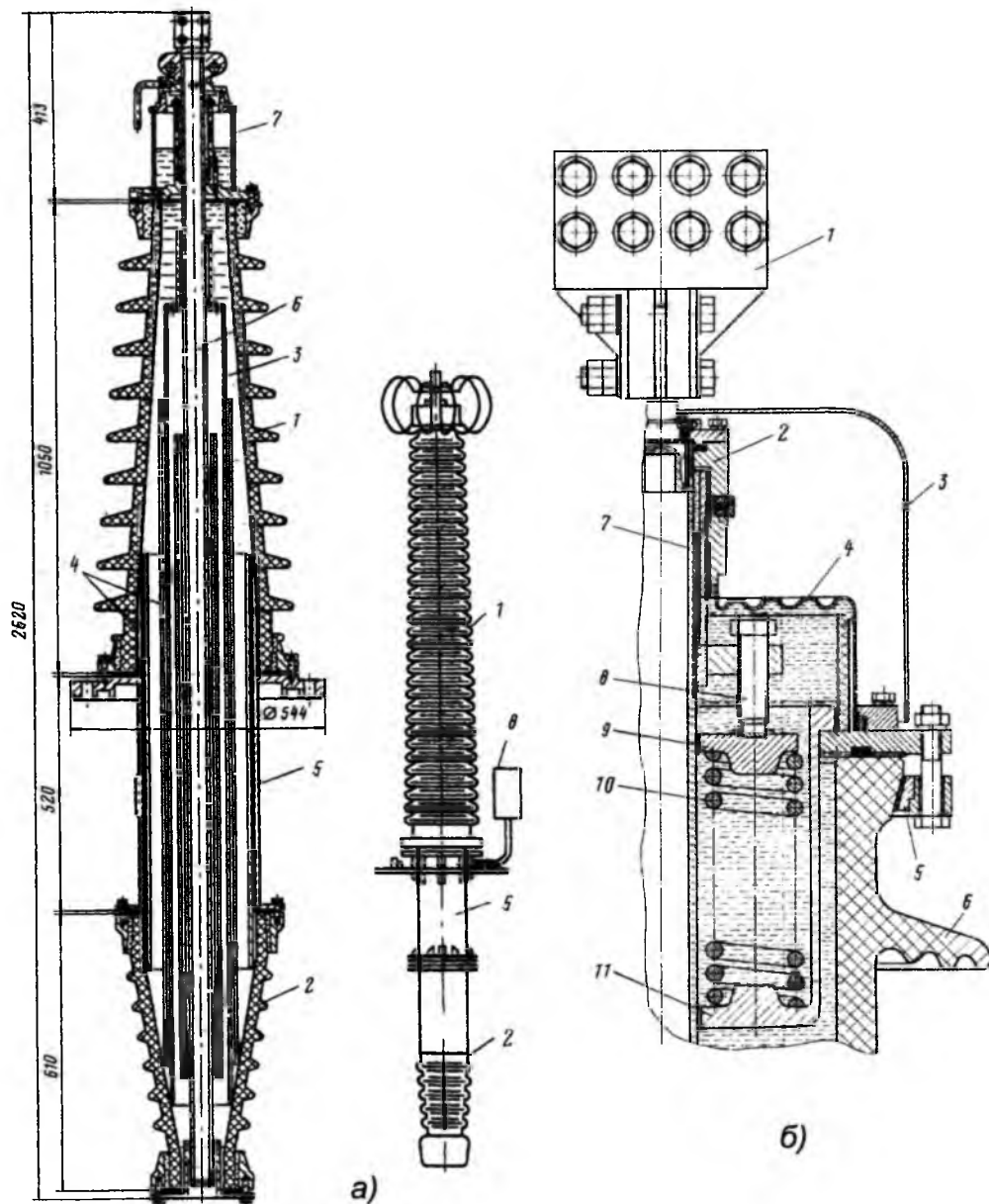


Рис. 6.19 а) схема высоковольтного трансформаторного маслонаполненного ввода с внутренней бумажно-масляной изоляцией

1 – верхняя фарфоровая крышка; 2 – нижняя фарфоровая крышка;
3 – бумажная изоляция; 4 – объем, заполненный маслом; 5 – соединительная втулка;
6 – токоведущая труба; 7 – верхний экран; 8 – расширительный бак

б) разрез верхней части высоковольтного ввода с выносным баком давления

1 – клемма контактная; 2 – фланец с упором; 3 – защитный колпак; 4 – вспомогательная защитная мембрана; 5 – уплотняющий упорный элемент; 6 – верхняя фарфоровая крышка; 7 – токоведущая медная труба; 8 – болт, регулирующий натяг;
9 – верхний упор пружины; 10 – пружина; 11 – нижний упор пружины

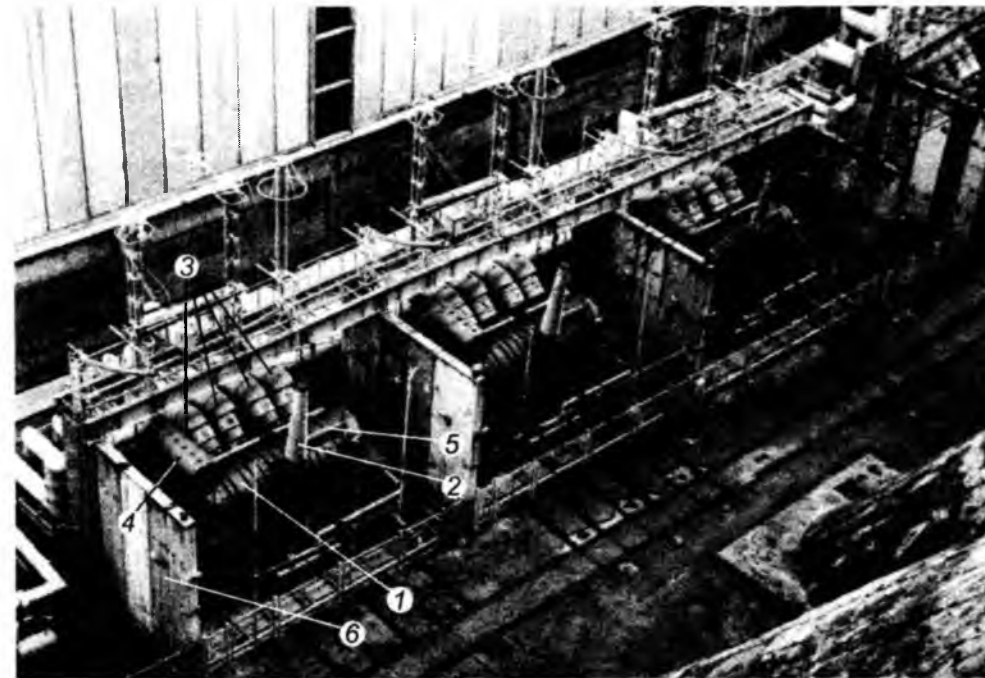


Рис. 6.20 Группа главных однофазных повысительных трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС

1 – бак трансформатора; 2 – ввод 500 кВ; 3 – токопроводы присоединения к генераторам;
4 – расширитель; 5 – компенсирующий бак давления ввода; 6 – противопожарные стены

На рис. 6.20 представлена группа главных однофазных повысительных трансформаторов Саяно-Шушенской ГЭС. Низшее напряжение 15,75 кВ, высшее – 500 кВ, мощность одной фазы 533 МВ·А. Тип – ОРНЦ, где О – однофазный, Р – расщепленная обмотка НН, Н – с направленным потоком циркуляции масла, Ц – принудительная циркуляция масла через водяной охладитель.

При проектировании ГЭС и ГАЭС прежде всего решается вопрос о первой ступени трансформации, исходя из требований энергосистемы. Выбор числа и типа трансформаторов является одной из важнейших задач.

В определенных условиях возможно присоединение нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору. Такое присоединение называется **укрупненным блоком**. На рис. 6.21 показаны трансформаторные группы (поз. 2, каждая из трёх однофазных трансформаторов), к каждому укрупненному блоку присоединено два генератора, т.е. образовался **блочный** трансформатор мощностью 1599 МВ·А.

Автотрансформаторы, как правило, используются на подстанциях в электрических сетях (электрические установки – принимающие, распределяющие и выдающие электроэнергию потребителям, преобразуя её с одного напряжения на другое). Их основное назначение в том, что они обычно призваны обеспечивать связь двух повышенных напряжений на подстанциях.

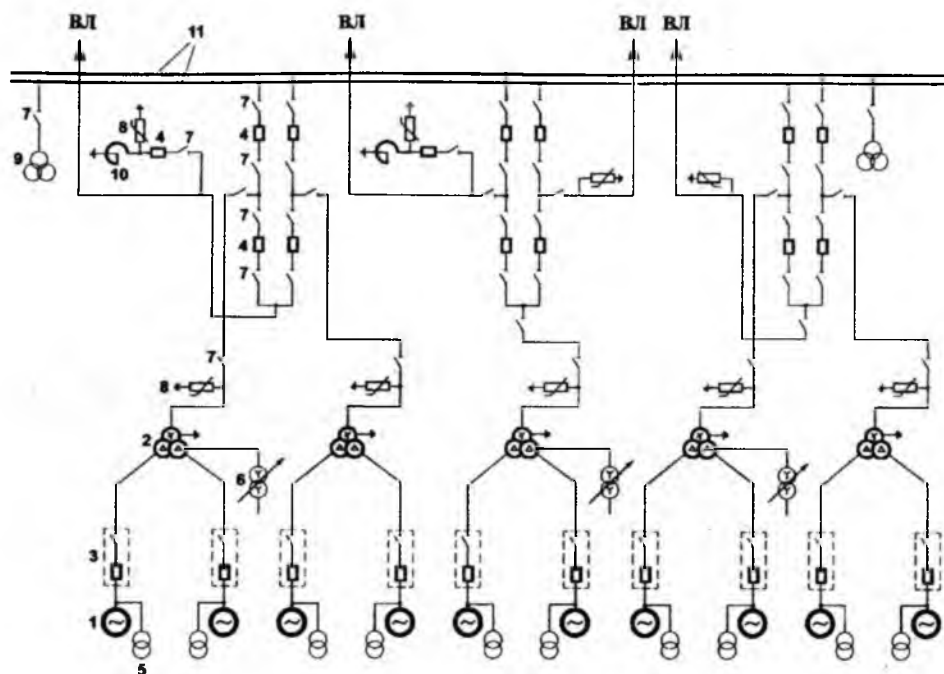


Рис. 6.21 Структурная схема первичных электрических (главных силовых) соединений Саяно-Шушенской ГЭС

1 – генератор; 2 – трансформаторная группа из трёх однофазных масляных трансформаторов; 3 – выключатель нагрузки (КАГ см. ниже) генератора; 4 – высоковольтный воздушный выключатель 500 кВ; 5 – отпаечный сухой трансформатор собственных нужд агрегата; 6 – трансформатор (масляный) общестанционных потребителей собственных нужд с устройством регулирования напряжения под нагрузкой; 7 – разъединитель 500 кВ; 8 – ограничители перенапряжения ОПНИ (см. ниже); 9 – трансформатор напряжения (измерительный); 10 – реактор линии электропередачи (см. ниже); 11 – сборные шины ОРУ-500 кВ (см. ниже); ВЛ – воздушная линия электропередачи

Автотрансформаторы отличаются от трансформаторов тем, что у них помимо магнитной связи между обмотками имеется ещё и электрическая (гальваническая) связь. На преобразование напряжения при помощи автотрансформатора затрачивается меньше активных материалов (электротехническая сталь, медь), чем на такое же преобразование, осуществляемое при помощи трансформатора. По расходу активных материалов и снижению потерь энергии применение автотрансформатора тем выгоднее, чем меньше напряжение ВН отличается от напряжения НН. Наиболее целесообразно применение автотрансформаторов с коэффициентом трансформации $K_{тр} \leq 2$.

При напряжениях 150-750 кВ взамен трёхобмоточных трансформаторов на подстанциях могут применяться силовые автотрансформаторы, у которых обмотка СН берётся ответвлением от части обмотки ВН.

Подстанции проектируются в составе электрической сети и территориально распределяются в энергосистеме так, чтобы наиболее

эффективно обеспечить электроснабжение потребителей, учитывая их разный характер, на одном или нескольких напряжениях. Существуют подстанции **повысительные и понизительные**.

6.4. Электрические аппараты – выключатели, разъединители, реакторы, реле, измерительные трансформаторы, аккумуляторные батареи

Электрическими аппаратами (ЭА) называются электрические устройства для управления потоками электроэнергии и информации, режимами работы, контроля и защиты технических систем и их компонентов. Электрические аппараты в зависимости от элементной базы и принципа действия разделяются на две группы: **электрохимические и статические ЭА**.

Основным признаком электрохимических ЭА является наличие в них подвижных частей. У многих ЭА одной из подвижных частей является **контактная система**, осуществляющая коммутацию электрической цепи (коммутация – изменение соединений в электрических цепях: включение, отключение и переключение их отдельных частей при помощи ЭА).

Статические аппараты выполняются на основе электронных компонентов (диодов, тиристоров, транзисторов и др.), а также управляемых электромагнитных устройств (магнитных усилителей, дросселей насыщения и др.).

Существуют также гибридные ЭА, представляющие собой комбинацию электрохимических и статических ЭА.

В основе функционирования большинства видов ЭА лежат процессы коммутации электрических цепей. К таким ЭА относятся: **автоматические выключатели, контакторы, реле, кнопки управления, тумблеры, переключатели, предохранители**.

Другую многочисленную группу ЭА, предназначенных для управления режимами работы и защиты электротехнических систем и компонентов, составляют регуляторы и стабилизаторы параметров электрической энергии (тока, напряжения, мощности и частоты), а также **ограничители перенапряжений** и сверхтоков. ЭА этой группы функционируют на основе непрерывного или импульсного изменения проводимости электрических цепей. Обычно они выполняются на базе силовых полупроводниковых, электромагнитных и других видов нелинейных элементов.

Традиционно к ЭА также относят различные виды **датчиков**, имеющих законченное конструктивное исполнение. Назначением большинства датчиков, относящихся к ЭА, является преобразование параметров различных по природе физических величин в электрические сигналы информационного характера (механические напряжения, расход воды и т.п.). В качестве датчиков электрических величин широко используются маломощные **трансформаторы тока и напряжения**, называемые в этом случае измерительными трансформаторами.

Не существует ни одной области, связанной с использованием электрической энергии, где бы не применялись ЭА.

На ГЭС включение и отключение генераторов, ЛЭП, переключения в главных электрических цепях осуществляется исключительно высоковольтными автоматическими выключателями. При этом в состав электрооборудования ГЭС и распределительных устройств входят различные виды нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН, ОПНИ), токоограничивающих и компенсирующих **реакторов**, служащих для снижения аварийных воздействий и их последствий, вызванных КЗ и воздействиями грозовых разрядов, а также для компенсации зарядной мощности ЛЭП. Кроме того, в состав электрооборудования ГЭС входят многочисленные **разъединители**, высоковольтные предохранители, высоковольтные измерительные трансформаторы напряжения и тока.

Управление состоянием автоматических выключателей и контакторов осуществляется различными видами **реле** и **командоаппаратами** пунктов управления.

Совокупность различных типов реле лежит также в основе систем релейной защиты.

Классификация электрических аппаратов может быть проведена по разным признакам, например:

- по *напряжению*: низкого (до 1000 В) и высокого (от единиц до тысяч киловольт) напряжения;
- по *назначению тока*: слаботочные (до 5 А) и сильноточные (от 5 А до сотен килоампер);
- по *роду тока*: постоянного, переменного;
- по *частоте источника питания*: с нормальной (до 50 Гц) и повышенной (от 400 Гц до 10 кГц) частотой;
- по *роду выполняемых функций*: коммутирующие, измеряющие, ограничивающие по току или напряжению, стабилизирующие;
- по *исполнению коммутирующего органа*: контактные и бесконтактные (статические), гибридные, синхронные, бездуговые.

Многообразие видов классификации определяется областями применения: в схемах автоматического и неавтоматического управления различного электротехнического оборудования; в устройствах автоматического регулирования, стабилизации, контроля и измерения систем распределения электрической энергии и электроснабжения предприятий, связанных с использованием электрической энергии.

По функциональному признаку ЭА высокого напряжения делятся на следующие виды:

- коммутационные аппараты (выключатели, выключатели нагрузки, разъединители);

- измерительные аппараты (трансформаторы тока и напряжения, делители напряжения);
- ограничивающие аппараты (предохранители, реакторы, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений);
- компенсирующие аппараты (управляемые и неуправляемые шунтирующие реакторы);
- комплектные распределительные устройства (КРУ).

Главными коммутационными аппаратами тока на гидростанциях являются **выключатели** высокого напряжения (высоковольтные – ВВ), которые служат для включения генераторов и высоковольтных ЛЭП, отходящих от ГЭС, а также отключения их и других элементов электроустановок электростанции под нагрузкой и при коротких замыканиях. Выключатели выбирают по отключающей способности в режиме КЗ с учётом наибольших возможных значений тока КЗ (до нескольких десятков тысяч ампер). На рис. 6.22 и 6.23 представлены внешний вид полюса воздушного выключателя типа ВВБ и выключатель на ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС типа ВВБК-500А (воздушный выключатель баковый (Б), крупномодульный (К), арктического исполнения (А) – бак из нержавеющей стали).

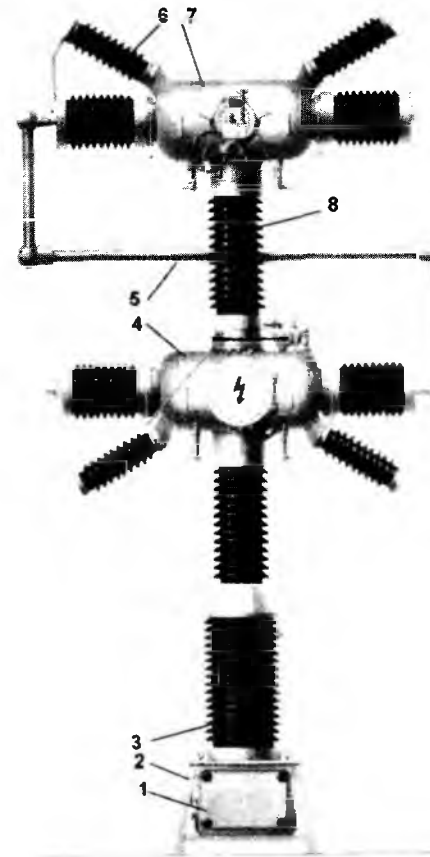


Рис. 6.22 Полюс воздушного выключателя ВВБ-220-12

- 1 – цоколь; 2 – основание; 3 – изолятор;
4 – нижняя дугогасительная камера;
5 – токоведущая перемычка;
6 – конденсатор; 7 – верхняя дугогасительная камера;
8 – промежуточный изолятор

Выключатели большой мощности устанавливаются в цепях присоединения генераторов к трансформаторам и в присоединениях ЛЭП в **распределительных устройствах**. С целью сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы и бесперебойного питания потребителей КЗ должны отключаться как можно быстрее. Выключатели должны при этом обладать высокой надёжностью, они должны быть взрыво- и пожаробезопасными. Конструкция выключателя должна обеспечивать его высокую ремонтпригодность.

В электрических установках небольшой мощности применяют ВВ, так называемые, **выключатели нагрузки**, которые рассчитаны лишь на включение и отключение токов нагрузки и не рассчитанные на отключение токов КЗ.

Важнейшим параметром ВВ, характеризующим его отключающую способность, является **номинальный ток отключения** ($I_{он}$) – это тот наибольший ток короткого замыкания, который выключатель может надёжно отключить при напряжении равном наибольшему рабочему напряжению электроустановки без каких-либо повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе *при заданных условиях восстановления напряжения и заданном цикле операций*.

Тот наибольший ток, который выключатель может надёжно отключить при тех же условиях, но при напряжении отличающемся от его номинального напряжения, называют **током отключения** выключателя (I_{ϕ}).

Под **циклом операций** понимают перечень коммутационных операций, который обязан совершить ЭА. Так, для выключателей, обеспечивающих автоматическое повторное включение (АПВ), должны быть выдержаны циклы: 1) $O-t_{\sigma_T}-BO-180c-BO$; 2) $O-180c-BO-180c-BO$. Выключатели с $U_{ном} \leq 220$ кВ должны также выполнять работу в цикле: $O-t_{\sigma_T}-BO-20c-BO$. Выключатели без АПВ должны выдерживать только цикл 2.

Здесь O – операция отключения; BO – операция включения и немедленного отключения; t_{σ_T} – гарантируемая для выключателя минимальная бестоковая пауза при АПВ (время от погасания дуги на всех полюсах до появления тока при последующем включении). Время t_{σ_T} для различных выключателей находится в пределах 0,3-1,2с, причём для выключателей, предназначенных для работы при быстродействующем АПВ (БАПВ), это время принимается равным 0,3с. Период 20с и 180с – это время в секундах между операциями.

Автоматическое повторное включение – одно из важнейших свойств выключателей. Оно гарантирует быстрый автоматический ввод в работу электрического оборудования (после его отключения релейной защитой) с целью повышения надёжности режима электросети по электроснабжению потребителей. Применяют АПВ ЛЭП, трансформаторов, сборных шин ОРУ и подстанций. Применяется АПВ одно- и многократного действия, а также однофазное АПВ (ОАПВ), трёхфазное АПВ (ТАПВ) и др. Эффективность АПВ тем выше, чем быстрее оно следует за аварийным отключением.

Предельным током отключения выключателя по условиям термической устойчивости называют наибольшее из значений его токов отключения при различных стандартных напряжениях.

Гашение электрической дуги переменного тока при отключении ВВ характерно тем, что каждые полпериода ток в цепи проходит через нуль, и дуга на очень короткий промежуток времени гаснет, т.е. чем энергичнее деионизация промежутка между расходящимися контактами ВВ, тем нужна большая скорость изменения напряжения, которое требуется для пробоя

образовавшегося промежутка. Проектирование современных ВВ для крупных электростанций с мощными генераторами идёт по пути создания их дугогасительных устройств в среде сжатого воздуха под большим давлением. Дуга в этих ВВ гасится при помощи дутья сжатым воздухом, поступающим из соответствующих сосудов, скомпонованных в единой конструкции с выключателем.



Рис. 6.23 Воздушные выключатели типа ВВБК-500А арктического исполнения на ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

В последние годы проектирование высоковольтных выключателей идёт по пути использования ещё более совершенной дугогасительной среды – **элегаза** (гексафторид SF_6 – тяжёлый газ без цвета и запаха $t_{пл} - 51^{\circ}C$, $t_{кип} - 64^{\circ}C$; в воде не растворяется; химически инертен; в 5 раз превышает плотность воздуха; изолятор, электрическая прочность в 2 раза выше прочности воздуха). В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током в

100 раз превышающим ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. В элегазовых аппаратах гашение производится либо потоком элегаза, либо путём подъёма давления в камере за счёт дуги, горящей в замкнутом объёме газа.

Процесс изменения величины напряжения на дуговом промежутке от величины напряжения гашения дуги до напряжения источника называется процессом **восстановления напряжения** выключателя. Скорость восстанавливающегося напряжения является одним из важнейших параметров ВВ, она зависит от L и C (индуктивного и емкостного сопротивления) сети. С увеличением L и C скорость восстанавливающегося напряжения уменьшается и длительность горения дуги уменьшается.

Поэтому ВВ, устанавливаемые вблизи генераторов, где L и C меньше, при отключении токов КЗ находятся в более тяжёлых условиях нежели ВВ, устанавливаемые в электрических сетях. Кроме того, ВВ в цепи генераторов приходится отключать и значительно большие токи.

Под влиянием требований, возникших в недалёком прошлом в связи с интенсивным развитием энергосистем в России и появлением в них сверхмощных электростанций, в том числе ГЭС, а также большой концентрации ЛЭП и подстанций, были разработаны отечественные ВВ типа ВВБ и ВВБК (рис. 6.23). Требовалось существенное увеличение токов отключения и уменьшения скорости восстанавливающегося напряжения.

В нижеследующей таблице приведены технические характеристики указанных типов выключателей:

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный ток термической устойчивости в течение 3с, кА	Время отключения, с	Расход воздуха на одно отключение, л
ВВБ-110	110	2000	31,5	32,0	0,08	4500
ВВБ-220	220	2000	31,5	32,0	0,08	9000
ВВБ-330	330	2000	35,0	35,0	0,08	18000
ВВБ-500	500	2000	35,5	35,0	0,08	27000
ВВБ-750	750	2000	35,0	35,0	0,08	36000
ВВБК-500А	500	3150	50,0	50,0	0,04	36000

Принципиальная электрическая схема выключателей типа ВВБ представлена на рис. 6.24.

Основными преимуществами ВВ серии ВВБ являются: применение металлических камер со сжатым воздухом, т.е. обеспечивается безопасность обслуживающего персонала; (предшествовавшие выключатели серии ВВН имеют фарфоровые камеры, что взрывоопасно из-за малой прочности фарфора) эффективность и компактность дугогасительных устройств; возможность применения высокого давления в камерах; защищённость основных механизмов

от атмосферного воздействия и загрязнения; индустриальность ремонтно-профилактических работ **поузловым методом** (ремонт, при котором конструктивные узлы заменяют запасными, например, камерами, заранее подготовленными).

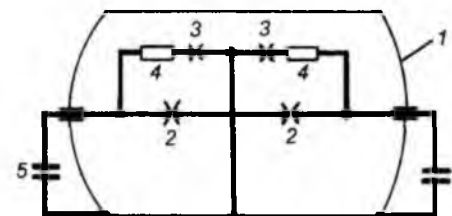


Рис. 6.24 Принципиальная электрическая схема выключателя ВВБ

- 1 – бак; 2 – главные разрывы;
3 – вспомогательные разрывы;
4 – шунтирующие сопротивления;
5 – делительные конденсаторы

В последние годы в мире получило большое распространение применение элегаза в качестве дугогасящей среды, что существенно увеличило отключающую способность ВВ при значительном сокращении их габаритов.

Когда возникла необходимость создания крупных ГЭС с мощными и сверхмощными генераторами, то возникла и проблема создания ВВ, устанавливаемых в цепи генераторов непосредственно на его выводах (см. выше). При-

менительно к Саяно-Шушенской ГЭС номинальный ток ВВ при напряжении 15,75 кВ равен 28,5 кА, а ударный ток сквозного КЗ достигает 480 кА.

Так, для Саяно-Шушенской ГЭС был создан аппаратный генераторный комплекс (КАГ-15,75), объединяющий в себе: выключатель нагрузки, разъединитель, заземляющие ножи, трансформаторы тока и напряжения (рис. 6.25). Из-за сложности задачи КАГ-15,75 был создан лишь как выключатель нагрузки, он не способен отключать токи КЗ.

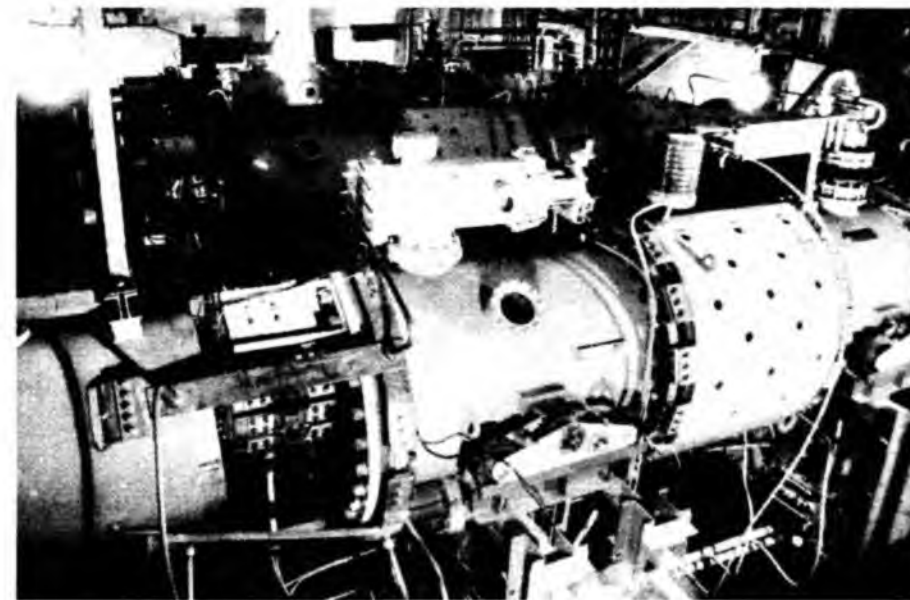


Рис. 6.25 Внешний вид КАГа Саяно-Шушенской ГЭС

В последнее время в мире создаются аппараты для применения в цепях генераторов на значительно большие параметры с существенным уменьшением габаритов, также на основе применения элегаза.

Разъединители применяются для коммутации элементов цепи при отсутствии тока. Это позволяет выводить оборудование для ревизии и ремонта (сначала ток отключается выключателем, потом цепь отсоединяется разъединителем). Таким образом, основным назначением разъединителей является обеспечение безопасности производства ремонтных работ в установках высокого напряжения. Разъединители позволяют надёжно отсоединять (изолировать) те части электроустановки, на которых должны производиться ремонтные работы, от других частей установки, остающихся под напряжением.

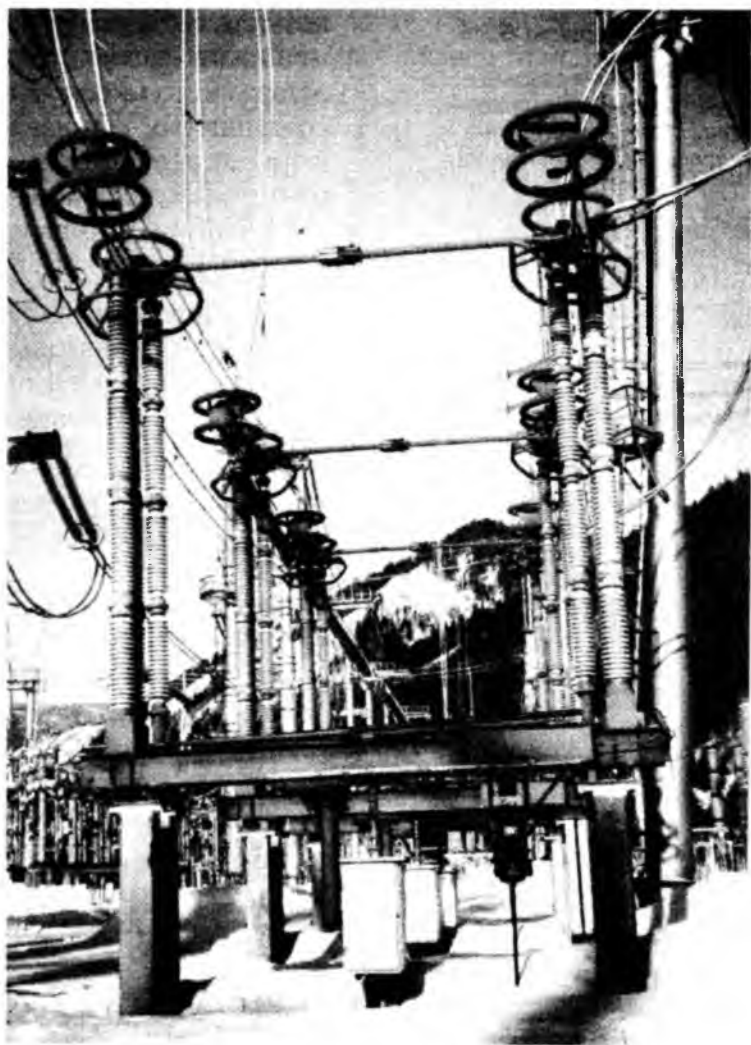


Рис. 6.26 Разъединитель 500 кВ ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

Положение замкнутых контактов

Контакты разъединителей (рис. 6.26) находятся в воздухе, что обеспечивает видимость места разрыва цепи. Расстояние между разомкнутыми контактами должно быть такое, чтобы для его электрического пробоя требовалось напряжение большее, чем для пробоя расстояния между фазой и заземленной частью конструкции разъединителя или между его фазами. Этим предотвращается возможность **перекрытия электрической дугой** между разомкнутыми контактами разъединителя при возникновении **перенапряжений** в электроустановке. Открытая электрическая дуга чрезвычайно опасна для обслуживающего персонала.

Разъединители используют для производства **оперативных переключений**, в особых случаях допускаются отключения, включения разъединителей под напряжением при небольшом токе холостого хода трансформаторов и ЛЭП.

Автоматические выключатели общего назначения (автоматы) применяются на разные номинальные токи, в том числе в цепях собственных нужд ГЭС они способны отключать токи КЗ до 150 кА. Автоматы имеют сложные контактно-дугогасительные устройства. Основные виды автоматов: универсальные, установочные (имеют изоляционный кожух); быстродействующие (устанавливаются обычно в преобразовательных установках в цепи постоянного тока); гашения магнитного поля роторов синхронных машин; защиты людей и животных от утечек на землю.

Универсальные автоматы постоянного и переменного тока применяют главным образом в распределительных устройствах низкого напряжения, в частности, на гидростанциях в электроустановках собственных нужд и в цепях *оперативного тока*.

Оперативным током называется постоянный и переменный ток, который используется в цепях релейной защиты и автоматики, участвующий в операциях по формированию информационных и командных сигналов в этих системах.

Трансформаторы тока (ТТ) преобразуют измеряемый ток в ток стандартного значения 1-5 А и изолируют цепи измерений и релейной защиты от цепей высокого напряжения. Главные требования к ТТ – малые погрешности в нормальном режиме и при КЗ в электроустановках и сетях.

Трансформаторы напряжения (ТН) преобразуют измеряемое напряжение в напряжение стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В. Эти ЭА создают необходимую изоляцию между высоким потенциалом первичной обмотки и цепью вторичной обмотки, к которой присоединены измерительные приборы и защитные реле.

Предохранители служат для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий, конденсаторов, электродвигателей и трансформаторов напряжения.

Токоограничивающие реакторы служат для ограничения тока до значения не опасного для оборудования. Благодаря реактору напряжение на сборных шинах близко к номинальному значению. Реактор представляет собой чисто индуктивное сопротивление, включаемое последовательно с нагрузкой.

Реакторы шунтирующие включаются между токоведущими элементами и землёй для компенсации зарядной мощности (в основном ЛЭП).

Реактор представляет собой катушку с малым активным сопротивлением, витки катушки изолированы друг от друга, а вся катушка в целом изолирована от заземленных частей. Катушки могут заливаться в бетонные колонны (бетонный реактор); монтироваться в конструкции с фарфоровыми, асбест-бетонными или деревянными прокладками (деревянные реакторы) – это реакторы с воздушным охлаждением; могут помещаться в баки аналогично масляным трансформаторам и заливаться маслом. Последние реакторы с масляным охлаждением надёжно защищены от атмосферных воздействий, загрязнения, увлажнения. Кроме того, их можно устанавливать на любом расстоянии от стальных и железобетонных конструкций.

Разрядники и ограничители перенапряжений служат для ограничения напряжения, появляющегося при коммутационных и атмосферных перенапряжениях.

Контакты служат для многократных включений и отключений электрической цепи низкого напряжения при токах нагрузки, не превышающих номинальный, а также для редких отключений при токах перегрузки (обычно 7-10-кратных по отношению к номинальному).

Пускатели предназначены для включения и отключения электродвигателей и отличаются от контактов в основном наличием встроенной системы, осуществляющей защиту двигателей от токов перегрузки.

Электрические реле управления работают в схемах автоматического управления электроприводами. Коммутируемые токи не превышают 10А, и поэтому дугогасительные устройства в них не применяются.

Электрические реле автоматики – это устройства для защиты электрических систем, сетей и цепей, а также другого оборудования (генераторы, трансформаторы, реакторы, крупные эл.двигатели и др.) от несанкционированных режимов работы; они формируют сигналы, оповещающие о приближении нештатных ситуаций и об их наступлении; реле усиливают, размножают, обрабатывают, кодируют и запоминают поступающую информацию; реле выдают управляющий сигнал на отключение соответствующих ЭА.

Аккумуляторные батареи. На гидростанциях в электроустановках как и на других объектах, где они имеются, применяются многочисленные вспомогательные электрические устройства и механизмы, в том числе наиболее ответственные устройства релейной защиты и автоматики, а также приводы электрических аппаратов и механических устройств защиты, двигатели-

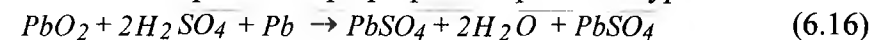
генераторы аварийного освещения и др. Все подобные устройства питаются электроэнергией от специальных источников, которые называют источниками **оперативного тока**. Соответствующие электрические цепи, питающие названные устройства, называют **оперативными цепями**, а схемы их питания – **схемами оперативного тока**. Цепи оперативного тока и их источники должны обладать исключительной надёжностью, поскольку от бесперебойности питания цепей автоматики и релейной защиты зависит и надёжность работы оборудования, и его целостность. В связи с этим оперативный ток должен поступать от источника, не зависящего ни от электрической сети энергосистемы ни от работы агрегатов электростанций при любой аварии. Такими источниками являются аккумуляторные батареи, которые располагаются на электростанциях (в зданиях ГЭС и на распределительных устройствах), а также на каждой подстанции, где необходим оперативный постоянный ток – это, как правило, крупные подстанции. В некоторых электроустановках используется переменный оперативный ток.

Наибольшее распространение получили аккумуляторы свинцовые (кислотные) и кадмиево-никелевые, железо-никелевые и серебряно-цинковые (щелочные).

Свинцовый аккумулятор состоит из двух блоков – пластин, погруженных в электролит (25–35%-ный водный раствор серной кислоты). Положительные пластины (плюсовые) из металлического свинца для увеличения поверхности контакта с электролитом имеют ребристую поверхность или выполнены из свинцовых каркасов, заполненных активной массой (перекись свинца). Отрицательные пластины (минусовые) представляют собой свинцовые каркасы, заполненные активной массой в виде губчатого свинца. Пластины после изготовления подвергаются электролитической обработке – формовке. Кассета – блок пластин чаще всего размещается в стеклянной банке. Совокупность таких элементов (банок), гальванически соединённых между собой либо параллельно, либо последовательно, либо смешанно – называется аккумуляторной батареей.

При разряде, т.е. в режиме, когда заряженная аккумуляторная батарея замкнута на внешнюю цепь, проходит разрядный ток и батарея работает в режиме источника. При этом активная масса плюсовых пластин, состоящая из перекиси свинца (PbO_2 – коричневого цвета), и активная масса минусовых пластин – губчатый свинец (Pb – светло-серого цвета) переходят в сернокислые соединения свинца ($PbSO_4$) с выделением воды. Это приводит к уменьшению концентрации электролита его проводимости и ЭДС аккумуляторной батареи.

Химическая реакция при разряде выражается уравнением:



ЭДС (напряжение) батареи при нормальном режиме её работы сначала быстро падает, а затем медленно.

Аккумуляторную батарею заряжают от постороннего источника постоянного тока, присоединяя его клеммы плюс к плюсу, минус к минусу заряжаемой батареи.

Без подзарядки эксплуатировать батарею нельзя во избежание сульфатации пластин – образования нерастворимого сернокислого свинца, после чего батарея приходит в негодность.

Напряжение заряда задаётся специальной инструкцией. По мере приближения к концу заряда часть подводимой к батарее энергии начинает расходоваться на разложение (электролиз) воды, содержащейся в электролите, что проявляется в виде выхода пузырьков газа на пластинах (кислорода – на плюсовой и водорода – на минусовой).

Это явление называют «кипением» батареи. Об окончании заряда судят по кипению батареи, удельному весу электролита (1,21 у заряженной батареи при +15°C) и величине подведённого к батарее напряжения.

Основной характеристикой аккумуляторной батареи является её ёмкость, т.е. то количество электричества в ампер-часах, которое можно получить от батареи при разряде её до некоторого наименьшего допустимого напряжения:

$$Q = I_p t_p, \quad (6.17)$$

где: Q – ёмкость батареи, А·ч;

I_p – разрядный ток, А;

t_p – время разряда, ч.

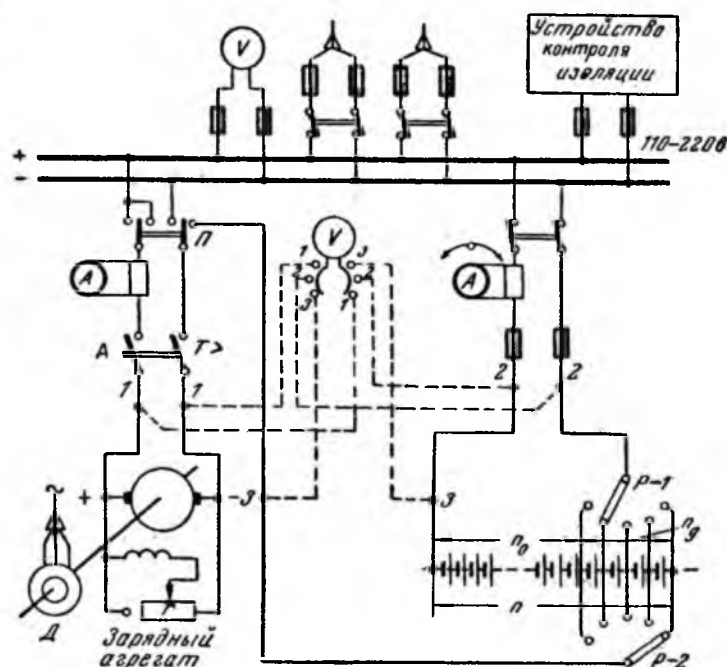


Рис. 6.26а Схема соединений аккумуляторной батареи с элементарным коммутатором, работающей по методу «заряд – разряд»

Р-1 и Р-2 разрядная и зарядная рукоятка; Д – электродвигатель; А – автомат; П – переключатель

На рис. 6.26а представлена схема соединений аккумуляторной батареи, основными частями которой являются: аккумуляторная батарея, двойной элементный коммутатор и зарядный агрегат.

Схема с двойным элементным коммутатором предусматривает два режима работы аккумуляторной батареи – разряда и эпизодического заряда.

В качестве зарядных генераторов применяют генераторы постоянного тока с параллельным возбуждением, а также разного типа выпрямители тока.

Существуют схемы соединения аккумуляторных батарей с постоянным подзарядом. Например, на Саяно-Шушенской ГЭС батареи, работающие с постоянным подзарядом, практически не разряжаются. Они разряжаются лишь в случае неисправности или отключения подзарядного устройства в аварийных условиях или при проведении контрольных разрядов. А обычно эксплуатация батарей производится без тренировочных разрядов – зарядов и перезарядов. В режиме подзаряда автоматически поддерживается напряжение на один элемент (банку) $2,2 \pm 0,5$ В. Точность стабилизации напряжения равна $\pm 2\%$.

6.5. Главная электрическая схема ГЭС, схема собственных нужд и распределительные устройства

Основная часть электроэнергии ГЭС выдается в энергосистему. Уровень напряжения, на котором выдаётся электроэнергия, задается условиями энергосистемы. На крупных ГЭС известны случаи выдачи электроэнергии на одном напряжении, например, Саяно-Шушенская ГЭС имеет 4 отходящих воздушных ЛЭП-500 кВ или на двух, например, Красноярская ГЭС – на напряжении 500 кВ и 220 кВ. Имеются и другие варианты, например, на трёх напряжениях работает Волжская ГЭС (Жигулёвск) 500, 220 и 110 кВ и т.д. На малых и средних ГЭС существует множество других вариантов выдачи электроэнергии потребителям в зависимости от их характера (потребитель – близлежащий от ГЭС или удаленный на большое расстояние, входящий в состав энергосистемы или изолированный и т.п.).

Некоторая часть электроэнергии требуется непосредственно на ГЭС для собственных нужд (СН) на низком напряжении.

Таким образом, на ГЭС создается система соответствующих электрических устройств, аппаратов и их соединений (источники питания – генераторы; преобразователи напряжения – трансформаторы; коммутационные аппараты – выключатели, разъединители; защитные устройства и др.), которая позволяет выдавать электроэнергию, распределять её по направлениям потребителям (энергосистемам) и резервировать выдачу электроэнергии в случае выхода из строя части агрегатов.

Графическая структура (строение) указанной системы называется главной схемой электрических соединений ГЭС (схема первичной коммутации). На рис. 6.21 представлена главная схема Саяно-Шушенской ГЭС.

Сколько существует гидроэлектростанций, столько и разнообразия в структурах их главных схем. Каждая схема, прежде всего, определяется требованиями энергосистемы исходя из основных принципов не только обеспечения надёжности (безотказность, долговечность, ремонтпригодность), а также живучести схемы (сохранение и восстановление повреждённых элементов).

Вырабатываемая генераторами электроэнергия после повышения напряжения **главными трансформаторами** поступает на сборные шины распределительного устройства (РУ).

Распределительное устройство выполняет функции приёма электроэнергии от электростанции и распределения её по направлениям через линии электропередачи на каком-либо одном напряжении (без трансформации).

Подобное устройство приёма и распределения электроэнергии, но имеющее трансформаторы для повышения или понижения напряжения носит название соответственно **повысительная подстанция** (питающая) или **понижительная подстанция** (приёмная).

Распределительные устройства могут располагаться внутри помещений или в специальных камерах, такие устройства называются закрытыми распределительными устройствами (ЗРУ), а распределительные устройства, расположенные на открытых площадках называются открытыми распределительными устройствами (ОРУ).

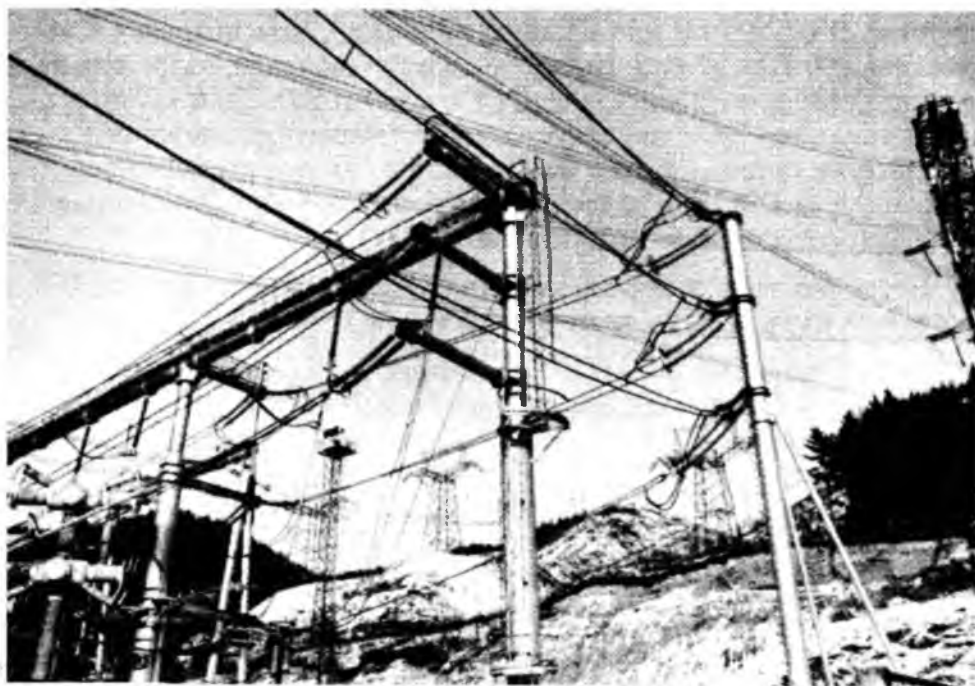


Рис. 6.27 Вертикальное расположение сборных шин на ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

Сборные шины на ОРУ 110 кВ и выше обычно выполняются из провода и располагаются в зависимости от возможностей площадки ОРУ либо горизонтально, либо вертикально. На рис. 6.27 представлен фрагмент ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС, где сборные шины располагаются вертикально. Шины выполнены из полого провода большого сечения по два провода в фазе.

На рис. 6.28 представлена структурная схема ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС, из которой видно, что каждые три присоединения (блок или ЛЭП) к сборным шинам подключены через четыре выключателя. Эта схема получила название – схема «четыре третьих» ($\frac{4}{3}$). Существует множество компоновок структурных схем, достоинства и недостатки которых будут рассматриваться в специальном курсе.

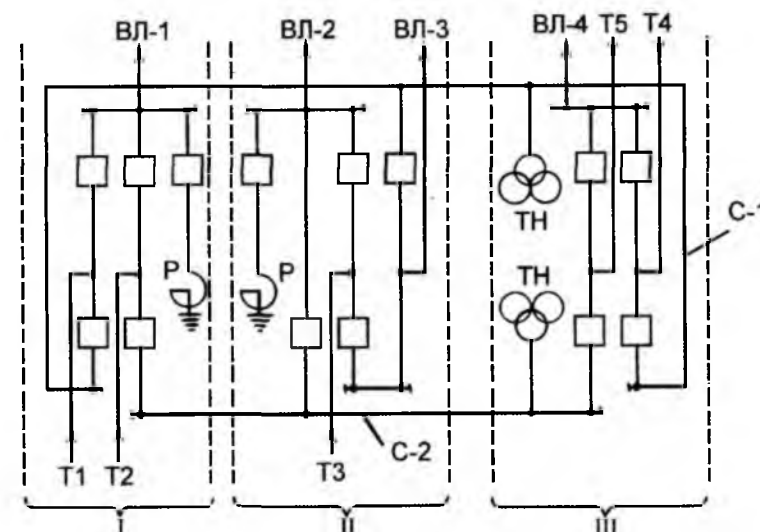


Рис. 6.28 Структурная схема ОРУ-500 кВ – « $\frac{4}{3}$ » Саяно-Шушенской ГЭС

I – первая цепь; II – вторая цепь; III – третья цепь; T1-5 – присоединения питающих блоков (групп трансформаторов); ВЛ1-4 – присоединения воздушных ЛЭП; С1-2 – первая и вторая система сборных шин; Р – реакторы; ТН – трансформаторы напряжения

Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС делится на схему агрегатных нужд и общестанционных нужд. Собственные нужды определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всём гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить бесперебойную его работу. Высшей категорией СН являются агрегатные потребители (МНУ турбин, система возбуждения генераторов, охлаждение трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, система технического водоснабжения, если она не самотечная). Для этой категории потребителей, как правило, источником служат специальные **отпаечные трансформаторы** (рис. 6.21, поз. 5), «глухо» присоединенные непосредственно к шинам генератора, которые питают основную секцию шин агрегатных СН. Кроме того, основная секция резервируется, как правило, от другого источника – от **общестанционных СН**.

К общестанционным собственным нуждам относятся все другие потребители, обеспечивающие тот или иной технологический процесс при работе ГЭС (освещение, масляное хозяйство, пневматическое хозяйство, вентиляционные установки, разного рода грузоподъёмные механизмы, система осушения проточной части, ремонтные мастерские и др.). Общестанционные СН могут питаться от внешней электрической сети. На рис. 6.21 поз. 6 показаны общестанционные трансформаторы СН предусмотренные в трёх укрупненных блоках. На рис. 6.29 представлена схема СН Саяно-Шушенской ГЭС.

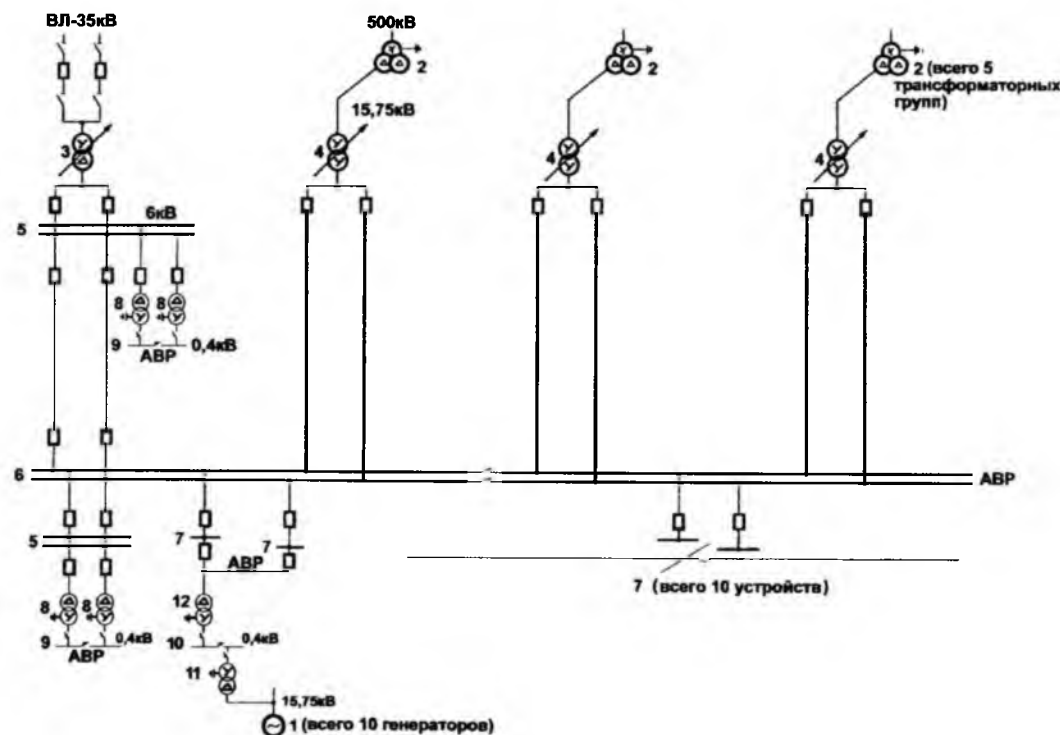


Рис. 6.29 Структурная схема СН Саяно-Шушенской ГЭС

- 1 – генератор; 2 – трансформаторная группа главных однофазных трансформаторов;
 3 – трансформатор СН связан с местным электросетевым районом;
 4 – общестанционный трансформатор СН; 5 – сборные шины СН ОРУ-500 кВ;
 6 – сборные секционированные шины общестанционных СН; 7 – шины агрегатных СН 6 кВ (основная и резервная); 8 – трансформатор (сухой) СН;
 9 – сборные секционированные шины 0,4 кВ СН;
 10 – сборные секционированные шины 0,4 кВ агрегатных СН;
 11 – отпаечный трансформатор (сухой) 15,75/0,4 кВ агрегатных СН;
 12 – трансформатор (сухой) резервный агрегатных СН;
 АВР – автоматическое включение резерва

Данная схема собственных нужд обладает следующими достоинствами:

- надёжностью питания потребителей общестанционных и агрегатных СН в нормальных, ремонтных и аварийных режимах;

- гибкостью схемы;
- простотой и наглядностью;
- ремонтпригодностью.

Надёжность обеспечивается: наличием нескольких независимых источников питания; секционированием шин 6 и 0,4 кВ; распределением источников питания по разным системам (шинопроводам) и секциям шин; распределением основных потребителей (общестанционных и агрегатных) по разным секциям шин; обеспечением автоматического ввода резервного питания (АВР) любой секции шин СН всех напряжений и ответственных потребителей (АВР шинопроводов 6 кВ, АВР трансформаторов резервного питания агрегатных СН, АВР секций шин 0,4 кВ общестанционных СН, АВР на основных механизмах СН – насосах охлаждения обмотки статоров генераторов, насосах МНУ гидроагрегатов, насосах охлаждения главных трансформаторов и т.п.); применением отпаечных трансформаторов 15,75/0,4 кВ.

Гибкость схемы позволяет обеспечить бесперебойное питание потребителей СН при плановых и аварийных отключениях различных элементов схемы СН. А главное, обеспечивается бесперебойность питания основных потребителей СН от агрегатных СН при полной потере источников питания общестанционных СН, что позволяет ввести ГЭС в работу с «нуля» (один из самых тяжёлых случаев аварийной ситуации, когда ГЭС полностью отключается от энергосистемы – «села на нуль»).

Логика построения схемы СН, применение однотипных комплектных распределительных устройств 6 и 0,4 кВ обеспечивают *простоту и наглядность* схемы, легко воспринимается оперативным персоналом и позволяет практически исключить ошибки при оперативных переключениях в схеме СН.

Простота, гибкость и резервирование элементов схемы СН обеспечивают высокую её *ремонтпригодность*. Любой элемент схемы может быть выведен в ремонт без снижения надёжности питания потребителей СН.

Следует отметить, что данная схема достаточно капиталоемкая, что оправдывается главным достоинством – высокой степенью эксплуатационной надёжности.

6.6. Вопросы электрической безопасности персонала и защиты оборудования

О том, что электрический разряд действует на человека, стало очевидным в последней четверти XVIII века. Одно из первых обстоятельных описаний этого действия принадлежит Марату, деятелю Великой французской революции 1789-1794 гг. Англичанин Уориш, итальянцы Гальвани и Полетто и ряд других учёных установили, что на человека действует разряд, полученный не только от источника статического электричества, но и от электрохимического элемента. Опасность этого действия впервые установил

изобретатель первого в мире электрохимического высоковольтного источника напряжения В.В. Петров – создатель физической лаборатории в С-Петербургской Медико-хирургической Академии (ныне военно-медицинская Академия им. С.М. Кирова).

В 1911-1912 гг. в С-Петербурге произошло несколько *электротравм*, от которых пострадал персонал, обслуживавший электрооборудование театров и кинематографов. Обстоятельства возникновения этих травм привлекли к себе внимание электротехнической общественности и были подробно рассмотрены в электротехнической секции Русского технического общества. В результате этого были разработаны специальные **правила безопасности при обслуживании электрооборудования** зрелищных предприятий.

Электротравма – это травма, вызванная воздействием электрического тока или электрической дуги. Современная теория, объясняя процессы, происходящие в теле человека при действии электрического тока, рассматривает их как рефлекторные (реакция организма на раздражение окончаний нервных волокон – рецепторов), вызванные реакцией нервной системы в ответ на электрические раздражения. Одновременно электрический ток может оказать непосредственное тепловое и динамическое воздействия, вызвать электролизные процессы в организме.

Специалисты отмечают, что действие электрического тока на организм человека ещё не изучено полностью. Объясняется это сложностью процессов, происходящих в организме человека при протекании тока, и отсутствие хорошего аналога среди животных. Исследования на людях в диапазоне опасных токов по понятным причинам не проводятся. Несмотря на это, в настоящее время имеются необходимые данные для практического решения вопросов электробезопасности.

Минимальное значение тока, раздражающее действие которого ощущается человеком, называется **пороговым осязаемым током**. Он зависит от рода тока, состояния человека, схемы попадания его в электрическую цепь и других факторов. У отдельных людей значение порогового осязаемого тока различно и характеризуется нормальным законом распределения вероятностей. Для тока промышленной частоты (50 Гц), представляющего наибольший интерес для электроэнергетиков, среднее значение порогового осязаемого тока составляет около 1 мА.

Если ток, протекающий через человека, превышает пороговый осязаемый ток, то он вызывает более сильную реакцию организма. При токе 3-5 мА раздражающее действие ощущается кистью руки, при токе 6-10 мА мышцы руки уже непроизвольно сокращаются и возникает чувство сильной боли. При дальнейшем увеличении тока в мышцах возникают судороги и человек теряет способность контролировать действие руки, в частности, он не может самостоятельно освободиться от зажатого в руке проводника. Соответствующее минимальное значение тока называется **пороговым неотпускающим током**. Для различных людей значение этого тока также подчиняется нормальному закону распределения вероятностей. Если

электрический ток протекает через туловище человека, то он воздействует на органы дыхания и кровообращения. При токе 25-50 мА частотой 50 Гц возникает сильное сокращение дыхательных мышц грудной клетки, в результате чего может наступить смерть от удушья. Токи промышленной частоты выше 50 мА представляют опасность и для сердца.

По степени опасности поражения людей электрическим током все помещения делятся на три класса: *с повышенной опасностью, особо опасные и без повышенной опасности*.

К помещениям с **повышенной опасностью** относятся помещения пыльные, сырые, жаркие, с токопроводящими полами и помещения, в которых возможно одновременное прикосновение к электроустановкам и имеющим связь с землёй металлоконструкциям.

К **особо опасным** относятся помещения с химически активной средой и особо сырые помещения.

Если помещения характеризуются несколькими признаками повышенной опасности, то они относятся к помещениям **особо опасным**, остальные помещения относятся к помещениям **без повышенной опасности**.

Во всех электроустановках, где бы они не находились, в том числе и на ГЭС, должна гарантированно обеспечиваться *электробезопасность* для обслуживающего персонала.

Электробезопасностью называется система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих **защиту людей** от опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Поражение (электротравма) человека воздействием электрического тока или электрической дуги в электроустановках возможно в следующих основных случаях:

- однофазное прикосновение не изолированного от земли человека к незаземленным токоведущим частям электроустановки, находящимся под напряжением;
- приближение на опасное расстояние человека, не изолированного от земли, к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прикосновение человека, не изолированного от земли, к металлическим частям (поддерживающие конструкции, корпуса машин и т.п.), которые оказались под напряжением из-за пробоя изоляции (рис. 6.30)
- включение человека, находящегося в зоне растекания тока при КЗ на землю в электросети, на напряжение шага;
- воздействие пламени и продуктов горения электрической дуги;
- в процессе освобождения человека, оказавшегося под напряжением, без применения спасающим индивидуальных средств защиты.

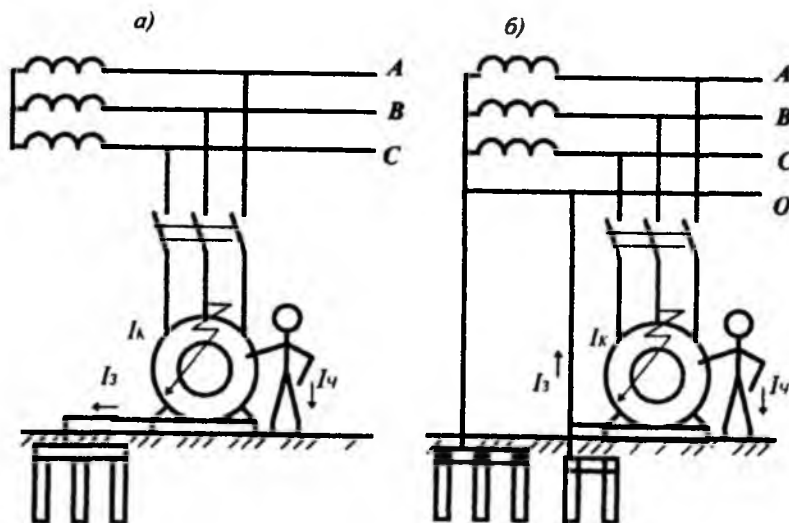


Рис. 6.30 Схема прикосновения человека к корпусу электродвигателя, оказавшегося под напряжением

а) – схема с защитным заземлением; б) – схема с защитным занулением

Для обеспечения нормальной эксплуатации электротехнической части ГЭС предусматривается множество разнообразных контрольно-измерительных приборов и защитных устройств, обеспечивающих предотвращение разрушения оборудования, а также защищающих обслуживающий персонал от поражения электрическим током.

В электрических установках большинство аварий сопровождается повреждением ценнейшего оборудования. Разрушительным фактором начала аварии, как правило, является КЗ. Токи КЗ в современных мощных электроустановках и энергосистемах могут достигать огромных значений в несколько сотен тысяч ампер, что приводит к разрушению элементов электрической схемы.

Основной причиной КЗ является повреждение **изоляции** токоведущих частей электроустановки и составляющих её элементов (генераторы, трансформаторы, токопроводы, электроаппараты и другие устройства).

Короткие замыкания различают: **трёхфазные** (симметричные) наиболее тяжёлая форма КЗ, **двухфазные** между двумя фазами, такие КЗ могут быть также достаточно разрушительными и **однофазные** КЗ на землю. Однофазные КЗ возникают только в электроустановках с **глухо заземленными** нейтральными и также могут сопровождаться повреждениями. Иногда однофазные КЗ становятся причиной последующих двух- и трёхфазных КЗ – это одно из самых тяжёлых по негативным последствиям развитие аварии.

При двух- и трёхфазных КЗ между проводниками (случай КЗ на сборных шинах РУ, между разнофазными стержнями обмотки генераторов и обмотками трансформаторов и т.п.) возникает электродинамическая сила, которая, во-первых, наносит механические разрушения. А во-вторых, горение

электрической дуги в период КЗ вызывает дополнительное сильное разрушение проводников в месте возникновения короткого замыкания. При протекании тока КЗ проводники испытывают сильный нагрев. Совокупность всех этих воздействий и является причиной разрушений элементов электроустановок. Поэтому при проектировании их уделяется большое внимание приданию элементам электроустановок **динамической и термической устойчивости**, а также изоляционным свойствам конструкций электрических аппаратов.

Электрическая изоляция разнообразна по своим свойствам и применению. С помощью изоляторов выполняется механическое крепление токоведущих частей, работающих под высоким напряжением. Кроме того, изоляторы служат в электрических аппаратах элементами передачи механического движения, например, от привода к подвижному контакту коммутационного аппарата. Различают **внешнюю изоляцию**, которая образует изоляционные промежутки в атмосферном воздухе, в том числе и промежутки вдоль поверхностей изоляторов, а также **внутреннюю изоляцию**, которая образует изоляционные промежутки, заполненные газообразными, жидкими или твёрдыми диэлектрическими материалами или их комбинацией, но не атмосферным воздухом. Примеры внешней (наружной) изоляции приведены были выше у воздушных выключателей, разъединителей, ОПН и др., а внутренней – у трансформаторов внутри их баков, у генераторов изоляция обмоток и др. Внешняя изоляция, как правило, изготавливается из фарфора, а внутренняя из бумажно-масляных материалов, компаундированных многослойных конструкций, монолитных термореактивных материалов и др.

Изоляторы в электроустановках подвергаются электрическим, механическим и тепловым воздействиям, а также воздействиям окружающей среды.

Для разных видов изоляции применяются разные уровни испытательного напряжения, после чего разрешается ввод в работу электрической установки или её элементов. Тем не менее, в реальных условиях в результате указанных выше воздействий происходят **электрические пробои** изоляции и возникают КЗ, представляющие опасность для оборудования и людей.

Чтобы сократить время горения электрической дуги и тем самым уменьшить объём разрушений от КЗ применяют быстродействующие аппараты (выключатели, см. выше) по отключению токов короткого замыкания.

Следящими устройствами за величиной недопустимых значений электрических параметров являются реле. Уже отмечалось, что реле – это устройство для обеспечения автоматической коммутации электрических цепей по сигналу извне. Оно состоит из релейного элемента (с двумя состояниями устойчивого равновесия) и группы электрических контактов, которые замыкаются (или размыкаются) при изменении состояния релейного элемента. Различают основные типы реле: тепловые, механические, электрические, оптические, акустические и др.

Совокупность устройств, содержащих одно или несколько реле, способных реагировать на нарушения нормальной работы электроустановки

при коротких замыканиях, перенапряжениях, асинхронных режимах и других, выявлять их и одновременно давать команду на отключение поврежденного участка электроустановки, называется **релейной защитой**.



Рис. 6.31 Разрушение нижних лобовых частей обмотки статора генератора в результате междуфазного КЗ

контактов ВВ около 0,1с. Несмотря на такое непродолжительное действие электрической дуги, разрушения могут быть значительными. На рис. 6.31 показано разрушение обмотки статора генератора при междуфазном КЗ.

При однофазном КЗ возникает ток замыкания на землю, который растекается по определенному закону. При замыкании на корпус (машины, конструкции) на нём возникает потенциал относительно земли.

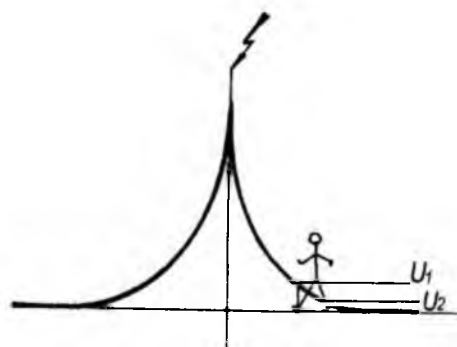


Рис. 6.32 График изменения потенциала (напряжения) относительно земли при растекании тока КЗ на землю

Разность потенциалов U_1 , U_2 – шаговое напряжение

Напряжение шага – это напряжение между двумя точками земли, вызванное растеканием тока замыкания на землю, при одновременном касании их ногами человека (его шаг), отсюда – *шаговое напряжение* (рис. 6.32).

Эта защита является важной и неотъемлемой частью электроустановок, без которых работа их невозможна. Главными требованиями, предъявляемыми к релейной защите являются **надёжность и быстрдействие**. Общее время прекращения горения электрической дуги с момента выявления КЗ складывается из времени действия релейной защиты и времени действия выключателя (отключение). Как мы уже видели выше, собственное время отключения одного из лучших отечественных ВВ составляет 0,04с. Время действия релейной защиты около 0,05÷0,06с, итого: общее время от начала КЗ до момента полного расхождения

Ток замыкания на землю – это ток, стекающий в землю через место замыкания.

Зона растекания тока – это зона, за пределами которой электрический потенциал, возникший в результате замыкания снижается практически до нуля (рис. 6.32).

Напряжением относительно земли при замыкании на корпус называется напряжение между корпусом и зоной нулевого потенциала.

Напряжением прикосновения называется величина, соответствующая разности потенциалов между двумя точками цепи тока, которых одновременно может коснуться человек.

Электроустановки по признаку принимаемых мер безопасности разделяются на:

- электроустановки напряжением выше 1000 В в электрических сетях с *изолированной нейтралью* (с малыми токами замыкания на землю) (рис. 6.33);
- электроустановки напряжением выше 1000 В в электрических сетях с эффективно (*глухо*) заземленной *нейтралью* (большими токами замыкания на землю) (рис. 6.34);
- электроустановки напряжением до 1000 В с *глухозаземленной нейтралью*;
- электроустановки напряжением до 1000 В с *изолированной нейтралью*.

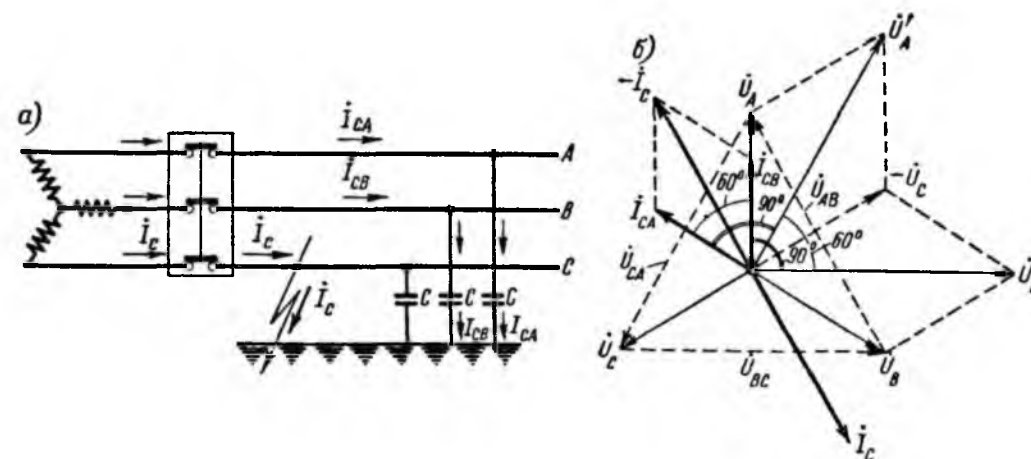


Рис. 6.33 Схема трёхфазной системы с изолированной нейтралью

Показан случай однофазного КЗ на землю фазы С

В электросетях с изолированной нейтралью большую опасность вызывают однофазные КЗ на землю, особенно внутри машин и аппаратов.

В этом режиме возникает, так называемая **перемежающаяся электрическая дуга**, которая периодически гаснет и зажигается вновь. Если установка не снабжена релейной защитой от однофазных замыканий на землю, способной отключить поврежденный участок, то замыкание на землю может быть продолжительным и длиться до тех пор, пока персонал не обнаружит поврежденный участок и не отключит его.

В России с незаземленными нейтральями работают электроустановки с номинальным напряжением до 500 В (кроме осветительных сетей 380/220 В); электроустановки 3-10 кВ при ёмкостном токе однофазного КЗ на землю не более 30 А; и электроустановки 35 кВ при токе КЗ на землю не более 5 А. Такие электроустановки строятся крайне редко.

Глухое заземление нейтралей (рис. 6.34) устраняет возникновение перемежающихся электрических дуг и связанных с ними перенапряжений. В такой схеме нейтральные выводы генераторов и трансформаторов

присоединяются наглухо или через небольшое сопротивление к заземляющим устройствам. Если в такой электроустановке (электрической сети) происходит однофазное КЗ на землю, то эта фаза оказывается короткозамкнутой через землю и ток КЗ вызывает действие релейной защиты и отключение соответствующих выключателей, отсекающих поврежденный участок. В мощных энергосистемах токи КЗ на землю достигают значительной величины, поэтому нейтрали заземляют через реакторы (рис. 6.34б) и дугогасящие катушки.

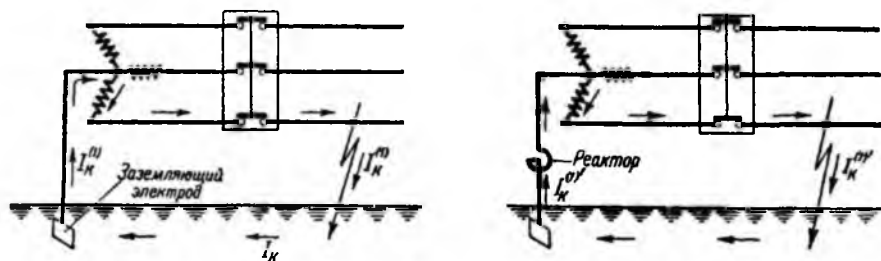


Рис. 6.34 Схема трёхфазной системы с глухо заземленной нейтралью

а) – нейтраль присоединена к земле напрямую; б) – нейтраль заземлена через реактор

Защитное заземление и зануление, а также другие технические устройства и способы применяют для защиты людей как от поражения электрическим током при случайных обстоятельствах, так и для отключения электроустановок с поврежденной изоляцией.

Защитным заземлением какой-либо части электроустановки называется преднамеренное и надёжное присоединение её металлических не токоведущих частей (корпуса машин, поддерживающие конструкции, опоры ЛЭП и т.п.) к заземлителю (рис. 6.30а).

Заземление снижает до безопасного значения напряжение прикосновения человека. Человек может оказаться при повреждении изоляции какого-либо заземленного участка электроустановки (рис. 6.30а) включенным в электрическую цепь параллельно заземлителю. Поскольку сопротивление человека существенно больше, чем заземлителя, то величина тока $I_{\text{ч}}$, протекающего через человека будет безопасной. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 0,5 Ом.

Заземлителями называются металлические элементы (штыри, трубы и т.п.), забиваемые в грунт (электроды), а также полосы, укладываемые в траншеи и прокладываемые в галереях плотин и связанные с металлической арматурой в железобетонных массивах гидротехнических сооружений. Заземлитель в схемах обозначается знаком $\perp$.

Заземляющий контур электроустановки – это совокупность всех заземлителей, имеющих надёжную гальваническую связь между собой (на примере ГЭС заземляющий контур включает в себя: металлическую арматуру и другие металлоконструкции ГТС, заземлители ОРУ и связывающие их между собой специальные металлические коммуникации – сетки, полосы и т. д.).

Занулением называется преднамеренное соединение частей электроустановок, нормально не находящихся под напряжением (рис. 6.30б), с глухозаземленной нейтралью. Зануление применяется в электроустановках до 1000В: в сетях трёхфазного тока с глухозаземленной нейтралью; в сети однофазного тока с глухозаземленным выводом источника; в сети постоянного тока с глухозаземленной средней точкой источника.

В электроустановках с глухозаземленной нейтралью выше 1000 В **сопротивление** заземляющего контура также должно быть **не более 0,5 Ом**.

Для защиты персонала от случайного прикосновения в электроустановках к токоведущим частям предусматривается ряд технических мер, из которых основными являются: ограждения, блокировки электрических аппаратов, установка в РУ заземляющих разъединителей, заземление, защита от электромагнитных полей, предупредительная сигнализация и ряд других.

Для обеспечения безопасной работы в действующих электроустановках по новым правилам введены понятия двух категорий: работы со снятием напряжения; работы без снятия напряжения на токоведущих частях или вблизи их.

До начала работ проводятся главные **технические мероприятия**:*)

- отключение электрических аппаратов, чтобы на готовящемся к работам участке снять напряжение (после чего вывешиваются соответствующие плакаты на приводных устройствах и они закрываются на замок);
- проверяется отсутствие напряжения на участках, где будут проводиться работы, и сразу же за этим накладывается **переносное заземление**.

До начала работ выполняются и специальные **организационные мероприятия****), которые сводятся к тому, что выдаются установленного образца документы (наряды) и соответствующие распорядительные записи (распоряжения), регламентирующие ответственность должностных лиц и рабочих, что должно обеспечить безопасность работающих.

Опасность для человека и оборудования представляют и воздействия: атмосферного электричества, электрических и магнитных полей. Поэтому существуют определённые технические решения, предотвращающие опасное и разрушительное действие грозовых разрядов (грозозащита) и напряженности электромагнитных полей (биологическая защита).

Грозозащита и защита от волн **атмосферных перенапряжений** на ГЭС и **открытых распределительных устройствах (ОРУ)** выполняется в виде **молниеотводов** от прямых ударов молнии и специальных **разрядников**. Разрядники устанавливаются на каждой системе шин ОРУ, а также вблизи трансформаторов. В некоторых случаях разрядники устанавливаются на главных и нейтральных выводах генераторов. Разрядники кратчайшим путём

*) **) – Полный объём организационных и технических мероприятий изложен в Межотраслевых правилах по охране труда (правилах безопасности) при эксплуатации электроустановок.



Рис. 6.35 ОПНИ, установленный на ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

присоединяются к заземляющему контуру (заземляющему устройству).

В последние годы защита электрооборудования от волн атмосферных перенапряжений выполнялась более эффективными аппаратами, нежели разрядниками. Так, впервые в России для Саяно-Шушенской ГЭС были изготовлены промышленные нелинейные **ограничители перенапряжений (ОПН) с резисторами** (сопротивлениями) на основе окиси цинка и аппараты ОПНИ с искровой приставкой (И) (рис. 6.35). Эти аппараты на порядок превосходят нелинейность характеристик материалов, которые применяются в обычных разрядниках. В нижеследующей таблице приводится сопоставление уровня ограничений разрядника 500 кВ и ОПНИ-500 кВ:

В ОРУ и на воздушных ЛЭП 330 кВ и выше при работах в зоне влияния электрического поля ограничивают время пребывания людей в этой зоне.

Наименование параметра	Разрядник типа РВМГ-500	ОПНИ-500
Уровень ограничения коммутационных перенапряжений:		
фаза – земля	$2,5 U_{\phi}$	$1,8 U_{\phi}$
фаза – фаза	$2,9 U_{\phi}$	$1,7 U_{\phi}$
Уровень ограничения атмосферных перенапряжений	$2,7 U_{\phi}$	$2,0 U_{\phi}$

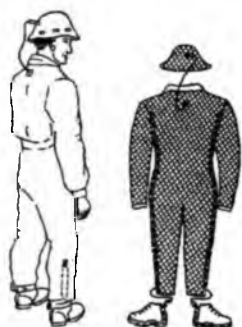


Рис. 6.36 Экранирующий костюм

При напряженности поля от 20 до 25 кВ/м время пребывания не должно превышать 10 мин. При напряженности поля свыше 25 кВ/м пребывание людей без средств биологической защиты запрещено.

Биологическая защита человека представляет собой систему стационарных устройств в виде заземленных тросов, которые подвешиваются в рабочей зоне под токоведущими частями и имеют господствующую высоту над работающими, а также защитные сетчатые козырьки над рабочими местами.

Кроме того, применяются экранирующие люльки (клетки), лестницы с экранами и т.п.

В последнее время для рабочих, занятых на ремонте, широко применяется **экранирующая одежда** (металлизированный проводящий костюм, шлем, ботинки с проводящей подошвой, гальванически связанные между собой, рис. 6.36).

Защита людей должна производиться и от **наведенных напряжений**, возникающих на отключенных участках электроустановок или ЛЭП от влияния, соседствующих токоведущих частей или ЛЭП, находящихся под напряжением.

Более подробно вопросы электробезопасности будут изучаться в специальном курсе.

6.7. Электрические сети; элементы сети, их связь и взаимодействие с гидроэлектростанциями

Уже отмечалось в гл. 1, что технологический процесс электроэнергетического производства делится на три основные взаимосвязанные стадии. Первая – производство электроэнергии (генерация) на электростанциях; вторая – распределение потоков мощности на электростанциях и передача их в электрические сети по ЛЭП с последующим ещё более подробным распределением с помощью распределительных сетей и подстанций; третья – процесс использования электроэнергии потребителями, т.е. преобразование её в другие виды энергии.

Совокупность электростанций, их распределительных устройств, сетевых подстанций и приемников электроэнергии, связанных между собой высоковольтными ЛЭП и электрическими распределительными сетями при общем централизованном оперативном (**диспетчерском**) управлении, как мы уже знаем, носит название – электроэнергетическая система.

Электрической сетью называется совокупность электрических подстанций и линий электропередачи, связывающих электростанции с потребителями. По размерам охватываемой территории различают местные сети, районные сети и электрические сети энергосистем.

Электронергетические системы, связанные по регионально-географическому и экономическому признакам, укрупнены в объединенные энергосистемы – ОЭС с соответствующим диспетчерским управлением (ОДУ). ОЭС, в свою очередь, объединены в ЕЭС России и управляются из единого центра – **централизованного диспетчерского управления (ЦДУ ЕЭС России)**.

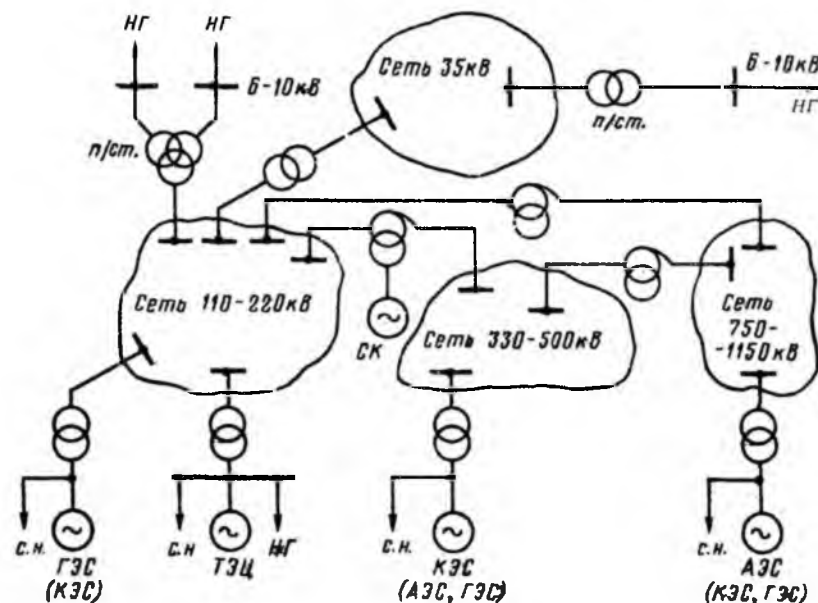


Рис. 6.37 Принципиальная схема электроэнергетической системы

НГ – нагрузка; п/ст – подстанция; СН – собственные нужды;
СК – синхронный компенсатор

Создание ЕЭС России так же, как и других электрообъединений мира, продиктовано необходимостью обеспечения надёжного электроснабжения потребителей при одновременной его экономичности (снижении капиталовложений и эксплуатационных затрат, требуемых для снабжения потребителей электроэнергией).

Вместе с тем, по мере развития ЕЭС (расширения границ, усложнения конфигурации электроэнергетических сетей, повышения установленной мощности и пропускной способности ЛЭП и др.) всё более заметными становятся некоторые особенности функционирования ЕЭС, характерные для крупных объединений. Так, тесная связь и взаимная зависимость многих элементов ЕЭС привели к возможности возникновения так называемых **каскадных аварий**, происходящих обычно при нерасчетных отказах, характеризующихся последовательной перегрузкой и отключением многих элементов системы и нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории. Такие аварии неоднократно имели место в ряде электроэнергетических объединений мира. Развитие ЕЭС сопровождается усложнением структуры электрических сетей, повышением пропускной способности электропередачи, ухудшением (в ряде случаев) электрических и электромеханических характеристик оборудования, увеличением напряженности режимов электроэнергетической системы. При этом существует противоречивая ситуация: повышение пропускной способности (усиление) электрических связей, с одной стороны, обеспечивает большую возможность обмена электроэнергией и взаимопомощи смежных районов при авариях, способствует повышению

статической и динамической устойчивости электроэнергетической системы, а с другой стороны, способствует развитию аварийных процессов, которые при несвоевременной локализации могут охватывать всю систему.

Очевидно, что реализация преимуществ все более широкого объединения на параллельную работу электростанций в составе ЕЭС, с одной стороны, и компенсация возможных негативных последствий развития ЕЭС с другой стороны, возможны лишь при правильно построенной и надёжно работающей **автоматизированной системе диспетчерского управления (АСДУ)** – этим уникальным «инструментом», где широко использованы современные средства вычислительной техники и системы автоматического управления.

Новая политическая структура государственных образований на территории бывшего СССР обусловила изменение экономических взаимоотношений между образовавшимися суверенными государствами, что повлекло за собой изменения в структуре управления.

На базе семи параллельно работающих ОЭС России (Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири и Востока) образовалась ЕЭС России, высшим органом которой стало ЦДУ ЕЭС России. Параллельно с этими ОЭС продолжают работать, имея электрические связи высших напряжений с электроэнергетическими системами стран ближнего и дальнего зарубежья (рис. 6.38).

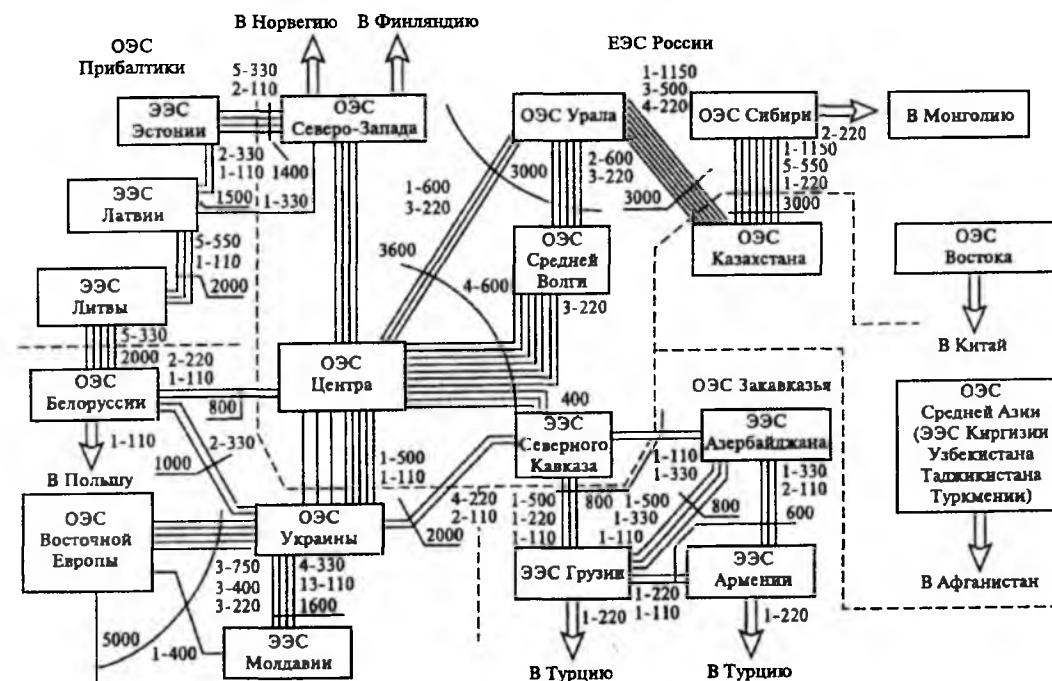


Рис. 6.38 Структура ЕЭС и схема связей высших напряжений между параллельно работающими ОЭС России, а также с электроэнергетическими системами (ЭЭС и ОЭС) союзных государств

(1-5 – число ЛЭП разных уровней напряжения: 110, 220, 330 и т.д., кВ;
1600 и т.д. – суммарная пропускная способность в межсистемном сечении, МВт)

Как правило, ограничения в использовании связей между ОЭС и большинством наиболее важных связей внутри ОЭС определяются условиями статической устойчивости.

Статическая устойчивость электрической системы – это её способность восстанавливать исходное состояние (режим) после *малых возмущений* в режиме электроэнергетической системы. Нарушение статической устойчивости может возникать при передаче больших мощностей через протяженные ЛЭП, при снижении напряжения в узлах нагрузки (приёмников) вследствие дефицита реактивной мощности, при работе электростанций в режиме недовозбуждения генераторов. Основными мерами обеспечения статической устойчивости являются: увеличение напряжения длинных ЛЭП и снижение их индуктивного сопротивления, а также применение автоматического регулирования возбуждения генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных электродвигателей в узлах нагрузки.

Синхронные компенсаторы. Обычно синхронные генераторы рассчитываются таким образом, чтобы они могли генерировать и реактивную мощность. В ряде случаев около крупных промышленных центров оказывается выгодным и единственно возможным вариантом установка не генераторов, а компенсаторов. Это также синхронные машины. Они предназначены исключительно для генерирования реактивной мощности, поэтому носят название – синхронные компенсаторы. Роторы этих машин имеют явнополусное исполнение. Охлаждение машин применяют обычно водородное.

Для ЛЭП, обеспечивающих выдачу мощности крупными электростанциями, а также для ряда транзитных связей определяющими могут быть требования *динамической устойчивости*.

Динамическая устойчивость электрической системы – это её способность восстанавливать после *больших возмущений* режим, близкий к исходному. Нарушение динамической устойчивости наиболее вероятно вследствие КЗ в электрических сетях. Основными мерами по повышению динамической устойчивости являются: быстрое отключение участков электрической сети с коротким замыканием, автоматическое повторное включение ЛЭП, применение других средств **противоаварийной автоматики** (ПА) и быстродействующих систем (регуляторов) возбуждения генераторов – АРВ, а также использование электрического торможения генераторов.

АРВ генераторов обеспечивают автоматическое регулирование напряжения (АРН) в электрической сети. Кроме того, в узловых точках электрических сетей у потребителей АРН обеспечивают трансформаторы с автоматическим регулированием коэффициента трансформации под нагрузкой, а также синхронные компенсаторы и синхронные электродвигатели с автоматически регулируемым возбуждением. АРН обеспечивает требуемое качество электроэнергии (по электрическому напряжению), снижение потерь электроэнергии в сетях, увеличение пропускной способности ЛЭП.

Автоматическое регулирование частоты тока (АРЧ) в электрической сети – следующая важная функция автоматических устройств. АРЧ автоматически поддерживает частоту электрического тока в системе в пределах, допускаемых техническими требованиями и условиями экономичности работы. По ГОСТ снижение частоты тока менее 49,4 Гц не допускается. Устройство АРЧ при отклонении частоты тока от нормы воздействует на турбину через её регулятор частоты вращения и таким образом приводит в соответствие активную мощность генераторов с нагрузкой энергосистемы при сохранении неизменной частоты. Разработаны системы автоматического регулирования, которые одновременно способны поддерживать частоту тока и экономически целесообразное распределение активной мощности между электростанциями энергосистемы.

Если АРЧ не справляется с восстановлением нормального режима в энергосистеме, то включаются устройства **автоматической частотной разгрузки (АРЧ)**, отключающие часть потребителей, а также устройства **специальной автоматики отключения нагрузки (САОН)** по заранее определённой программе.

Автоматическое управление – это процесс управления объектами (устройствами), при котором операции, обеспечивающие достижение заданной цели управления, выполняются системой, функционирующей без вмешательства человека в соответствии с заранее заданным алгоритмом (содержание и последовательность операций).

На развитие и свойства электроэнергетических систем оказали рост единичных мощностей агрегатов электростанций (ТЭС, АЭС и ГЭС), рост удельного веса гидроэлектростанций и необходимость более дальней передачи электроэнергии, что в свою очередь вызвало развитие электрических распределительных сетей и подстанций. Кроме того, возник ряд других проблем, о чём сказано было выше, и которые успешно решались и решаются поныне. В частности, по повышению статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем путём разработки и внедрения регуляторов возбуждения сильного действия генераторов, а также применения АЧР и САОН.

Большие усилия были направлены на защиту оборудования электрических сетей и подстанций от атмосферных перенапряжений путём совершенствования изоляции, разработки и внедрения разрядников и ОПН. Интересен исторический факт из опыта эксплуатации электрических сетей в России в 1929 году, когда 40% всех аварий в сетях составили аварии, вызванные грозовыми явлениями. После принятых мер число грозовых аварий на 1 км длины электрических сетей снизилось в 1940 г. по сравнению с 1934 годом в 14 раз. Этот исторический факт – свидетельство того, насколько важна данная сторона работы специалистов электроэнергетиков в области создания и эксплуатации электроэнергетических систем. Секционирование сетей и сборных шин на подстанциях, применение токоограничивающих и шунтирующих реакторов, распространение схем присоединений с АПВ ЛЭП

и АВР на трансформаторах и сборных шинах подстанций, развернутое направление по разработке систем релейной защиты и противоаварийной автоматики – далеко не полный перечень принципиальных мероприятий, которые находятся сегодня в арсенале у специалистов по проектированию, строительству и эксплуатации ГЭС, электрических сетей и подстанций.

Для повышения пропускной способности ЛЭП и потерь электроэнергии применяются устройства продольной и поперечной компенсации, что в сочетании с регуляторами возбуждения сильного действия генераторов является очень эффективным мероприятием.

Продольная компенсация служит для компенсации индуктивного сопротивления длинных ЛЭП переменного тока, что увеличивает их пропускную способность за счет включения в ЛЭП ёмкостных компенсирующих устройств, обычно батарей конденсаторов. Комплекс батарей вместе со специальными устройствами защиты и изоляционными конструкциями получил название установки продольной компенсации (УПК). Для улучшения распределения напряжений вдоль протяженной ЛЭП и улучшения её КПД сопротивление УПК выбирается не выше 50% индуктивного сопротивления ЛЭП. При большей степени компенсации возникают затруднения в выполнении релейной защиты, чрезмерно увеличивается сила тока КЗ и возрастают уровни внутренних перенапряжений.

Поперечная компенсация есть параллельное включение компенсирующих устройств в схему электрической системы в целях изменения реактивных параметров ЛЭП переменного тока, а также реактивной мощности, потребляемой в системе. В ЛЭП большой протяженности для поперечной компенсации применяют шунтирующие реакторы. Поперечная компенсация в электрических сетях осуществляется при помощи батарей электрических конденсаторов, синхронных компенсаторов и синхронных электродвигателей. Применение поперечной компенсации радикально уменьшает перетоки реактивных мощностей по ЛЭП и связанные с этим потери энергии, способствует поддержанию требуемых уровней напряжения в электрических сетях.

Все вышеприведённые процессы, протекающие в электро-энергетических системах показывают, что они очень тесно связаны с гидроэлектростанциями и во многом от них зависят.

Использованная литература

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под общ. ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семёнова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 648 с., ил.
2. Баптиданов Л.Н., Тарасов В.И. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Т. 1. Л.: Госэнергоиздат, 1952. – 296 с., ил.

3. Брызгалов В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. Красноярск: Сибирский издательский дом «Суриков», 1999. – 560 с., ил.
4. Вольдек А.И. Электрические машины. Л.: Энергия 1974. – 839 с.
5. Высоковольтное аппаратостроение: Сб. научн. тр. М-во эл. техн. пром. Ленинградский з-д «Электроаппарат». Л.: Энергия, 1969. – 359 с., ил.
6. Кацман М.М. Электрические машины. М.: Высш. шк., 2000. – 463 с., ил.
7. Манойлов В.Е. Основы электробезопасности. Изд. 3-е, перераб. и доп. Л.: Энергия, 1976. – 344 с., ил.
8. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: Из-во НЦ ЭНАС, 2001. – 216 с.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России». – М.: СПО ОРГРЭС, 1996. – 288 с.
10. Ревякин А.И., Кошолкин Б.И. Электробезопасность и противопожарная защита в электроустановках. – М.: Энергия, 1980. – 160 с., ил.
11. Электротехнический справочник: 4 т. Т. 1, 2. Общие вопросы. Электротехнические материалы. Электротехнические изделия и устройства. / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.И. Герасимова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 1995. Т. 1. – 440 с., ил.; 1998. Т. 2. – 518 с., ил.

7.1. Общие вопросы проектирования и инженерные изыскания

На самой начальной стадии проектирования необходимо выявить все заинтересованные ведомства и организации в сооружении гидроузла, определить доли капиталовложений каждого участника и получить их согласие на инвестиции данного проекта.

При проектировании ГЭС, в том числе ГАЭС должны быть четко сформулированы конечные цели, достижение которых гарантируется после возведения этих объектов на текущее время и дальнюю перспективу, главными из которых являются:

- обеспечение электроэнергией потребителей с учетом развития энергосистемы;
- решение задач регулирования параметров электрической сети энергосистемы, а также водотока в интересах всех водохозяйственных потребителей;
- сооружения и оборудование должны обеспечить необходимую надежность, безопасность и минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду;
- проектируемые конструкции и оборудование должны соответствовать реальным возможностям строительно-монтажных организаций;
- технические решения должны соответствовать требованиям экономичности.

Проектирование гидроэлектростанций в России регламентируется Системой нормативных документов в строительстве.

К ним относятся: строительные нормы и правила (СНиП); государственные стандарты РФ в области строительства (ГОСТы); своды правил по проектированию и строительству (СП); производственно-отраслевые нормативные документы.

Строительные нормы и правила устанавливают обязательные требования, определяющие цели, которые должны быть достигнуты, и принципы, которыми необходимо руководствоваться в процессе создания строительной продукции. Свод правил устанавливают рекомендуемые положения в развитие и обеспечение обязательных требований СНиП и ГОСТ. Производственно-отраслевые нормативные документы (ВСН - ведомственные строительные нормы, правила, методики, инструкции) распространяются на один или несколько видов строительной продукции (транспортные, мелиорационные, гидроэнергетические и другие сооружения) и детализируют требования СНиП и СП применительно к конкретному типу сооружений.

Каждая крупная гидроэлектростанция представляет собой уникальный природно-технический комплекс. Уникальность каждого водотока, невозможность точного прогноза (предсказания) всех природных явлений, сопутствующих работе ГЭС, условности используемых расчетных моделей,

традиции определенной школы проектирования, возможности и квалификация строительной организации и многие другие факторы приводят к тому, что проекты ГЭС не могут иметь однозначного решения. Например, проектировщики и строители ГЭС во Франции тяготеют к облегченным ажурным конструкциям, а проектировщики и строители России и США – к более массивным и материалоемким конструкциям.

В связи с этим оказывается неизбежным **вариантный метод** проектирования с достаточно подробной разработкой большого числа возможных вариантов, обеспечивающих надежность результатов. Число вариантов может быть очень большим, что приводит к возрастанию объема проектной работы, но помогает получить наилучшее решение – это является главным в проектном деле. При этом внимание должно быть акцентировано на **обеспечении надежности эксплуатации и ремонтпригодности всех конструктивных элементов сооружений и оборудования ГЭС**, и только с учетом этого определяющего критерия для сравнения вариантов должен проводиться экономический анализ.

Рассмотрим схематично, как решаются основные задачи проектирования ГЭС и ГАЭС.

7.1.1. Стадии проектирования

Процесс проектирования крупной гидроэлектростанции проходит обычно в несколько стадий.

Первая стадия – технико-экономическое обоснование (ТЭО) или технико-экономический доклад (ТЭД). Главная задача, которую решает ТЭО – доказать техническую возможность и экономическую целесообразность строительства ГЭС.

Вторая стадия – проектное задание (ПЗ). На стадии ПЗ намечаются основные параметры проектируемого гидроузла, возможные его компоновки, варианты возможных основных сооружений и оборудования, ориентировочные объемы работ и предварительная стоимость гидроузла.

Третья стадия – технический проект (ТП). На стадии ТП окончательно определяется водохозяйственный режим, выбирается тип основных сооружений и оборудования, разрабатываются способы организации и производства работ, составляются перечни необходимых для строительства механизмов и выполняется сметно-финансовый расчет (СФР).

На каждой стадии (ТЭО, ПЗ, ТП) осуществляется экспертиза проекта и его утверждение. После утверждения ТП открывается финансирование строительства в соответствии с СФР, производится отвод территории под строительство, размещаются заказы на оборудование и механизмы, определяется генеральный подрядчик, создается генеральный заказчик – дирекция строящегося гидроузла и открываются строительные работы на площадке. Строительно-монтажные работы ведутся силами генерального

подрядчика и субподрядчиков – строительно-монтажных организаций, специализирующихся на определенном виде работ. Контроль качества, приемка и оплата работ производится заказчиком. Авторский надзор за выполнением проекта осуществляется генеральным проектировщиком.

Четвертая стадия проектирования – рабочие чертежи (РЧ) сопровождает производство строительно-монтажных работ. Ее задача – опережающий (на полгода – год раньше времени возведения) выпуск детальных чертежей отдельных конструкций. По этим чертежам осуществляется строительство гидроузла. Для малых и некоторых средних гидроузлов число стадий проектирования может быть меньшим. Например, проектирование в две стадии – совмещение ТЭО и ПЗ в «эскизном» проекте и совмещение ТП и РЧ в технорабочем проекте.

В состав проектов ГЭС входят:

- описание и анализ природных условий района гидроузла, включая естественный гидрологический режим водотока, этот раздел составляется на основе инженерных изысканий;
- разработка гидрологического и водохозяйственного режима водотока после возведения гидроузла;
- компоновка, выбор типов и материалов сооружений и их оборудования;
- оценка экологических последствий возведения гидроузла и создания водохранилища;
- статические и динамические расчеты сооружений, обосновывающие их устойчивость и механическую прочность;
- гидравлические и фильтрационные расчеты сооружений, обосновывающие типы и размеры водосбросных и противофильтрационных устройств, обеспечивающие фильтрационную прочность сооружений и их оснований;
- разработка методов организации и производства строительных работ, включая организацию пропуска расходов реки в период строительства;
- установление технико-экономических показателей ГЭС, составление сметы расходов и определение сроков строительства.

Проект оформляется в виде топографических карт, чертежей, графиков и пояснительных записок.

Примечания:

1. Выше описана технология проектирования, принятая в бывшем СССР. Технология проектирования постперестроечного периода пока еще не сложилась.
2. Проектирование гидроэлектростанций СССР осуществлялось проектно-изыскательским институтом Гидропроект, имевшим несколько институтов-отделений в различных регионах страны. Наиболее

мощными были Ленинградское, Московское и Среднеазиатское отделения Гидропроекта. Каждое из отделений проектировало гидроэлектростанции преимущественно в определенном регионе. Так, например:

- Ленинградское отделение – на реках Северо-Запада СССР и Кольского полуострова, реках Дальнего Востока (Зея, Бурея) и Сибири (Енисей, Колыма, Вилюй);
- Московское отделение – в бассейне Волги, в Прибалтике, на реке Ангаре;
- Среднеазиатское отделение – на реках Средней Азии – Вахше, Нарыне, Чирчике и т.д.

В 50-е-70-е в различных регионах СССР сложились несколько мощных строительных коллективов, занимавшихся строительством гидроузлов, таких как Братгэсстрой и Красноярскгэсстрой в Сибири, Куйбышевгидрострой и Саратовгэсстрой на Волге, Нарынгидроэнергострой и Таджикгидрострой в Средней Азии и т.д. Сложившиеся в СССР школы проектировщиков и строителей выработали свои приемы проектирования и строительства. Чтобы избежать монополизма в сфере проектирования гидроэлектростанций наиболее сложные сооружения проектировались параллельно в различных отделениях, и на этапах экспертиз проекта из них выбирался наиболее подходящий вариант.

7.1.2. Инженерные изыскания

Важной составной частью проектирования гидроузла являются инженерные изыскания. Инженерные изыскания должны обеспечивать комплексное изучение природных условий района строительства, местных строительных материалов с целью получения данных необходимых для разработки экономически и технически обоснованных проектов с учетом рационального использования и охраны окружающей среды.

На каждой стадии проектирования инженерные изыскания выполняются с различной степенью подробности и подразделяются на изыскания для:

- предпроектной документации (ТЭО, ТЗ);
- изыскания для проекта (ТП);
- изыскания для рабочей документации.

По своей значимости гидротехнические сооружения разделяются на четыре класса капитальности. Объем инженерных изысканий для сооружений первого класса капитальности наибольший. Объем и требования к инженерным изысканиям в строительстве в целом регламентируются СНиП, а также ведомственным нормативным документом, разработанным специально для гидротехнического строительства. В состав инженерных изысканий входят:

- инженерно-геодезические изыскания;
- инженерно-геологические и сейсмологические изыскания;
- инженерно-гидрометеорологические изыскания.

Основу **инженерно-геодезических изысканий** составляет топографическая съемка местности и составление топографических карт. Для этой цели в районе строительства расширяются имеющиеся и создаются новые опорные геодезические сети – системы знаков, координаты которых определены с требуемой точностью. Далее, относительно созданных опорных сетей производятся различные виды геодезических съемок (нивелирование, триангуляция, трилатерация, полигонометрия, светодальномерные измерения, аэрофототопографическая съемка и т.д.). На основе этих съемок составляются топографические карты различных масштабов (для предпроектных проработок, обычно, в масштабе 1: 5000, для проекта – 1:2000, для рабочей документации – 1:1000).

В состав инженерно-геодезических изысканий входят также геодезические работы для изучения опасных геологических процессов: наблюдения за оползнями, карстом, наземная фототопографическая съемка размыва (переработки) берегов рек, озер, водохранилищ.

Методы инженерно-геодезических изысканий изучаются в курсе – «Инженерная геодезия».

Основу **инженерно-геологических и сейсмологических изысканий** составляют:

- проходка горных выработок (канав, шурфов, скважин, шахт, штолен) для установления условий залегания грунтов и распространения грунтовых вод, отбора образцов грунтов для определения их состава и свойств, проведения полевых исследований грунтов;
- полевые исследования грунтов с целью определения их гранулометрического состава и физико-механических характеристик;
- геофизические исследования с целью определения геологического строения вмещающего массива основания гидроузла, состава, состояния и свойств грунтов основания, сейсмического микрорайонирования территории строительства;
- гидрогеологические исследования, включающие установление химического состава грунтовых вод, их агрессивность, определение фильтрационных свойств грунтов.

В состав **инженерно-гидрометеорологических изысканий** входят:

- анализ климатических условий и определение метеорологических характеристик района гидроузла;
- изучение гидрологического режима водотока.

Наряду с проведением изыскательских работ в состав инженерных изысканий входят изучение исторических материалов о природе района гидроузла, свидетельства очевидцев о высоких паводках прошлых лет, анализ инженерных изысканий предыдущих лет.

Инженерные изыскания дают материал о природе района строительства, необходимый для проектирования ГЭС.

Примечание. Следует повторить, что наряду с комплексом указанных выше изысканий, в ближайшем будущем следует ожидать развития социально-экологических изысканий, предшествующих строительству ГЭС. Усилившаяся в последние годы критика экологических последствий возведения ГЭС требует более тщательного изучения влияния ГЭС (и их водохранилищ) на окружающую среду и подготовки благоприятного отношения населения региона к строительству.

7.2. Выбор водохозяйственного режима ГЭС

7.2.1. Естественный гидрологический режим водотока

В п.2.2.2 отмечалось, что естественный гидрологический режим реки изучается с помощью гидрометрических наблюдений и гидрологических расчетов. Независимо от того, будет или не будет построен когда-либо на реке гидроузел, государственная Гидрометеослужба ведет гидрометрические измерения на водомерных постах в отдельных створах многих рек, в частности, производит систематические измерения уровней воды Y в реке, глубин h_i и скоростей течения v_i в нескольких точках ($i = 1, 2, \dots, i$) створа, рис.7.1.

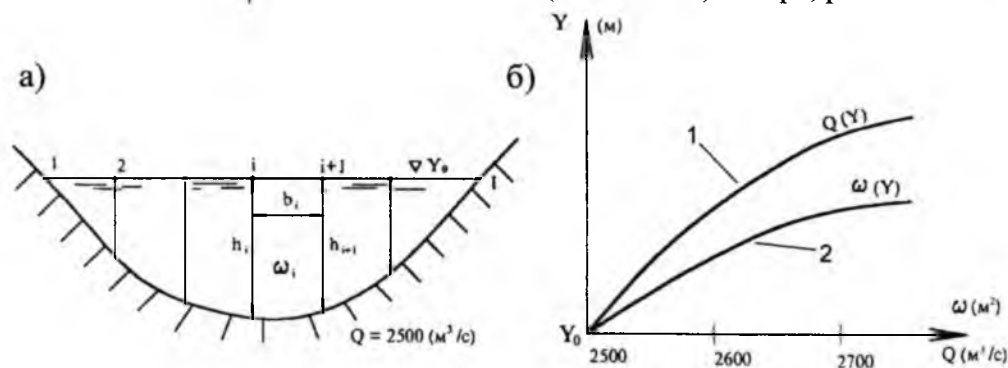


Рис. 7.1 а) поперечное сечение реки;

б) зависимость расхода в створе реки от уровня в реке (1);
зависимость поперечного сечения реки от уровня в реке (2)

Многолетние данные измерений на водомерных постах Гидрометеослужбы в створах, близких к месту возведения будущей ГЭС, используются в качестве данных для анализа гидрологического режима реки при проектировании гидроузла. Число водомерных постов в районе будущего строительства и объем проводимых измерений в период изысканий

увеличиваются. Обычно в новых створах наблюдения ведутся изыскателями проектной организации.

Зная глубины в реке h_i в нескольких точках створа и расстояния b_i между точками измерений i и $i+1$, рис. 7.1, можно определить площадь поперечного сечения реки ω для каждого уровня воды Y и построить кривую площадей поперечного сечения реки ω при различных Y :

$$\omega(Y) = \sum_{i=1}^n [(h_i + h_{i+1}) b_i / 2] \quad (7.1)$$

Смысл формулы (7.1) очевиден из рис. 7.1: это суммарная площадь трапеций ω , на которые разбито сечение реки.

Расход воды в рассматриваемом створе реки Q равен:

$$Q = \omega V, \quad (7.2)$$

где V – скорость течения реки.

Зависимость (7.2) записана в предположении, что скорость течения воды в створе постоянна. В действительности скорость воды в реке меняется, как по глубине, так и по ширине. Нетрудно записать формулу для подсчета расхода и в этом случае. Например, если скорость воды меняется только по ширине и не меняется по глубине, то $Q = \sum \omega_i V_i$.

Зная расходы в реке в различное время, можно построить гидрограф – график изменения расходов воды во времени, см. рис. 2.1. Имея гидрографы за несколько лет наблюдений, с помощью их статистической обработки строится расчетный гидрограф и определяются вероятные значения максимальных расходов различной повторяемости, см. табл. 2.5. Эти данные составляют основу для анализа гидрологического режима реки в рассматриваемом створе в естественных условиях.

7.2.2. Регулирование стока и выбор основных параметров гидроэлектростанции и водохранилища

В п. 2.2.3 отмечалось, что естественный сток реки неблагоприятен для водопотребителей и водопользователей. Например, зимой, когда потребность в электрической энергии возрастает, расходы в реках России минимальные. Поэтому при проектировании гидроэлектростанции первоочередной задачей, решаемой еще на стадии ТЭО, является рассмотрение возможностей регулирования (перераспределения) стока в интересах всех водопользователей и водопотребителей.

Оптимальное регулирование стока является сложной многокритериальной задачей. Требуется выбрать такие параметры гидроузла, чтобы, учтя возможности реки, удовлетворить потребности нескольких водопользователей и водопотребителей при минимальных затратах материальных ресурсов и минимальном ущербе окружающей среде. Прямое решение столь сложной задачи не представляется возможным. Поэтому она решается по шагам, методом последовательных приближений, и качество решения зависит от опыта инженера-проектировщика.

Примечание. К настоящему времени в прикладной математике разработано большое количество процедур принятия оптимальных решений в условиях неопределенности при наличии многих критериев, которым необходимо удовлетворить. Эти процедуры помогают инженеру-проектировщику найти оптимальное решение. Ход рассуждений, приведенный ниже, примыкает к известному методу проб и ошибок. Сущность метода заключается в том, что первоначально делается попытка удовлетворить одному главному критерию. Затем в найденном решении по главному критерию делается «уступка», такая, чтобы удовлетворить в какой-то мере второму по значимости критерию и т.д.

Рассмотрим пример. На первом шаге предположим, что имеются:

- «идеально зарегулированная» река с постоянным расходом $Q = 2500 \text{ м}^3/\text{с}$;
- один водопользователь – ГЭС, целиком использующая всю воду реки для производства электроэнергии, то есть $Q_{\text{гс}} = 2500 \text{ м}^3/\text{с}$;
- природные условия, позволяющие в некотором створе «идеальной» реки возвести ГЭС с максимальным напором $H = 200 \text{ м}$.

Примечания:

1. В качестве расхода для «идеально зарегулированной» реки можно принять среднегодовой расход реальной реки.
2. Условиями, ограничивающими напор до 200 м, могут быть, например, рельеф местности (недостаточная глубина ущелья) или наличие большого города, расположенного на таких отметках, что при напоре выше 200 м город будет затоплен.
3. В рассматриваемом примере среднегодовой расход и напор взяты приближенными к реальным параметрам для Саяно-Шушенской ГЭС.

В рамках принятых предположений, в соответствии с формулами (2.2, 2.3 и 2.4), мощность ГЭС будет:

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_r \cdot \eta_t = 9,81 \cdot 2500 \cdot 200 \cdot 0,98 = 4806900 \text{ (кВт)} \approx 4,8 \text{ (млн. кВт)}.$$

Годовая выработка электрической энергии при этом составит:

$$\mathcal{E} = 365 \cdot 24 \cdot N = 8760 \cdot N \approx 42 \text{ (млрд. кВт·ч)}.$$

Примечания:

1. Выше принято, что произведение коэффициентов полезного действия турбины и генератора $\eta_r \cdot \eta_t$ равно 0,98.
2. Число часов в году равно произведению числа дней (365) на число часов в сутках (24) или $365 \cdot 24 = 8760$.

По данным инженерных изысканий кроме мощности и энергии в рассмотренном примере можно определить такие параметры как уровень нижнего бьефа (УНБ), полный объем V и площадь зеркала Ω водохранилища.

Так как гидрологический режим водотока ниже плотины останется таким же, что в естественном водотоке, то УНБ будет соответствовать уровню Y_0 воды в реке в естественных условиях, который определяется по данным инженерных изысканий, рис. 7.1.

Для определения объема водохранилища – V и площади зеркала – Ω , имея топографическую съемку местности можно построить кривые площадей поверхности воды (зеркала) и объемов водохранилища при различных УВБ = $Y_0 + H$, см. рис. 7.2.

Примечание. На рис. 7.2 за «ноль» УВБ взят Y_0 – уровень воды в нижнем бьефе (в естественном водотоке), то есть «ноль» площади зеркала Ω и объема V соответствует полному отсутствию подпора.

В нашем примере объем водохранилища V и площадь его зеркала (площадь затоплений) Ω будут соответствовать на кривых рис. 7.2 напору (УВБ) равному 200 м или отметке $Y_0 + 200$. Водохранилище «идеально зарегулированной» реки будет иметь постоянный уровень верхнего бьефа равный $Y_0 + 200$.

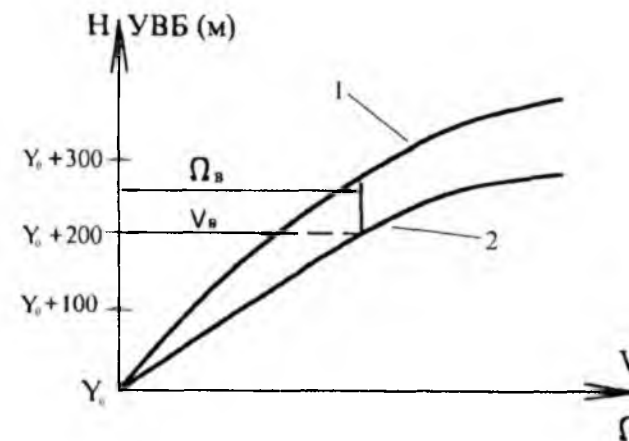


Рис. 7.2 Зависимость объема и зеркала водохранилища от его уровня

1 – кривая объема; 2 – кривая зеркала

Рассмотренная выше идеальная ситуация в действительности не реализуется. Смысл приведенной величины энергии в том, что она задает верхнюю границу величины энергии, к которой можно стремиться, но нельзя превзойти. При заданных постоянных расходе и напоре больше, чем приведенная цифра, энергии не получить.

Рассмотрим более реальную ситуацию, когда сток реки неравномерный, однако, водопользователь один (гидроэлектростанция) и нет никаких ограничений на размеры сооружений и водохранилища, кроме максимально допустимого напора, который, как и в предыдущем примере, примем $H = 200 \text{ м}$. Поскольку напор остался прежним, полный объем водохранилища V в этом примере такой же, как и в предыдущем. На рис. 7.3а схематично

изображен расчетный гидрограф $Q(t)$ реки, пик половодья которой приходится на конец июня и достигает в год средней водности расхода $5000 \text{ м}^3/\text{с}$, а в межень составляет примерно $2000 \text{ м}^3/\text{с}$. Кривая расхода рис. 7.3 такова, что с января по апрель и с октября по декабрь естественный расход ниже требуемого $2500 \text{ м}^3/\text{с}$, а с мая по сентябрь – выше требуемого.

На рис. 7.3а площадь заштрихованных фигур ниже линии АВ задает полезный объем водохранилища – объем воды $V_n = V_1 + V_2$, который необходимо накопить в водохранилище за май-сентябрь, чтобы обеспечить необходимый расход в остальные месяцы года. Очевидно, что эта площадь должна быть меньше или равна площади заштрихованной фигуры, расположенной выше линии АВ. В противном случае приточности в период паводка не хватит на покрытие дефицита воды в межень.

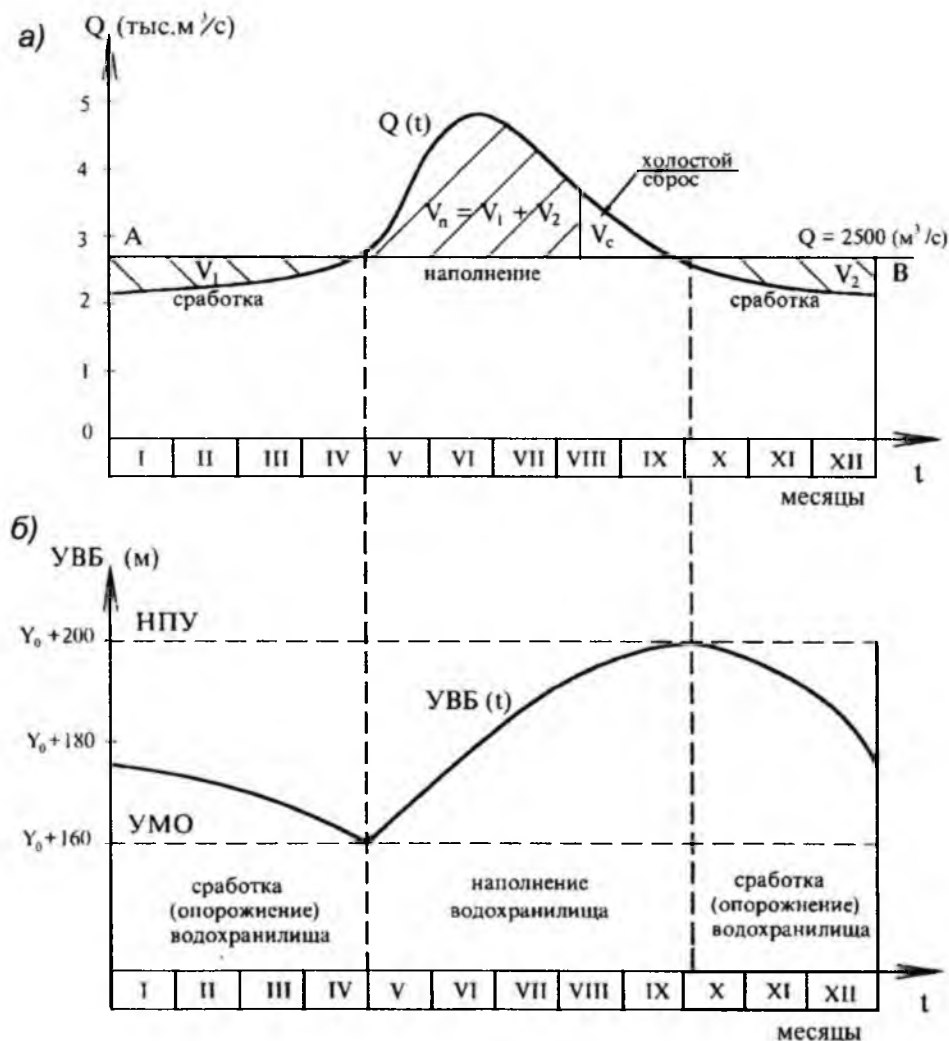


Рис. 7.3 Гидрограф (а) и кривая УВБ (б) к примеру расчета параметров водохранилища

В случае равенства площадей заштрихованных фигур, лежащих выше и ниже линии АВ, не требуется холостых сбросов. Если площадь заштрихованной фигуры, лежащей выше линии АВ, больше площадей заштрихованных фигур, расположенных ниже линии АВ, то разность площадей заштрихованных фигур, лежащих выше и ниже линии АВ определяет объем холостых сбросов за год, а следовательно, позволяет оценить потребность в водосбросных сооружениях.

Зная полный объем водохранилища V_n , его полезный объем V_p , можно по кривой объемов рис. 7.2 определить мертвый объем V_m и соответствующий ему УМО. УМО будет равен ординате Y на кривой объемов рис. 7.2, соответствующей абсциссе объему, равному $V_m = V_n - V_p$.

Таким образом, в рассмотренном примере уровень воды в водохранилище будет меняться от УМО до НПУ и напор достигает своего максимума 200 м только в июне-июле, а в остальные месяцы напор ниже. Очевидно, что в этом случае годовая выработка электрической энергии на ГЭС будет меньше, чем в предыдущем примере, где полный напор 200 м сохранялся все время. Величину мощности и выработки энергии для этого случая нетрудно подсчитать. Разбив годовой интервал, например, на 12 участков по месяцам, сняв с кривых рис. 7.3 среднемесячные напоры H_i и расходы Q_i , можно вычислить среднемесячную мощность $N_i = 9,81 \cdot Q_i \cdot H_i \cdot \eta_g \cdot \eta_t$. Выработка электрической энергии за месяц будет $\mathcal{E}_i = 24 \cdot 30 \cdot N_i$ (здесь $24 \cdot 30$ – число часов в месяце), а годовая, соответственно, составит сумму за 12 месяцев.

Вводя в цепь аналогичных рассуждений дополнительные условия, которым необходимо удовлетворить, можно выбрать такие основные параметры зарегулированного водотока, что будут учтены реальные особенности его гидрологического режима и удастся удовлетворить интересы водопользователей и водопотребителей.

Примечание. Дополнительными условиями, которыми, как правило, удовлетворяют водопользователей при проектировании ГЭС, являются ограничения снизу расходов и уровней верхнего и нижнего бьефов зарегулированного водотока. Например, если река судоходна, то существует такой УНБ на время навигации, ниже которого нельзя опускаться без ограничения на условия судоходства. Если выше створа ГЭС имеются водозаборы для водоснабжения населённых пунктов и предприятий или водозаборы ирригационных систем, то уровни в створах водозаборов не могут быть ниже заданных величин. Эти и другие ограничения приводят к изменениям в режиме регулирования водотока и несколько изменяют величины мощности и выработки электрической энергии ГЭС.

Определив основные параметры зарегулированного водотока, можно перейти к выбору типов и размеров сооружений гидроузла (см. ниже). Зная типы и размеры сооружений, можно подсчитать стоимость энергии и сравнить с другими вариантами получения электроэнергии, например, со стоимостью строительства ТЭС или АЭС в рассматриваемом регионе.

7.3. Выбор типов и размеров сооружений ГЭС

Типы и размеры сооружений назначаются из условий обеспечения их устойчивости, механической и фильтрационной прочности при действии на систему «сооружение – основание» всевозможных нагрузок и воздействий.

7.3.1. Предельные состояния гидротехнических сооружений

После того, как разработана схема регулирования стока с целью выработки электрической энергии и удовлетворения нужд других водопользователей и водопотребителей, обоснована экономическая целесообразность и экологическая безопасность строительства, выбирается тип конструкции гидротехнического сооружения и его основные размеры. Размеры назначаются, исходя из инженерных расчётов устойчивости, механической и фильтрационной прочности сооружения, а также пропускной способности водосбросных и водопропускных сооружений.

Устойчивость сооружения – свойство находиться в равновесии под действием приложенных сил (не сдвигаться и не опрокидываться). **Механическая прочность** материала конструкции и её основания – свойство сопротивляться разрушению (нарушению сплошности). **Фильтрационная прочность** – свойство материалов сооружения и основания сопротивляться выносу и деградации под воздействием фильтрующейся через них воды.

Инженерные расчёты ГТС на прочность и устойчивость проводятся в соответствии с действующими СНиП. Современные СНиП базируются на концепции расчётов гидротехнических сооружений по двум группам предельных состояний.

Предельными называют состояния сооружений, при которых они теряют способность сопротивляться внешним нагрузкам и воздействиям или получают недопустимые повреждения. Задача инженерных расчётов – выбрать такие конструкции и размеры, чтобы не допустить наступления предельных состояний под воздействием нагрузок, регламентированных нормами для сооружений соответствующего класса.

Предельные состояния первой группы – состояния, при которых сооружение становится непригодным к эксплуатации в результате угрозы прорыва напорного фронта из-за:

- потери устойчивости;
- хрупкого или пластического разрушения материала;
- деградации материала под воздействием фильтрующейся воды;
- неконтролируемого перелива воды через гребень из-за недостаточной пропускной способности водосбросных сооружений.

Предельные состояния второй группы – состояния, при которых сооружение непригодно к нормальной эксплуатации из-за:

- недопустимых перемещений и деформаций, образования трещин, раскрытия швов;

- местных нарушений фильтрационной прочности;
- повреждений отдельных элементов конструкции, не приводящих к угрозе прорыва напорного фронта.

Наступление предельных состояний первой группы влечёт за собой необходимость срочного вывода сооружений из эксплуатации. При наступлении предельных состояний второй группы допускается временная (вплоть до устранения неисправностей) эксплуатация сооружений; однако требуется разработка специальных щадящих режимов эксплуатации, а также принятие мер по выявлению и устранению неисправностей.

Чтобы проверить недопущение предельного состояния необходимо:

- знать нагрузки и воздействия на сооружение;
- уметь путём расчёта определить реакцию сооружения на нагрузку (например, вычислить перемещения, деформации и напряжения в сооружении от действия приложенных нагрузок);
- знать несущую способность сооружения (например, знать максимальные деформации, не вызывающие нарушений сплошности – образования трещин);
- сравнить реакцию сооружения на внешнюю нагрузку с несущей способностью.

В СНиП 2.06.01-86 «Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования» проверка записана в форме обобщенного неравенства:

$$\gamma_{lc} \cdot F \leq R \cdot \gamma_c / \gamma_n, \quad (7.3)$$

где в левой части неравенства F – реакция сооружения на **расчётные нагрузки и воздействия**; в правой части R – **расчётная несущая способность** (расчетное сопротивление) материала сооружения или его основания; $\gamma_{lc}, \gamma_c, \gamma_n$ – расчлененная система коэффициентов надёжности (запаса), регламентированная нормами. Первый из перечисленных выше коэффициентов – коэффициент сочетания нагрузок, второй – коэффициент условий работы, третий – коэффициент надёжности по ответственности (назначению) сооружения.

Назначение коэффициентов γ – обеспечить **запас надёжности сооружения**, отдалить регламентированные нормами предельные состояния от реальных предельных состояний. Важнейший из коэффициентов – **коэффициент надёжности** по ответственности сооружения γ_n определяется классом капитальности сооружения, см. таблицу:

Таблица 7.1. Коэффициент надёжности для разного класса капитальности сооружений

Класс сооружения	I	II	III	IV
Коэффициент надёжности	1,25	1,20	1,15	1,10

Примечания:

1. Очевидно, что надёжность сооружения будет ещё выше, если коэффициенты γ будут больше нормативных значений (например, если $\gamma_a = 1,5$). Однако это увеличит стоимость сооружения (например, потребует увеличения толщины плотины). Именно для того, чтобы избежать необоснованных затрат, нормы устанавливают требуемые величины коэффициентов запаса (надёжности).
2. При расчёте устойчивости сооружений под F понимается равнодействующаядвигающих сил (опрокидывающий момент), под R – равнодействующаяудерживающих сил. При проверке прочности под F – понимаются напряжения в сооружении от действия расчётных нагрузок и воздействий, под R – расчётное сопротивление материала (на сжатие, растяжение, срез и т.п.). При проверке фильтрационной прочности под F понимается либо градиент пьезометрического напора, либо скорость фильтрационного потока при расчётных УВБ и УНБ, а под R – допустимый градиент (неразрывающая скорость) для материала сооружения или основания.

Запас надёжности гидротехнических сооружений не ограничивается только коэффициентами γ , входящими в неравенство (7.3), но и системой коэффициентов запаса, отделяющих «реальные» (нормативные) нагрузки и «реальную» (нормативную) несущую способность от соответствующих расчётных величин, фигурирующих в неравенстве (7.3).

При проверке ненаступления предельных состояний, т.е. выполнения неравенства (7.3), используется **расчётная несущая способность** (расчётное сопротивление) материала R , которое определяется как отношение нормативного сопротивления R_n к **коэффициенту надёжности по материалу** γ_m : $R = R_n / \gamma_m$. Если коэффициент надёжности по материалу больше или равен 1, то расчётная несущая способность равна или ниже нормативной, т.е. предусмотрен запас по несущей способности материалов.

Нормативная несущая способность материалов сооружения и его основания R_n устанавливается путём статистической обработки данных лабораторных и натурных испытаний.

Предположим, что нас интересует такой показатель несущей способности материала основания плотины, как коэффициент сухого трения грунта основания (см. ниже). Из этого материала изготавливается серия образцов, которая испытывается по стандартной методике на сдвиг, и для каждого i -го образца находится величина f_i – отношение сдвигающей силы к силе, «прижимающей» образец к поверхности сдвига, в момент, когда образец сдвинулся. По результатам испытаний находят f_{cp} – среднее арифметическое всех f_i . В качестве нормативного значения f_n в этом простом случае принимается величина f_{cp} . Для такого показателя несущей способности бетона плотины как «кубиковая» прочность на сжатие с учётом статистической изменчивости этих свойств материала нормативная несущая способность

материала R_n ниже R_{cp} . Например, при регламентированной строительными нормами обеспеченности (односторонней вероятности) 0,95 несущей способности, нормативная несущая способность на сжатие $R_n = 0,78R_{cp}$.

Нормативные нагрузки P_n на сооружения (перечень их см. ниже) задаются нормами. При проверке ненаступления предельных состояний – выполнения неравенства (7.3) величина F определяется из расчёта не на нормативные, а на расчётные нагрузки. **Расчётные нагрузки** больше нормативных за счёт коэффициентов перегрузки (которые тем больше, чем больше реальная изменчивость данной нагрузки).

Рассмотреть подробно все задачи, решаемые при проектировании, в рамках учебного пособия не представляется возможным.

Примечание. В конце главы приведен перечень некоторых основных СНиП, пособий к ним и учебников, в которых содержится материал, необходимый для практического проектирования ГТС, действовавший на 1 января 2001 года. Нормативные документы пересматриваются раз в несколько лет.

7.3.2. Нагрузки и воздействия на ГТС

Гидротехнические сооружения в процессе их строительства и эксплуатации испытывают меняющиеся во времени различные по природе и продолжительности действия нагрузки и воздействия.

Нагрузки на ГТС подразделяются на постоянные и временные (длительные, кратковременные и особые).

К **постоянным нагрузкам** относят:

- собственный вес сооружений, а также вес основного технологического оборудования (затворов, гидроагрегатов, трансформаторов);
- давление воды на поверхности сооружений со стороны верхнего и нижнего бьефов;
- силовое воздействие воды, фильтрующейся через сооружение и его основание (противодавление);
- вес грунта и его боковое давление, горное давление.

К **временным длительным нагрузкам** относят:

- температурные воздействия в периоды строительства и эксплуатации, характерные для года со средними климатическими условиями;
- давление наносов;
- нагрузки от транспортных средств.

К **кратковременным нагрузкам** относят:

- давление волн и льда;
- снеговые и ветровые нагрузки;
- нагрузки от кранов, судов, плавающих тел.

К особым нагрузкам относят:

- гидростатическое давление, соответствующее форсированному УВБ;
- температурные воздействия для года с экстремальными климатическими условиями;
- сейсмические воздействия;
- динамические воздействия от промышленных взрывов.

Одновременное приложение к сооружению всех возможных нагрузок (например, давление воды при ФПУ и сейсмическое воздействие) крайне маловероятно. Поэтому при проектировании ГТС расчеты их прочности и устойчивости производятся на несколько задаваемых нормами сочетаний нагрузок, вероятность одновременного действия которых за нормативный срок эксплуатации сооружения ощутима. **Основные сочетания** нагрузок соответствуют средним по водности и температуре воздуха условиям. **Особые сочетания** относятся к экстремальным условиям. Полный перечень нагрузок основного и особых сочетаний нагрузок, а также способы определения нагрузок приведены в нормах проектирования.

Как отмечалось в п. 7.3.1, при проектировании расчет производится на действие расчетных нагрузок, которые несколько выше нормативных («реальных»). Ниже рассматривается определение величин нескольких наиболее важных нормативных нагрузок.

Нагрузки подразделяют на поверхностные – сосредоточенные (приложенные к малой площадке), распределенные (приложенные к значительной площади) и объемные (приложенные ко всему объему сооружения).

Вес сооружений является объемной нагрузкой и определяется по их проектным размерам и удельному весу строительных материалов, грунтов основания и воды. Для приближенных расчетов можно принять удельные веса, приведенные в таблице 7.2.

Таблица 7.2. Удельные веса некоторых строительных материалов

Материал	Уд. вес (кН/м ³)	Уд. вес (т/м ³)
Вода	10	1,0
Песок, глина, щебень	15	1,5
Бетон	24	2,4
Известняк, песчаник	25	2,5
Гранит	27	2,7
Кирпич	14-16	1,4-1,6

Гидростатическое давление на водонепроницаемое тело (водопор) является поверхностной нагрузкой, действующей нормально (перпендикулярно) поверхности тела, и его интенсивность $w = \gamma_c \cdot h$, где h – глубина погружения рассматриваемой точки под уровень воды, γ_c – удельный вес воды, рис. 7.13.

Равнодействующая гидростатического давления на вертикальную площадку площадью F направлена горизонтально и равна:

$$P = \gamma_c h_c F, \quad (7.4)$$

где h_c – глубина погружения центра тяжести F .

Гидростатическое давление на цилиндрическую поверхность с горизонтальной образующей (в том числе на плоскую поверхность, наклоненную к горизонту) удобно представлять в виде векторной (геометрической) суммы горизонтальной (P_x) и вертикальной (P_y) составляющих (рис. 7.4).

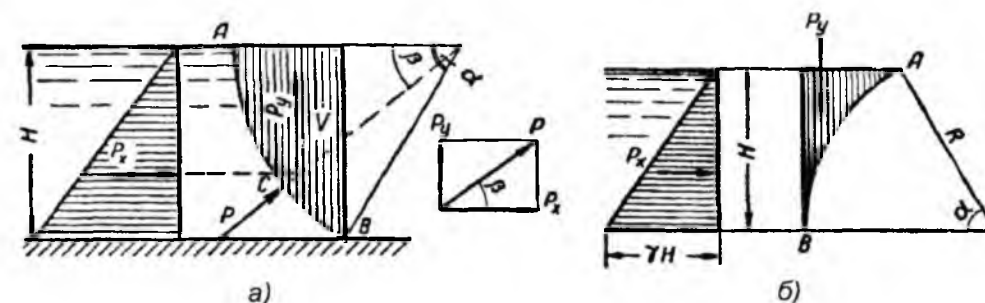


Рис. 7.4 Гидростатическое давление на цилиндрическую поверхность

Горизонтальная составляющая P_x вычисляется по формуле:

$$P_x = \gamma_c h_c F_x, \quad (7.5)$$

где F_x – вертикальная проекция цилиндрической поверхности.

Вертикальная составляющая P_y равнодействующей гидростатического давления на цилиндрическую поверхность равна весу жидкости в объеме V так называемого «тела давления». Тело давления есть объем, ограниченный цилиндрической поверхностью, проекцией ее на плоскость свободной поверхности и вертикальной ее проекцией (рис. 7.4). Если жидкость находится под криволинейной поверхностью, то вертикальная составляющая направлена вверх (рис. 7.4а), если над криволинейной поверхностью – вниз (рис. 7.4б).

Полная сила давления P и угол ее наклона к горизонту β определяются как геометрическая сумма горизонтальной и вертикальной составляющих (рис. 7.4б).

$$P = \sqrt{P_x^2 + P_y^2} \quad (7.6)$$

$$\operatorname{tg} \beta = P_y / P_x \quad (7.7)$$

Воздействие фильтрационного потока на гидротехнические сооружения устанавливается на основе фильтрационных расчетов. Гидротехнические сооружения и особенно их основания не являются водопорами. Вода проникает в тело сооружений и их оснований, просачивается от верхнего бьефа к нижнему (фильтруется) и оказывает силовое воздействие на

сооружение и основание. Фильтрационные расчеты гидротехнических сооружений производятся с целями:

– определения давления фильтрующейся воды на систему плотина–основание; это давление является одной из нагрузок, учитываемых при расчете сооружений на прочность и устойчивость;

– установления градиентов напора и скоростей фильтрационного потока для обеспечения фильтрационной прочности грунтовых сооружений и оснований; градиенты напора и скорости фильтрации должны не превышать предельных (не размывающих) для данного грунта значений;

– определения величины фильтрационного расхода, чтобы оценить потери воды из водохранилища вследствие фильтрации;

– нахождения положения депрессионной (свободной) поверхности фильтрационных вод в земляных плотинах и в примыканиях ГТС к берегам; положение депрессионной поверхности позволяет контролировать работу противофильтрационных и дренажных устройств напорного сооружения.

Фильтрационные расчеты базируются на положениях и методах теории фильтрации.

Грунты, как известно, разделяют на скальные и нескальные (рыхлые). Нескальные грунты обладают большой пористостью. Объемная пористость грунта n определяется как отношения объема пор грунта ω_n к общему объему грунта ω :

$$n = \omega_n / \omega \quad (7.8)$$

Для нескальных грунтов в естественных условиях значения пористости изменяются в небольших пределах; в таблице 7.3 приведена величина пористости для некоторых грунтов.

Таблица 7.3. Значение пористости для некоторых грунтов

Грунт	Пористость
Гравий, песок	$n = 0,30-0,45$
Супеси и суглинки	$n = 0,35-0,50$
Глины	$n = 0,40-0,55$

Скальные грунты обладают малой пористостью: изверженные породы (граниты, гнейсы, диабазы) имеют $n = 0,005-0,01$; осадочные породы (песчаники, известняки) имеют $n = 0,04-0,30$.

В нескальных грунтах фильтрация происходит через поры. В скальных грунтах вода фильтрует, главным образом, через систему трещин. Основной характеристикой фильтрационных свойств скальных грунтов является их трещиноватость, которая численно выражается через линейные, поверхностные и объемные характеристики трещин. Законы движения воды в порах и трещинах различны. Для движения воды в порах характерен **ламинарный**

режим, а для движения воды по трещинам – **турбулентный**. Поэтому различаются и методы фильтрационных расчетов для скальных и рыхлых (пористых) грунтов. Строгая теория фильтрации разработана, в первую очередь, применительно к нескальным грунтам. Бетон, несмотря на свою малую пористость, в фильтрационном отношении может моделироваться в рамках теории фильтрации для нескальных грунтов.

Примечание. В механике жидкостей различают два режима движения:

– ламинарный – траектории движения частиц упорядоченные, движение жидкости слоистое, у краев поток параллелен стенкам (границам);

– турбулентный – движение частиц жидкости беспорядочное; по сложным траекториям; скорость жидкости и ее давление в каждой точке потока хаотически пульсируют; для турбулентного режима вместо реальных потоков рассматривают осредненную модель (Рейнольдса – Буссинеска) и определяют осредненные скорости и напоры.

Английский ученый О.Рейнольдс, который ввел эти понятия, в качестве критерия, определяющего тип движения жидкости вязкости η в трубе диаметра D , предложил безразмерную величину:

$$Re = v D / \eta, \quad (7.9)$$

где $v = 4Q / \pi D^2$ – средняя скорость воды в трубе.

Чем больше Re , тем турбулентнее (хаотичнее) поток. Из 7.9 видно, что турбулентность растет с ростом скорости и уменьшается для вязких жидкостей. Для круглых труб Рейнольдс установил два критических числа $Re_1 = 2300$ и $Re_2 = 4000-100000$. При $Re < Re_1$ – возможен только ламинарный режим, при $Re > Re_2$ – возможен только турбулентный режим.

Вода в грунтах может находиться в различных состояниях (водяной пар, гигроскопическая вода, пленочная вода, свободная вода). Свободная вода, в свою очередь, подразделяется на капиллярную воду, перемещающуюся под действием сил поверхностного натяжения, и гравитационную, перемещающуюся под действием силы тяжести. В теории фильтрации обычно изучается движение гравитационных грунтовых вод. Фильтрация воды в порах происходит под влиянием силы тяжести благодаря наличию разности напоров в различных точках потока фильтрующейся воды.

Основной характеристикой водопроницаемости грунта является коэффициент фильтрации k .

Движение фильтрующихся вод подчиняется известному закону Дарси:

$$Q = k \omega I, \quad (7.10)$$

где Q – расход воды, м³/с; ω – полная геометрическая площадь сечения фильтрующегося потока, м²; I – гидравлический уклон (градиент) фильтрующегося потока (безразмерная величина), равный $\Delta H / L$ (ΔH – потеря напора на длине пути фильтрации L); k – коэффициент фильтрации грунта.

Численное значение коэффициента фильтрации определяют с помощью прибора Дарси. Он состоит из вертикального цилиндра с площадью

поперечного сечения ω , в который на сетку укладывают грунт, высота (длина) части цилиндра, заполненной грунтом, L (путь фильтрации). В цилиндр снизу под давлением H_1 подается вода с расходом Q . Кроме давления воды H_1 на входе измеряется давление H_2 сверху, на выходе воды из цилиндра ($H_1 - H_2 = H$).

Коэффициент фильтрации k определяется как среднее значение величины:

$$k = \frac{QL}{\omega(H_1 - H_2)} \quad (7.11)$$

при разных величинах расхода Q . То есть k для данного грунта численно равен расходу воды, который просачивается через цилиндр из грунта единичной длины и единичного поперечного сечения при поданном на него единичном напоре и имеет размерность см/с (или м/с). Формально из описанного эксперимента коэффициент фильтрации можно определить как для нескального, так и для скального грунта.

Коэффициент фильтрации зависит не только от грунта, но и от фильтрующейся жидкости: чем более вязкая жидкость, тем ниже ее коэффициент фильтрации. Поэтому в общем случае говорят о коэффициенте фильтрации такой-то жидкости через такой-то грунт. В нашей дисциплине речь идет только о воде. Для воды в зависимости от грунта величины коэффициента фильтрации представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4. Значение коэффициентов фильтрации для различных грунтов

Грунт	Коэффициент фильтрации k , см/с
Глина	$<0,00001$
Суглинок	$0,0001-0,00001$
Супесь	$0,001-0,0001$
Песок мелкозернистый	$0,01-0,001$
Песок крупнозернистый	$0,1-0,01$
Скальные породы	$10^{-4}-10^{-9}$

Нижней границей изучаемого фильтрационного потока обычно служит водоупор – поверхность (кровля) водонепроницаемых пород, коэффициент фильтрации которых существенно меньше коэффициента фильтрации вышележащих пород, через которые происходит фильтрация.

В зависимости от вида верхней границы потока различают напорную и безнапорную фильтрацию. К безнапорной относится фильтрация непосредственно через тело сооружения (рис. 7.5), обходная фильтрация в берегах (рис. 7.6). На поверхности безнапорного фильтрационного потока давление постоянное и равно атмосферному. Свободную поверхность безнапорного фильтрационного потока называют поверхностью депрессии (рис. 7.5).

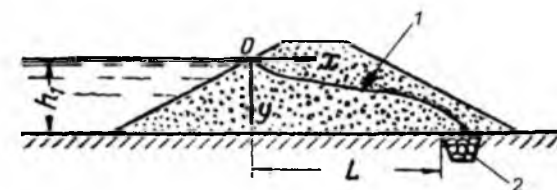


Рис. 7.5 Схема безнапорного фильтрационного потока через однородное тело земляной плотины с дренажем на водонепроницаемом основании
1 – кривая депрессии; 2 – дренажная призма

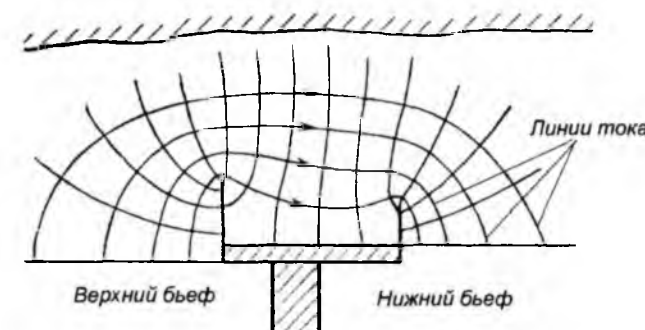


Рис. 7.6 Схема обходного фильтрационного потока

Фильтрацию называют напорной, если на верхней границе потока давление выше атмосферного. Фильтрация под подошвой сооружения является напорной. Фильтрация в трубе типа прибора Дарси – также напорная.

Решение задач безнапорной фильтрации сложнее, так как заранее не известна граница области фильтрации (положение поверхности депрессии).

Основной закон ламинарной фильтрации (закон Дарси). Движение грунтовых вод, как мы видели, происходит по закону Дарси.

Реально фильтрация происходит через поры. Однако, можно мысленно представить себе, что фильтрационный поток заполняет все сечение (и скелет грунта и поры). Скорость такого фиктивного фильтрационного потока v будет:

$$v = Q / \omega \quad (7.12)$$

С учетом (7.12) закон Дарси может быть записан в виде:

$$v = k I \quad (7.13)$$

Реальная скорость течения воды в порах V связана с фиктивной v :

$$V = n v, \quad (7.14)$$

где n – пористость, см. (7.8).

Примечание. Закон Дарси справедлив для случая ламинарной фильтрации в мелкозернистых грунтах (песках, супесях, глинах). В крупнозернистых грунтах (галечниках, трещиноватых скальных породах,

каменно-набросных массивах) скорость фильтрации пропорциональна градиенту напора в степени меньшей единицы, а при достаточно больших скоростях может иметь место зависимость $v = kI$.

Закон Дарси, как в форме (7.10), так и в форме (7.13), не позволяет решить задачу фильтрации, так как представляет собой одно уравнение, содержащее два неизвестных – скорость v (напор H) и градиент I . Поэтому для получения основных уравнений теории фильтрации закон Дарси необходимо дополнить еще одним фундаментальным законом механики – законом сохранения массы (уравнением неразрывности потока).

Основное уравнение теории ламинарной фильтрации. Прежде чем записать основное уравнение, перейдем к трехмерной постановке задачи. Выше рассматривался одномерный случай – длинная труба, где скорость v и градиент I менялись только по длине трубы и трактовались как скаляры. В общем случае фильтрационный поток трехмерный, напор H в каждой точке потока свой, его градиенты по разным направлениям разные – $\partial H/\partial x$, $\partial H/\partial y$, $\partial H/\partial z$; скорость v – вектор, имеющий три компоненты (проекции) v_x , v_y , v_z .

Здесь и далее все рассматривается в неподвижной декартовой системе координат.

В трехмерной постановке для изотропного грунта закон Дарси имеет вид:

$$v_x = k \partial H/\partial x, v_y = k \partial H/\partial y, v_z = k \partial H/\partial z \quad (7.15)$$

Закон сохранения массы (неразрывности потока) для несжимаемой жидкости приведем без пояснений:

$$\partial v_x/\partial x + \partial v_y/\partial y + \partial v_z/\partial z = 0 \quad (7.16)$$

Подставляя закон Дарси (7.15) в закон сохранения массы (7.16), получим основное уравнение теории ламинарной фильтрации:

$$\frac{\partial^2 H}{\partial^2 x} + \frac{\partial^2 H}{\partial^2 y} + \frac{\partial^2 H}{\partial^2 z} = 0 \quad (7.17)$$

Уравнение (7.17) носит имя Лапласа. Таким образом, гидродинамический напор H в ламинарном фильтрационном потоке несжимаемой жидкости должен удовлетворять уравнению Лапласа (является гармонической функцией).

Выше рассматривалась фильтрация в среде, у которой коэффициент фильтрации не зависит от направления движения потока (нет напластований) – изотропная среда (одинаковые свойства по всем направлениям), а также коэффициент фильтрации одинаков для всей среды, т.е. однородная среда. Очевидно, что, повторив те же рассуждения, полагая, например, что коэффициент фильтрации k разный по разным направлениям (k_x , k_y , k_z), можно получить уравнение фильтрации для неоднородной анизотропной среды.

Уравнение (7.17) – дифференциальное уравнение в частных производных. Для его решения надо поставить граничные условия, то есть

задать на границах области значения напора H или его первых производных (градиентов). Сформулируем два наиболее важных типа граничных условий применительно к плотинам:

$$\text{условие Дирихле – на границе } \Gamma_1 \text{ задан напор } H_0; \quad (7.18)$$

$$\text{условие Неймана – на границе } \Gamma_2 \text{ задано, что } \partial H/\partial n = 0, \quad (7.19)$$

здесь n – нормаль к границе.

Пусть рассматривается плоская задача напорной фильтрации в основании водонепроницаемой плотины (рис. 7.13). Для этого выделим в основании фрагмент достаточно крупных размеров $MNPQ$ (расстояния BN , AM , MP в 2-3 раза больше размера подошвы плотины AB). Тогда расчетная область для задачи фильтрации – прямоугольник $MNPQ$, на границах которого ставятся следующие условия:

на линии AM – задано давление верхнего бьефа H_0 на дно водохранилища, на линии BN задано давление нижнего бьефа H_n на дно реки (условия Дирихле);

на остальных частях контура – водоупор (линии PQ , AB , MP , NQ), вода движется параллельно границе (граница есть линия тока), то есть нормальная составляющая скорости фильтрации равна нулю – условие Неймана.

Два-три десятилетия назад решение задачи фильтрации, описываемой уравнением (7.17) и граничными условиями (7.18), (7.19) в двумерной (а тем более в трехмерной постановке), было сложной задачей. Решение каждой частной задачи было событием. В России (СССР) сложился ряд научных школ, занимавшихся решением задач фильтрации. К Ленинградской школе принадлежали акад. Н.Н. Павловский, проф. В.И. Аравин, С.Н. Нумеров, Р.Р. Чугаев, в Москве задачами фильтрации занимались акад. П.Я. Полубаринова-Кочина, проф. М.М. Гришин, В.П. Недрига, А.А. Угинчус и др. К настоящему времени, в связи с развитием численных методов решения краевых задач и вычислительной техники, решение задач ламинарной фильтрации не представляет проблемы. В распоряжении проектировщиков имеется обширный набор промышленных конечно-элементных программных комплексов, с помощью которых уравнение (7.17) решается численно. В результате решения определяется величина напора H в ряде точек фильтрационного потока.

Силовое воздействие фильтрационного потока на гидротехническое сооружение. Зная напор H , можно определить силы его воздействия на сооружение.

Выше отмечалось, что для водонепроницаемых материалов (водоупоров) давление воды – поверхностная нагрузка и приводились формулы для ее вычисления.

В теории фильтрации пористых сред силовое воздействие фильтрующейся воды проявляется как объемная нагрузка, интенсивность которой численно равна градиенту напора и противоположна по направлению:

$$q_x = -\partial H/\partial x, q_y = \partial H/\partial y, q_z = \partial H/\partial z \quad (7.20).$$

Реальные грунт и бетон – “отчасти водоупор”(скелет), отчасти поток жидкости (поры, трещины). Для реальных грунтов и бетона введен специальный эмпирический коэффициент α_2 , учитывающий пористость грунта: чем больше пор, тем больше коэффициент. Этот коэффициент в нормах проектирования плотин носит название коэффициента эффективной площади противодействия. **Противодавлением** называют давление потока фильтрующейся воды на подошву сооружения. На рис. 7.7 представлена эпюра фильтрационного давления для плоского флютбета с дренажем (эпюра – графическое изображение изменения фильтрационного давления).

Материал считается водоупором, если для него $\alpha_2 = 0$.

Для сильнопористых материалов (крупнообломочных, крупнозернистых песков, сильнотрещиноватых полускальных грунтов) принимается $\alpha_2 = 1$.

Для глинистых грунтов, а также в сжатых зонах бетона и скального основания принимается $\alpha_2 = 0,5$.

С учетом введенного коэффициента давление воды на сооружения складывается из:

- поверхностной нагрузки на наружные грани плотины равной $(1-\alpha_2)\rho$, где ρ – интенсивность давления на водоупор,
- объемной нагрузки с компонентами интенсивностью $\alpha_2 q_x, \alpha_2 q_y, \alpha_2 q_z$, (сравните с (7.20)).

Во многих случаях, например, при расчетах устойчивости плотин всех классов, расчетах прочности плотин с экраном на напорной грани, расчетах прочности бетонных плотин на нескальных основаниях принимается $\alpha_2 = 0$, то есть сооружение считается водоупором.

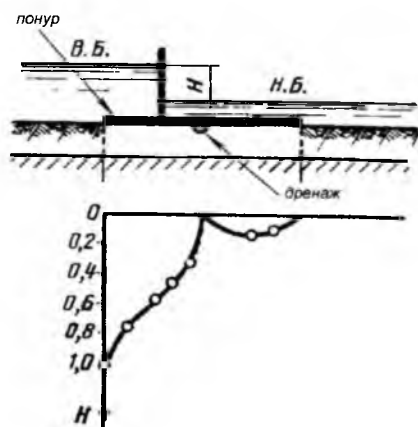


Рис. 7.7 Схема плоского флютбета с дренажем и эпюра фильтрационного давления на флютбет

Противофильтрационные устройства включают в себя такие конструктивные элементы как:

- понуры – водонепроницаемые экраны из суглинка, глины или железобетона, укладываемые на дно водохранилища в непосредственной близости от сооружения (рис. 7.7);
- зубья – заглубления сооружения в основание вблизи граней плотины,
- экраны различных конструкций, располагающиеся на верховой грани или внутри напорных сооружений (рис. 7.8 а);
- ядра из водонепроницаемого материала (рис. 7.8 б);
- цементационные завесы в основании (рис. 8.9) или шпунтовые завесы (стенки);
- уплотнения (шпонки) в швах.

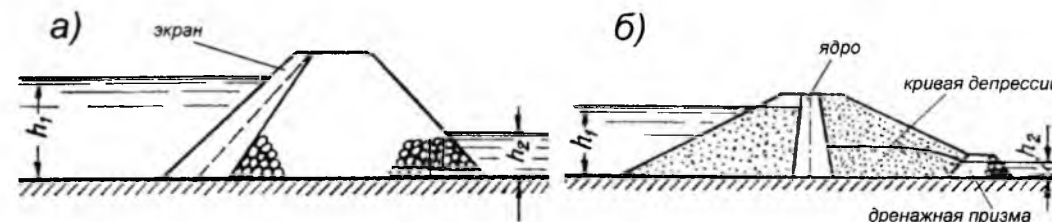


Рис. 7.8 а) схема экрана на верховой грани каменно-набросной плотины; б) схема ядра из суглинка в земляной плотине

Противофильтрационные устройства предназначены для создания преград фильтрационному потоку и снижения напоров за счет удлинения пути фильтрации. Некоторые из перечисленных конструктивных элементов приведены в главе 3.

Дренажные устройства располагаются ниже по движению потока в непосредственной близости от противофильтрационных устройств. Они предназначены для сбора воды, профильтровавшейся через противофильтрационные устройства, и организованного их отвода из тела сооружения. Чаще всего дренажные устройства представляют собой систему разгрузочных скважин и лотков, в которые собирается профильтровавшаяся вода (рис. 7.5, 7.7, 7.8, 7.9). **Температурные воздействия на гидротехнические сооружения.** Гидротехнические сооружения работают в сложных температурно-влажностных условиях, изменяющихся во времени.

Колебания температур в сооружениях происходят из-за взаимодействия сооружения с внешней средой (воздухом, водой), температура которой меняется, а также в результате внутренних процессов в теле сооружения, обусловленных такими явлениями, как разогрев бетонной кладки при ее твердении из-за экзотермии цемента, набухания, усадки, промораживания материала сооружения при взаимодействии с внешней средой и т.д.

Для оценки влияния температур на состояние ГТС необходимо уметь находить численные значения температур в любой точке системы сооружения

– основание в любой интересующий момент времени. Иными словами, необходимо уметь решать основную задачу теории теплопроводности: определять температуру в сооружении и основании, зная изменения температур на внешних поверхностях, контактирующих с внешней средой (воздухом, водой) и тепловыделение (экзотермию) цемента при его гидратации, вызывающее внутренний разогрев бетона.

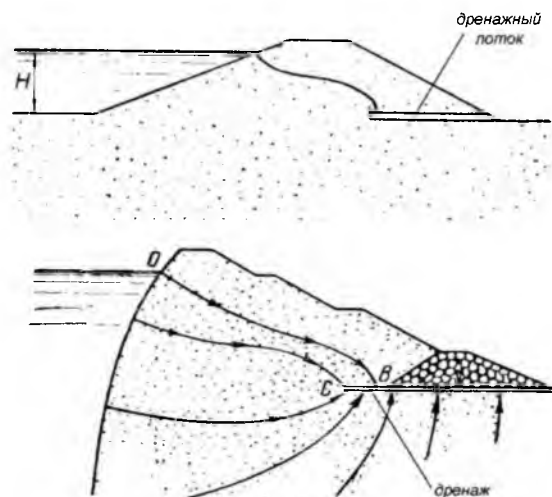


Рис. 7.9 Схемы фильтрационного потока в однородной земляной плотине на водопроницаемом основании

Постановку и решение основной задачи теории теплопроводности рассматривать не будем. Для инженеров-практиков решение этой задачи так же, как и решение задачи фильтрации, производится с помощью имеющихся в распоряжении инженера-проектировщика промышленных программных комплексов, реализующих разностные и вариационно-разностные схемы решения краевых задач. Здесь же, полагая, что задача теплопроводности решена, рассмотрим некоторые аспекты влияния температурных воздействий на бетонные и грунтовые гидротехнические сооружения.

Примечание. В России в настоящее время в практике проектирования широко используются конечно-элементные программные комплексы COSMOS/M и MARC, разработанные в США.

Влияние температурных воздействий на бетонные сооружения принято рассматривать, разделяя на два периода – строительный и эксплуатационный (рис. 7.10).

Температурный режим строящегося массивного бетонного сооружения в значительной степени определяется температурным разогревом бетона при твердении цемента и последующим остыванием его. Общее количество тепла, выделяемое при гидратации цемента в зависимости от рода и марки цемента,

изменяется в пределах 30-80 ккал/кг. Максимум тепловыделения достигается через 10-12 часов после затворения бетона. До 90% тепла выделяется в первые 6-7 дней после укладки бетона в блок. Подъем температуры бетона из-за этого может достигать 20-40° и более.

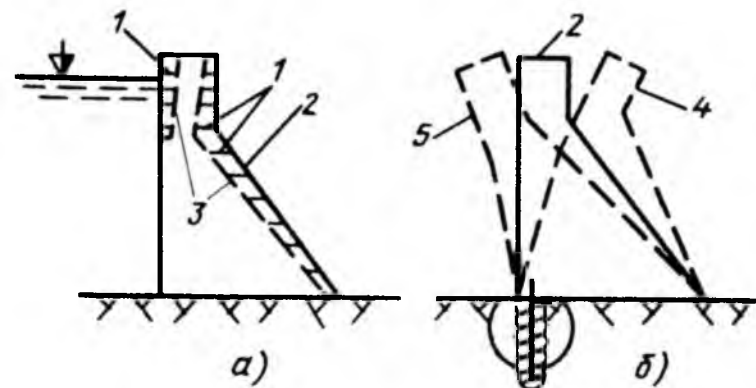


Рис. 7.10 Температурные деформации гравитационной плотины в эксплуатационный период:

а) раскрытие строительных швов; б) перемещения плотины; 1 – зоны раскрытия строительных швов; 2 – первоначальное расчетное сечение; 3 – расчетное сечение воспринимающее нагрузку в период низкой температуры тела плотины; 4 – положение гребня, которое стремится занять плотина при остывании низовой грани зимой; 5 – то же летом

Известно, что свободное равномерно нагретое тело удлиняется (увеличивается в объеме). Для бетона коэффициент линейного расширения $\alpha = 10^{-5}$, то есть свободный образец бетона длиной $L = 1$ м, нагретый на 1° , удлинится на величину $\Delta L = 10^{-5}$ м. Для определенности будем считать, что гидротехническое сооружение возводится блоками. В гидротехническом сооружении бетонный блок не может деформироваться свободно, его деформации стеснены соседними блоками и заделкой в основание. Разогрев бетонного блока неравномерный, в ядре блока, откуда затруднен отток тепла, температуры выше. В неравномерно нагретом защемленном в основании блоке возникают растягивающие напряжения, которые приводят к трещинообразованию в бетоне в период строительства сооружения. Главная задача, решаемая теплофизическими расчетами в период возведения бетонных сооружений – обеспечить такой температурный режим, который не приводил бы к образованию трещин.

Задачи, которые необходимо решать для построения полей температур и реакции сооружения на их изменения в период строительства, весьма сложны. Их сложность обусловлена двумя основными факторами. Во-первых, они сложны в своей постановке, так как корректно прогнозировать реальную последовательность возведения сооружения практически невозможно. Во-вторых, они сложны математически, это нестационарные трехмерные задачи

теплопроводности и термоупругости, в которых необходим учет **ползучести бетона** (ползучесть (крип) бетона – медленное нарастание во времени пластических деформаций под действием нагрузки, чем «моложе» бетон, тем выше его ползучесть).

Примечание. Используемые выше такие понятия, как деформация, ползучесть, термоупругость будут пояснены в п. 7.3.3.

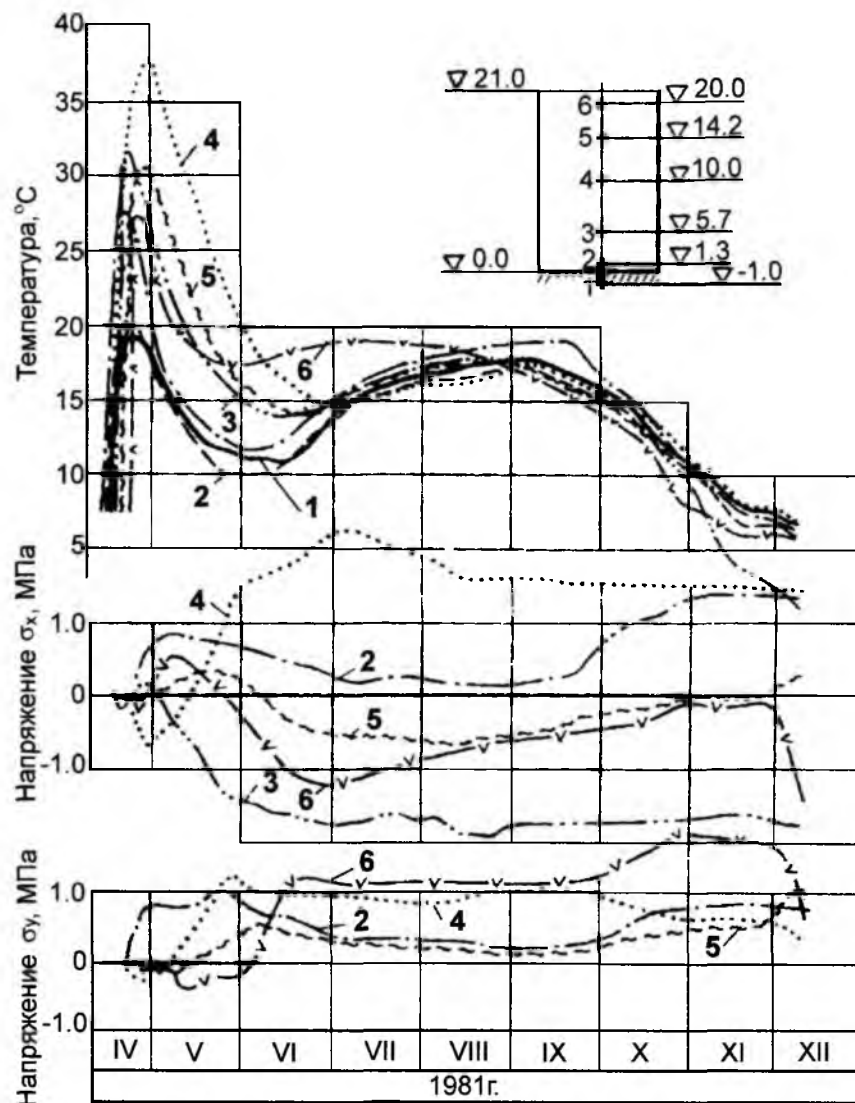


Рис. 7.11 Результаты натурных наблюдений при укладке бетона высокими блоками на плотине Саяно-Шушенской ГЭС: 1–6 номера измерительных точек и кривые соответствующих измерений

Учитывая сложность расчетов термонапряженного состояния на крупных бетонных плотинах, как правило, проводятся натурные исследования

в период производства работ. Так, при сооружении арочно-гравитационной плотины Саяно-Шушенской ГЭС были проведены исследования возможности применения высоких блоков бетонирования до 24 м против в среднем высотой 6 м. Исследования показали, что для получения температур, при которых обеспечивается допустимое термонапряженное состояние блоков, необходимо в приконтактной зоне укладывать змеевики трубного охлаждения с шагом по высоте 1,0 м и с шагом в плане 0,5 (1,0 × 0,5), в средней зоне от (1,0 × 1,0) до (1,5 × 1,0) и в верхней зоне блока от (1,5 × 1,5) до (1,5 × 3,0). Изменение температуры и напряжений в одном из исследуемых блоков представлено на рис. 7.11.

Для регулирования температурного режима бетона в строящемся гидротехническом сооружении в проектах предусматривают ряд технологических приемов, в том числе:

- подогрев (зимой) и охлаждение (летом) воды и инертных (песка, гравия), используемых для приготовления бетонной смеси;
- искусственное трубное охлаждение бетонной кладки;
- электропрогрев блоков бетонирования;
- использование утепленной опалубки;
- бетонирование в шатрах и т.д.

По прошествии 1-2 лет после укладки бетона гидратация цемента затухает, и температурный режим сооружения, в основном, начинает определяться сезонными колебаниями температур окружающего воздуха. Мгновенные значения температур воздуха имеют случайный труднопредсказуемый характер. Однако быстро изменяющиеся мгновенные и среднесуточные колебания температур не оказывают ощутимого влияния на состояние массивных гидротехнических сооружений, так как не проникают глубоко в сооружение. Средние температуры (среднедекадные, среднемесячные) носят циклический достаточно хорошо предсказуемый характер. Именно среднедекадные и среднемесячные колебания температур воздуха оказывают влияние на состояние сооружения.

Обычно среднемесячные колебания температур представляются в виде гармонической функции с периодом 1 год, например вида:

$$T_{\text{возд}} = T_{\text{ср}} + A \sin(\pi t/6 + \varphi), \quad (a)$$

где $T_{\text{возд}}$ – среднемесячная температура, $T_{\text{ср}}$ – среднегодовая температура воздуха, t – время в месяцах, отсчитываемое от 1 января текущего года ($0 < t < 12$, например, для даты 06.05 – четыре месяца и 6 дней $t = 4 + 6/31 = 4,19$), A – амплитуда колебания температуры, φ – сдвиг фазы колебаний относительно начала отсчета времени. Значения величин $T_{\text{ср}}$, A , φ определяются по данным метеорологических измерений температур воздуха; в таблице 7.5 приведены среднемесячные температуры воздуха в створе Саяно-Шушенской ГЭС за несколько лет.

Таблица 7.5. Среднемесячные температуры воздуха в створе Саяно-Шушенской ГЭС в течение 4 лет

Месяц	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
I	-8,3	-13,4	-10,2	-13,2
II	-5,7	-6,1	-5,6	-6,2
III	-1,3	-3,1	-9,5	-0,1
IV	5,2	4,2	4,4	5,0
V	11,3	12,5	10,9	14,0
VI	15,3	16,9	15,9	16,0
VII	20,5	17,5	19,8	20,9
VIII	16,5	16,6	18,6	16,4
IX	9,7	10,0	11,8	9,6
X	3,3	6,6	5,9	4,6
XI	-4,3	-3,9	-4,5	-3,3
XII	-6,3	-8,0	-4,5	-5,2

Выберем параметры зависимости (а) по данным таблицы «на глаз», не прибегая к статистической обработке. Как видно из таблицы, во все годы минимум среднемесячных температур воздуха приходится на январь ($t=1$) и составляет примерно -11° , максимум приходится на июль ($t=7$) и составляет примерно $19,5^\circ$. Отсюда размах (двойная амплитуда) колебаний температур составляет $19,5+11 \approx 30^\circ$. Средняя температура за все 48 месяцев, приведенных в таблице, равна примерно 5° . Следовательно, для (а) можно принять, что $T_{cp} = 5^\circ$, $A=15$, сдвиг по фазе φ должен быть таким, чтобы минимум синусоиды (-1) достигался при $t=1$ или максимум ее ($+1$) достигался при $t=7$. Легко видеть, что таким значением будет, например, $\varphi = 2\pi/3$, так как $\sin(\pi/6 + 2\pi/3) = -1$.

Таким образом, «прикидка» по данным натурных наблюдений за среднемесячными температурами в течение четырех лет дает следующую зависимость:

$$T_{возд} = 5 + 15 \sin(\pi t/6 + 2\pi/3) \quad (б)$$

Можно убедиться, что зависимость (б) с точностью $\pm 2,5^\circ$ позволяет найти среднемесячную температуру.

Тепло (холод) медленно проникает в массив, и температура бетона в массиве отстает по фазе от температуры воздуха: если воздух самый холодный в январе, то бетон на глубине самый холодный в марте-апреле. Естественно, что на глубине размах сезонных колебаний температур меньше.

Представление о том, как меняется со временем t и с глубиной X в бетонном массиве температура, если температура его поверхности меняется согласно (б), дает зависимость:

$$T_{бет} = 5 + 15 e^{-0,3x} \sin(\pi t/6 + 2\pi/3 - 0,3x) \quad (в)$$

Величину $Z_{ap} = -0,3x$ назовем запаздыванием, а величину $Z_{at} = e^{-0,3x}$ назовем затуханием. Величины Z_{at} , Z_{ap} для точек массива бетона, отстоящих от поверхности на глубину до 10 м, приведены ниже в таблице 7.6.

Таблица 7.6. Запаздывание и затухание температурной волны в массиве бетона

$X(м)$	0	0,360	0,760	1,500	2,000	3,000	4,000	5,000
Z_{at}	1,000	0,898	0,796	0,638	0,549	0,407	0,302	0,223
Z_{ap}	0	0,108	0,228	0,450	0,600	0,900	1,200	1,500

Как видно из таблицы на глубине 5 м температурная волна запаздывает на 1,5 месяца, то есть минимум температуры придется на $t = 2,5$ (15 марта), а ее величина при $T_{cp} = 0$ будет составлять 0,223 от минимума на поверхности.

Примечание. Формула (в) есть решение квазистационарной задачи теплопроводности для полубесконечного бетонного массива, на границе которого температура задана зависимостью (б). На рис. 7.12 представлено квазистационарное температурное поле русловой части плотины Саяно-Шушенской ГЭС.

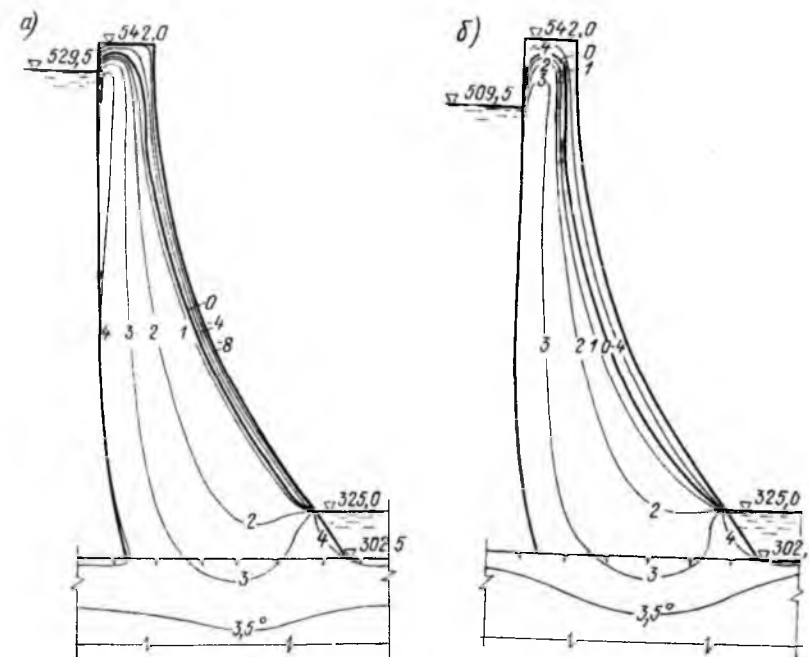


Рис. 7.12 Квазистационарное температурное поле русловой части плотины Саяно-Шушенской ГЭС: а) на 31 января; б) на 31 марта

Неравномерный нагрев (остывание) тела бетонной плотины от колебаний среднемесячных температур в период ее эксплуатации вызывает

дополнительные перемещения и напряжения, складывающиеся с перемещениями и напряжениями от статических нагрузок (рис. 7.17). Кроме того, проникновение в тело плотины отрицательных температур вызывает столь существенное уменьшение объема бетонной кладки, что происходит раскрытие швов бетонирования вблизи низовой грани, соприкасающейся с наружным воздухом. При проектировании массивных бетонных гидротехнических сооружений (плотин) эти дополнительные перемещения и напряжения обязательно учитываются.

Влияние температурных воздействий на грунтовые сооружения. На работу грунтовых сооружений, в основном, влияет воздействие отрицательных температур. Промораживание грунта приводит к пучению глинистых грунтов, снижению прочности грунтов при оттаивании. Промерзание (оттаивание) приводит к значительному изменению фильтрационных характеристик грунта и меняет положение кривой депрессии. Так при промерзании водонасыщенной низовой грани земляной плотины происходит подъем депрессионной поверхности, возможен выход фильтрующейся воды на низовой откос, образование наледей и оползание откоса при оттаивании.

Влияние температурных воздействий на основания гидротехнических сооружений. Особенно большое влияние температурные воздействия оказывают на основания сооружений в зоне вечной мерзлоты, так как образование водохранилища приводит к оттаиванию грунтов. Возникновение талика (зоны оттаивания) приводит к резкому изменению фильтрационных и прочностных свойств основания.

7.3.3. Устойчивость гидротехнических сооружений

Наиболее трудоемким элементом инженерных расчетов при проверке выполнения критериального соотношения (7.3) является определение величины F – реакции сооружения на внешние нагрузки и воздействия. Собственно они являются расчетами сооружений на устойчивость, механическую и фильтрационную прочность.

Известно, что все тела имеют дискретную структуру и состоят из отдельных частиц – молекул. Размер молекул очень мал. Например, в одном кубическом сантиметре воздуха содержится $2,687 \cdot 10^{19}$ молекул. Гидротехнические сооружения имеют размеры в десятки и сотни метров. «Уследить» за поведением такого количества молекул невозможно, поэтому для оценки прочности и устойчивости гидротехнических сооружений используются упрощенные модели для твердых тел и жидкостей, игнорирующие их молекулярную структуру.

Устойчивость – это свойство сооружения находиться в равновесии под действием приложенных сил (не сдвигаться и не опрокидываться).

На описательном уровне проверка устойчивости заключается в следующем:

– внешние силы (как активные, так и реактивные), действующие на сооружение, делятся на две группы – сдвигающие (опрокидывающие) и удерживающие;

– для обеспечения устойчивости необходимо, чтобы равнодействующая сдвигающих (опрокидывающих) сил была меньше максимально возможных удерживающих.

При оценке устойчивости ГТС используется простейшая модель абсолютно твердого тела. Абсолютно твердое – это такое тело, которое ни при каких условиях (нагрузках, температурах) не меняет своей формы и объема. Движение и равновесие абсолютно твердых тел изучается в курсах теоретической и аналитической механики. (Равновесие – частный случай движения при нулевом ускорении и нулевой начальной скорости).

В действительности все реальные тела деформируемы, то есть меняют форму и объем под действием сил и температур. Однако имеются задачи, где телу при его движении не угрожает разрушение, тогда его деформируемость можно пренебречь. Например, при изучении движения свободно падающего тела до столкновения его с твердой преградой тело можно считать абсолютно твердым. Однако то же тело при столкновении с другим телом меняет объем и форму и может разрушиться. В этой ситуации модель абсолютно твердого тела, которое сохраняет форму и объем, неприменима. Абсолютно твердое тело отличается тем, что система нескольких сил, действующих на него, может быть заменена равнодействующей. Сила – величина векторная, и нахождение равнодействующей нескольких сил производится по правилам сложения векторов.

На рис. 7.13 изображено вертикальное сечение $ABCD$ подпорного сооружения близкого по своей форме к бетонной гравитационной плотине (треугольный профиль с уклоном низовой грани $m = b/H$) и основные силы, действующие на него приняты в предположении, что сооружение водонепроницаемо. Будем считать, что форма сечения и нагрузка на сооружение в направлении перпендикулярном чертежу (вдоль оси z) не меняется. Тогда можно рассматривать фрагмент сооружения, имеющий в направлении z размер 1 м.

Устойчивость фрагмента $ABCD$ против плоского сдвига по горизонтальной плоскости AB .

Вычислим равнодействующие сил, приложенных к рассматриваемому фрагменту:

$$\text{вес фрагмента } G = \gamma_b b H / 2;$$

$$\text{гидростатическое давление верхнего бьефа } W_g = \gamma_g H^2 / 2;$$

гидростатическое давление нижнего бьефа:

$$\text{– горизонтальная составляющая } W_n = \gamma_g H^2 / 2;$$

$$\text{– вертикальная составляющая } G_n = \gamma_g m H^2 / 2;$$

гидростатическое давление на подошву:

– взвешивающая составляющая $W_{взв} = \gamma_s b H_n$;

– фильтрационная составляющая

$$W_\phi = \gamma_s b (H_s - H_n) / 2 = \gamma_s m H_s (H_s - H_n) / 2,$$

где $m = b/H_s$ – уклон низовой грани плотины.

Смысл обозначений и формул для подсчета сил, приложенных к погонному метру гравитационной плотины, ясен из рис. 7.13 и формул, приведенных в начале п. 7.3.2.

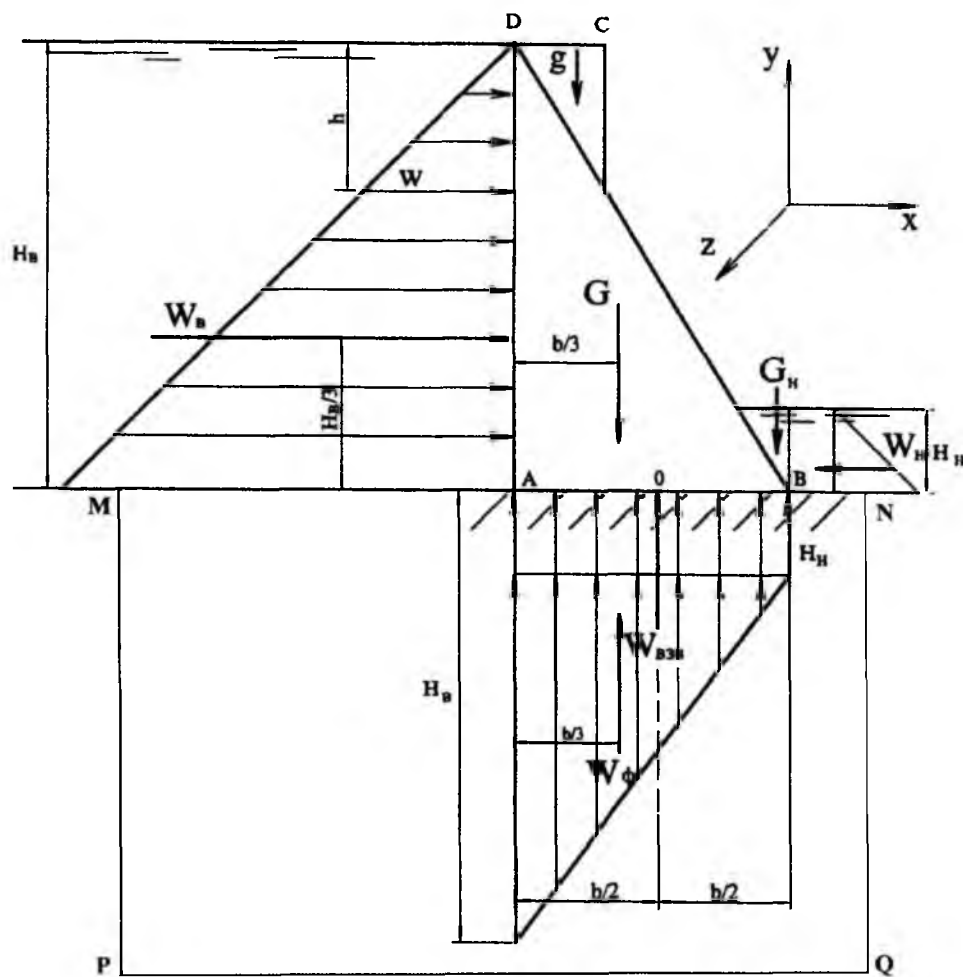


Рис. 7.13 Нагрузки на гравитационную плотину

Таким образом, равнодействующая горизонтальных сил P_x , приложенных к фрагменту ABCD:

$$P_x = \gamma_s (H_s^2 - H_n^2) / 2 \quad (7.21)$$

Равнодействующая вертикальных сил P_y , действующих на фрагмент ABCD:

$$P_y = \gamma_s \cdot m \cdot H_s^2 / 2 - \gamma_s \cdot m H_s H_n - \gamma_s H_s (H_s - H_n) / 2 \quad (7.22)$$

Силовое воздействие воды на плотину и ее основание имеет сложную физическую природу. Здесь принята простейшая модель. Считается, что тело плотины водонепроницаемо, и гидростатическое давление к плотине приложено как поверхностная нагрузка. Интенсивность этой нагрузки h известна в характерных точках внешнего контура плотины: в точке D имеем $h = 0$, в точке A – $h = H_s$, в точке B – $h = H_n$. Между характерными точками принято, что h меняется по линейному закону (что строго выполняется по линии AD и весьма приближенно по линии AB). Более подробно силовое воздействие воды на плотину и основание было рассмотрено выше в п. 7.3.2, при описании воздействия на сооружение фильтрационного потока. Однако, как отмечалось выше, для задач устойчивости тело плотины можно принять водонепроницаемым.

Упростим дальнейшие выкладки, приняв, что в нижнем бьефе воды нет (или пренебрежимо мало), то есть $H_n = 0$ и учтя, что $\gamma_s = 1 \text{ т/м}^3$; $\gamma_w = 2,4 \text{ т/м}^3$.

Тогда зависимости (7.21), (7.22) упростятся, и равнодействующая всех горизонтальных сил, сдвигающих фрагмент ABCD по горизонтальной плоскости AB, будет только равнодействующая давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$P_x = W_s = H_s^2 / 2 \quad (7.23)$$

P_y – равнодействующая всех вертикальных сил, приложенных к фрагменту есть разность сил веса плотины и противодействия на подошву плотины:

$$P_y = G - W_\phi = 2,4 m H_s^2 / 2 - m H_s^2 / 2 = 1,4 m H_s^2 \quad (7.24)$$

Устойчивость фрагмента ABCD против плоского сдвига будет обеспечена, если сдвигающая сила F будет меньше или равна максимальной удерживающей силе $R = P_{mp}$, а также будет обеспечена с нормативными коэффициентами запаса при выполнении неравенства (7.3), т.е. $\gamma_{lc} \cdot F \leq R \cdot \gamma_s / \gamma_w$.

В рассматриваемом примере сдвигающей силой F , входящей в неравенство (7.3), является горизонтальная сила P_x , а максимальной удерживающей силой R (несущей способностью основания на сдвиг) – максимальная сила сухого трения равная вертикальной силе P_y , умноженной на коэффициент трения:

$$F = H_s^2 / 2; \quad (7.25)$$

$$R = 1,4 m H_s^2 / 2 \cdot f \quad (7.26)$$

где f – предельный коэффициент сухого трения бетона по скале.

С учетом (7.20), (7.21) зависимость (7.3) примет вид:

$$H_s^2 / 2 \leq (1,4 m H_s^2 / 2) / \gamma,$$

$$\text{где } \gamma = \gamma_n \gamma_{lc} / \gamma_s$$

или:

$$m \geq \gamma_n / (1,4 f) \quad (7.27)$$

В (7.22) принято, что $\gamma \approx \gamma_n$.

Зависимость (7.27) позволяет определить такой важный размер плотины, как уклон ее низовой грани m в зависимости от класса сооружения и несущей способности грунта на сдвиг (коэффициента трения f). Примем $f=1$ и класс капитальности плотины – третий. Тогда, согласно таблице 7.1, приведенной в п.7.3.1, коэффициент надежности по ответственности сооружения γ_n равен 1,15. Подставляя эти значения в (7.27), получим:

$$m \geq 1,15 / (1,4 \cdot 1,0)$$

$$\text{или } m \geq 0,82.$$

Таким образом, в рассматриваемом примере, чтобы обеспечить устойчивость плотины на сдвиг с запасом 1,15, уклон низовой грани плотины (тангенс угла между линией низовой грани и линией горизонта) должен быть 0,82.

Примечание. В приведенном примере минимально допустимый уклон составил 0,82. Современные гравитационные плотины имеют меньший уклон низовой грани $m \approx 0,72-0,8$. Последнее объясняется тем, что реальные плотины имеют противофильтрационные и дренажные устройства, благодаря которым противодействие на подошву реальной плотины меньше. В нормах на проектирование бетонных плотин приведены виды эпюр противодействия при наличии противофильтрационной завесы. Более точно эпюру противодействия можно определить, решив задачу напорной фильтрации под бетонной плотинной.

При проектировании реальных сооружений расчеты на устойчивость более сложны, так как более точно учитываются форма конструкции, нагрузки и воздействия, свойства материалов и проверка на сдвиг производится не только по плоскости AB , но и по всем возможным поверхностям сдвига. Например, при проектировании учитывается, что на контакте сооружения с основанием имеют место не только касательные силы сухого трения, но и нормальные силы сцепления между бетоном плотины и скалой основания. Однако сущность проверки на сдвиг и опрокидывание остается такой же, какая описана выше.

Для грунтовых сооружений проверяется на сдвиг не только все сооружение в целом, но и отдельные его конструктивные элементы, в первую очередь откосы плотин на плоский сдвиг или сдвиг по круглоцилиндрическим поверхностям.

7.3.4. Прочность (напряженно-деформированное состояние) гидротехнических сооружений

При проверке устойчивости на сдвиг и опрокидывание использовалась модель абсолютно твердого тела, то есть принималось, что сооружение не может разрушиться, от него не может «отколоться» кусок, и оно может только

сдвинуться или повернуться целиком. В действительности в реальном сооружении могут возникнуть трещины, может произойти смятие, отрыв материала, его срез и т.п., то есть нарушится его сплошность и прочность. Проверка прочности (оценка напряженно-деформированного состояния) является неотъемлемой частью проектного обоснования ГТС.

При проверке прочности в критериальном неравенстве (7.3) под величиной F понимаются обычно напряжения в сооружении, под R понимается несущая способность материала – расчетное сопротивление материала (допускаемое в материале напряжение).

Для изучения напряженно-деформированного состояния гидротехнических сооружений привлекается целый ряд разделов механики, в первую очередь, механики деформируемых сплошных сред (теория упругости, теория пластичности, теория хрупкого разрушения и др.), которые не изучаются в курсах технической механики технических вузов. Изложить все необходимые разделы в полном объеме не представляется возможным. Более того, в этом нет настоящей необходимости, так как в настоящее время конкретные задачи решаются с помощью программных комплексов, составленных специалистами по вычислительной математике. Инженер является лишь пользователем этих программных продуктов. От него требуется не столько владение методами решения задач, сколько понимание их постановки, гипотез, заложенных в различных моделях, умение видеть достоинства и недостатки различных расчетных моделей, делать сознательный выбор расчетной модели, умение интерпретировать результаты полученных решений.

Рассмотрим на простых примерах основные гипотезы и определения механики деформируемых сред, понимание которых необходимо при проектировании ГТС, не привлекая, по возможности, сложного математического аппарата.

В механике сплошных сред принимается гипотеза сплошности: считается, что материал распределен по объему тела равномерно без пустот (нет трещин, пор и т.п.), молекулярное строение вещества игнорируется. Математически сплошность означает, что перемещения в среде – непрерывные функции. Однако, в отличие от модели абсолютно твердого тела, принятой в п.7.3.3 для проверки устойчивости на сдвиг, при оценке прочности не обойтись (см. ниже) без гипотезы о том, что сплошное тело способно менять объем и форму (деформироваться) под действием приложенных к нему сил. Ниже понятие деформации будет конкретизировано.

Одним из основных понятий механики сплошных деформируемых сред является напряжение. В п.7.3.2 были рассмотрены внешние силы, действующие на сооружение – силы, которые передаются сооружению извне. Примером внешней силы, действующей на все сооружения, является сила тяжести (сила притяжения к земле). Наряду с внешними силами в самом сооружении (теле) действуют внутренние силы – это силы притяжения частиц тела друг к другу. Внутренние силы самоуравновешены и не могут

изменить количества движения тела. Каждая внутренняя сила (сила притяжения), действующая на одну (первую) частицу тела со стороны другой (второй), в соответствии с третьим законом Ньютона, уравновешивается равной ей по модулю и имеющей противоположное направление силой, действующей со стороны второй частицы на первую. Если бы этого не было, то нашлась бы частица, которая не находилась бы в равновесии и пришла в движение относительно тела. Однако этого не происходит. В механике твердых деформируемых тел интенсивность внутренних сил взаимодействия называют напряжениями. Ниже понятие напряжения будет конкретизировано.

Интенсивность сил (величина силы, отнесенная к единице площади или объема) как внешних, так и внутренних, величина векторная, для которой существенна не только ее численная величина (модуль), но и направление действия. Векторные величины, в отличие от скаляров, будем записывать полужирным шрифтом $\mathbf{p}$. Численную величину – длину вектора (его модуль) будем записывать как $|\mathbf{p}|$. Вектор $\mathbf{p}$ часто задается своими проекциями на оси координат. Проекции вектора будем обозначать p_x, p_y, p_z .

Рассмотрим квадратную пластину единичной толщины со стороной a , растягиваемую в двух направлениях внешними равномерно распределенными поверхностными нагрузками $\mathbf{p}_x, \mathbf{p}_y$, см. рис. 7.14а. Очевидно, что под действием приложенных нагрузок пластина в целом находится в равновесии. В этом легко убедиться, заменив распределенные нагрузки их равнодействующими (рис. 7.14б) и записав три уравнения равновесия: сумма проекций на оси Ox, Oy всех внешних сил, действующих на пластину, равна нулю, и сумма моментов относительно точки O всех внешних сил, действующих на пластину, равна нулю.

Если пластина целиком находится в равновесии, то в равновесии должна находиться и любая ее часть. Мысленно разрежем пластину вертикальным сечением 1-1, и рассмотрим левую часть пластины, отбросив правую часть, см. рис. 7.14в. Чтобы рассматриваемая левая часть пластины оставалась в равновесии, по линии отреза (в сечении 1-1) необходимо приложить внутреннюю силу (напряжение) интенсивности σ_x , величина которой (модуль) в данном случае должна быть равной по модулю p_x . Направление σ_x обратно направлению p_x .

Если мысленно разрезать пластину горизонтальным сечением 2-2, то из уравнений равновесия следует, что по линии разреза (сеч. 2-2) должна действовать внутренняя сила с интенсивностью σ_y . По величине (по модулю) внутренняя сила σ_y равна p_y и имеет обратное направление.

Разрежем теперь мысленно пластину по диагонали (сеч. 3-3) и рассмотрим нижний треугольник, отбросив верхний, рис. 7.14г. Легко убедиться, что в частном случае равенства внешних сил по модулю $|\mathbf{p}_x| = |\mathbf{p}_y| = p$, чтобы рассматриваемый треугольник находился в равновесии, к его наклонной грани надо приложить внутреннюю силу модуль интенсивности которой $|\sigma_n| = p$, направленную перпендикулярно сечению 3-3.

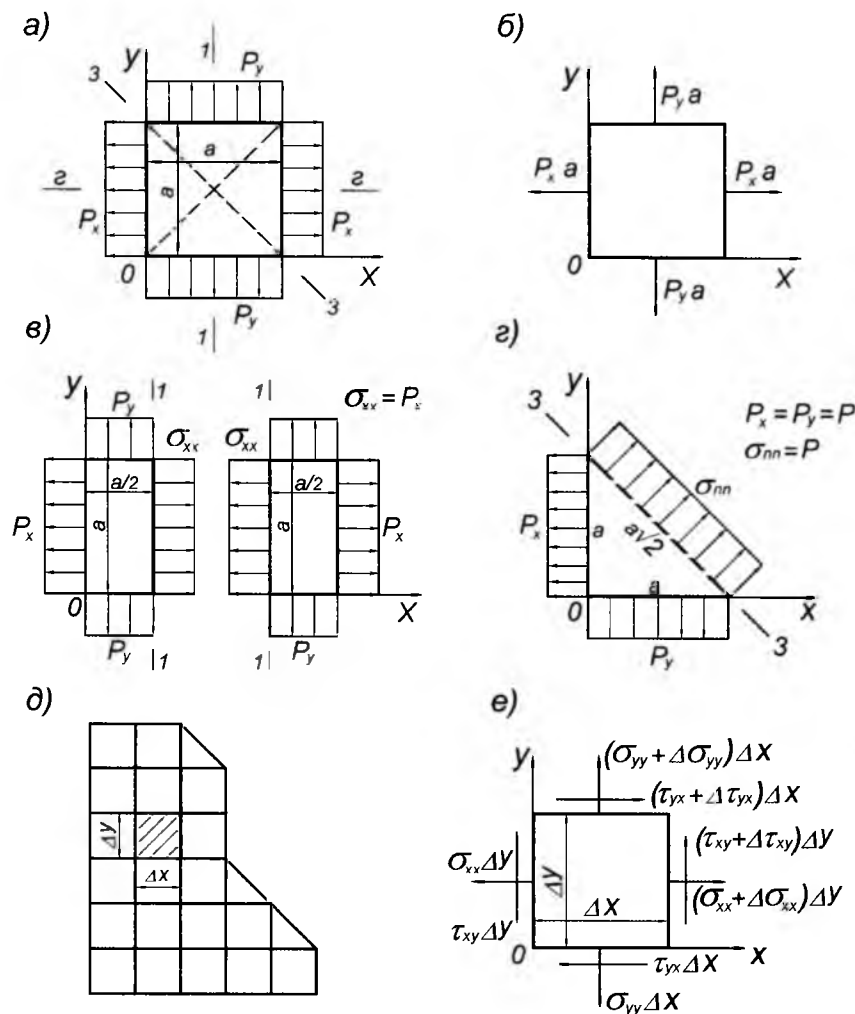


Рис. 7.14 Равновесие малой пластины

В случае $p_x \neq p_y$ для обеспечения равновесия треугольника необходимо к разрезу приложить внутреннюю силу интенсивностью σ_n , которая будет уже не перпендикулярна сечению 3-3. Вектор интенсивности внутренних сил σ_n по площадке, внешняя нормаль которой $\mathbf{n}$, принято представлять либо:

- в виде его проекций на нормаль и касательную к плоскости разреза и обозначать через σ_{nn} – нормальное напряжение, τ_{nn} – касательное напряжение;
- в виде проекций на оси координат и обозначать σ_{nx}, σ_{ny} .

Введенные выше обозначения и направления внешних и внутренних сил, действующих на границе и внутри квадратной пластины, являются стандартными для механики деформируемых сред. Сформулируем эти обозначения в общем виде. Векторы напряжений, действующих по площадкам с внешней нормалью $\mathbf{n}$, обозначаются σ_n . Компоненту (проекцию) вектора σ_n на нормаль $\mathbf{n}$ к площадке называют нормальным напряжением по площадке $\mathbf{n}$

и обозначают σ_{nn} . Компоненту (проекцию) вектора σ_n на касательную к площадке t называют касательным напряжением по площадке с внешней нормалью n и обозначают τ_{nt} . В частном случае, когда внешняя нормаль к площадке совпадает с направлением оси Ox , то нормальные и касательные напряжения обозначаются соответственно σ_{xx} и τ_{xy} . Таким образом, вектор напряжений пишется полужирным и снабжается одним индексом – наименованием нормали. Компоненты (проекции) вектора напряжений – скаляры, пишутся обычным шрифтом. Проекции вектора напряжений снабжаются двумя индексами, первый из которых – наименование нормали к площадке, второй – наименование оси, на которую спроектирован вектор. Если направления векторов (проекций) совпадают с направлением нормали (оси проектирования), то векторы (проекции) положительные, если противоположны, то отрицательные.

Как видно из предыдущего, величины и направления внутренних сил (напряжений), которые удерживают любую часть пластины в равновесии, переменные и зависят от направления сделанного разреза (сечения). Однако, если для плоской пластины известны величины напряжений по двум площадкам (направлениям), то, как следует из уравнений равновесия, см. ниже, можно найти напряжения, действующие по любым другим площадкам.

В рассмотренном выше примере пластина была нагружена внешними нагрузками интенсивности p_x, p_y , имела конечный размер a , и напряжения были равномерно распределенными (осредненными) по площадкам размера a и $a\sqrt{2}$. Будем уменьшать размер a рассматриваемой пластины (стягивать его “к точке” – бесконечно малому элементу с размерами сторон $\Delta x, \Delta y$) и считать, что малая пластина является внутренней частью большой пластины, см. рис. 7.14д. Тогда:

– по границам малой пластины будут действовать не внешние, а внутренние силы (напряжения), показанные на рис. 7.14е;

– пределы, к которым будут стремиться величины средних по граням пластины напряжений σ , будем называть напряжениями в точке.

Запишем уравнения равновесия малой пластины, приведенной на рис. 7.14е. На внешних гранях пластины показаны равнодействующие касательных и нормальных напряжений в “точке” (на гранях малой пластины). В отличие от пластины рис. 7.14б пластина рис. 7.14е:

– является малой, поэтому напряжения на ее гранях “приписываются” точке внутри нее;

– пластина нагружена не внешними, а внутренними силами (напряжениями),

– соседние пластины, грани которых примыкают к рассматриваемой, могут “давить” на рассматриваемую пластину по-разному, поэтому, если на левой грани пластины нормальные и касательные напряжения σ и τ , то на правой грани пластины действуют нормальные и касательные напряжения $\sigma_{xy} + \Delta\sigma_{xy}, \tau_{xy} + \Delta\tau_{xy}$.

Уравнения равновесия малого прямоугольника рис. 7.14е:

а) сумма проекций всех сил на ось Ox равна нулю

$$-\sigma_{xx} \cdot \Delta y + (\sigma_{xx} + \Delta\sigma_{xx}) \cdot \Delta y + (\tau_{xy} + \Delta\tau_{xy}) \cdot \Delta x - \tau_{xy} \cdot \Delta x = 0 \quad (*)$$

б) сумма проекций всех сил на ось Oy равна нулю

$$-\sigma_{yy} \cdot \Delta x + (\sigma_{yy} + \Delta\sigma_{yy}) \cdot \Delta x + (\tau_{xy} + \Delta\tau_{xy}) \cdot \Delta y - \tau_{xy} \cdot \Delta y = 0 \quad (**)$$

в) сумма моментов всех сил относительно точки O равна нулю

$$-\sigma_{xx} \cdot \Delta y \cdot \Delta y / 2 + (\sigma_{xx} + \Delta\sigma_{xx}) \cdot \Delta y \cdot \Delta y / 2 + \sigma_{yy} \cdot \Delta x \cdot \Delta x / 2 - (\sigma_{yy} + \Delta\sigma_{yy}) \cdot \Delta x \cdot \Delta x / 2 + (\tau_{xy} + \Delta\tau_{xy}) \cdot \Delta x \cdot \Delta y - (\tau_{xy} + \Delta\tau_{xy}) \cdot \Delta y \cdot \Delta x = 0 \quad (***)$$

Сократив в (*) – (***) подобные, разделив на $\Delta x \cdot \Delta y$ и отбросив в (***) слагаемые более высокого порядка малости, получим

$$\frac{\Delta\sigma_{xx}}{\Delta x} + \frac{\Delta\tau_{xy}}{\Delta y} = 0 \quad (*)$$

$$\frac{\Delta\tau_{xy}}{\Delta x} + \frac{\Delta\sigma_{yy}}{\Delta y} = 0 \quad (**)$$

$$\tau_{xy} = \tau_{yx} \quad (***)$$

Таким образом (*), (**), (***) – уравнения равновесия малой пластины, изображенной на рис. 7.14е под действием внутренних сил (напряжений). Последнее равенство (***) называют свойством парности касательных напряжений: касательные напряжения на взаимноперпендикулярных площадках равны по величине (по модулю). Пластина, показанная на рис. 7.14е, была «невесомой», никаких объемных сил к ней не прикладывалось. Если в (*), (**) заменить значок “ Δ ” на “ ∂ ”, учесть свойство парности (***) и наличие объемных сил, то получим двумерный вариант уравнений равновесия механики деформируемых сред в традиционной форме:

$$\frac{\partial\sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial\tau_{xy}}{\partial y} + X = 0 \quad (7.28a)$$

$$\frac{\partial\tau_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial\sigma_{yy}}{\partial y} + Y = 0 \quad (7.28б)$$

Здесь X, Y – проекции на оси координат объемной силы, приложенной к пластине.

Рассмотренный выше пример (двумерная малая пластина) позволяет «перебросить мост» и записать общие уравнения механики сплошных деформируемых сред.

В приведенном выше примере рассматривалась равновесие плоской пластины, третье измерение в рассуждениях не фигурировало. На самом деле все тела имеют три измерения, и в общем виде надо рассматривать равновесие не малого прямоугольника, а малого куба (параллелепипеда). В декартовой системе координат $Oxyz$ эти уравнения запишем по аналогии с двумерными:

$$\begin{aligned}\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial z} + X &= 0 \\ \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial z} + Y &= 0 \\ \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} + Z &= 0\end{aligned}\quad (7.29)$$

Свойство парности касательных напряжений:

$$\tau_{xy} = \tau_{yx}, \tau_{xz} = \tau_{zx}, \tau_{yz} = \tau_{zy} \quad (7.30)$$

Примечания:

1. Если в правые части уравнений (7.29) поставить вместо нулей произведение плотности среды на составляющую ускорения точки (малого объема) вдоль своей оси, то перейдем от уравнений равновесия к уравнениям движения (от задач статики к задачам динамики сплошных сред). Если в (7.29) выбросить касательные напряжения (которые не воспринимает идеальная жидкость), то получим уравнения покоя жидкости (уравнения гидростатики Эйлера).

2. В механике сплошных сред изучаются скалярные, векторные и тензорные величины. Скаляры – такие физические объекты сплошной среды, которые в точке (малом объеме) сплошной среды задаются одним числом (имеющим знак). Пример скаляра – температура. Векторы – единый физико-механический объект, для которого в каждой точке среды должны быть определены величина (модуль) и направление. Вектор в трехмерном (двумерном) пространстве может быть представлен в виде трех (двух) скаляров – проекций вектора на оси координат. Примеры векторных величин – перемещения, скорости, ускорения. Как отмечалось выше, напряжения по любой площадке (любому сечению) в сплошном теле могут быть найдены, если известны векторы напряжений по трем (двум) площадкам в трехмерном (двумерном) малом элементе (точке) среды. Тем самым, тройка векторов $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ является единым физическим объектом – тензором напряжений σ_M , однозначно определяющим напряженное состояние в окрестности точки M .

3. Тензор напряжений σ может быть представлен в виде таблицы (матрицы) размера три на три из девяти скаляров – проекций трех векторов:

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{pmatrix}$$

В силу свойства парности касательных напряжений (7.30) – симметрии тензора напряжений – число независимых скаляров (проекций), задающих тензор, равно шести.

4. Выше при выводе уравнений равновесия все преобразования проводились со скалярами – проекциями векторов напряжений на оси координат. Выкладки и разрешающие уравнения были бы гораздо компактнее, если бы использовалась векторная или тензорная символика.

Рассмотрим некоторые особенности уравнений равновесия малого элемента (параллелепипеда или прямоугольника), выделенного из сплошной среды. Важнейшей особенностью уравнений (7.28) и (7.29) является то, что в них число неизвестных больше числа уравнений. Так в системе (7.28) два уравнения и три неизвестных (компоненты напряжений $\sigma_{xx}, \tau_{xy}, \sigma_{yy}$). В системе (7.29) три уравнения и шесть компонент напряжений. Такие задачи, где одних уравнений статики (равновесия) недостаточно для нахождения всех сил (или их интенсивностей), называют статически неопределимыми. Таким образом, в общем случае равновесие малого объема под действием внешних и внутренних сил (напряжений) – задача статически неопределимая.

Для нахождения всех шести независимых скаляров (компонент тензора напряжений) мало уравнений статики и необходимо привлечение дополнительной информации. Такой информацией является деформируемость сплошной среды, на которой строится теория деформации. Теория малых деформаций базируется на простых геометрических соображениях и строится на гипотезе линейного (аффинного) преобразования среды.

Под действием внешних нагрузок точки тела перемещаются. Перемещения точки u – вектор, длина (модуль) которого равна расстоянию между старым и новым положениями точки, и направление – от старого положения к новому. Обозначим компоненты (проекции) вектора перемещений u какой-либо точки через u, v, w . В теории малых деформаций принято, что малая пластина (малый куб) после приложения к нему нагрузки меняет свою форму и размеры (деформируется) так, что плоские грани малой пластины (малого куба) остаются плоскими. Малая пластина (малый куб) в результате деформации переходит в малый параллелограмм (наклонную призму).

На рис. 7.15 показано, что малая пластина $OACB$ до приложения нагрузки переходит в $O'A'C'B'$ после приложения нагрузки. Вершина O переместится в положение O' , компоненты (проекции) вектора перемещений u точки O на оси Ox, Oy обозначены через u, v . Вершина пластины B получит перемещение вдоль оси Ox равное $u + \Delta u$, вершина A получит перемещение вдоль оси Oy равное $v + \Delta v$. Из геометрических соображений очевидно, что новое положение пластины однозначно определится, если будут известны новые длины сторон $O'A'$ и $O'B'$ и углы α, β . Первоначальные длины интересующих нас сторон были Δx и Δy , а углы (их называют углами сдвига) были равны нулю. Определим новые длины и углы, учитывая, что размеры и перемещения пластины малы. Представим перемещение пластины $OACB$ в два этапа: смещение (без поворотов) в положение $O A'' C'' B''$ (с удлинением

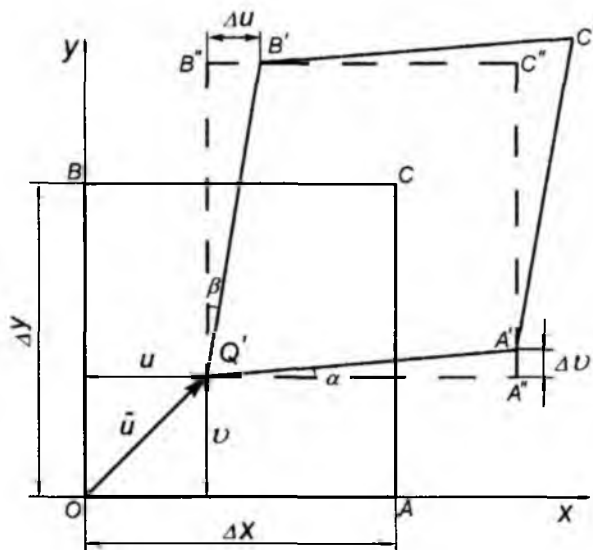


Рис. 7.15 Малая деформация в окрестности точки

сторон на Δu , Δv); “перекос” прямоугольника. $O'A'C'B'$ в параллелограмм $O'A'C'B'$. Из чертежа рис. 7.15 очевидно, что:

$$O'A' \approx O'A'' = \Delta x + \Delta u = \left(1 + \frac{\Delta u}{\Delta x}\right) \Delta x;$$

$$O'B' \approx O'B'' = \Delta y + \Delta v = \left(1 + \frac{\Delta v}{\Delta y}\right) \Delta y$$

$$\alpha \approx \operatorname{tg} \alpha \approx \frac{\Delta v}{\Delta x} \quad \beta \approx \frac{\Delta u}{\Delta y}$$

Деформацию малого плоского элемента в механике сплошных сред принято характеризовать тремя безразмерными величинами – двумя относительными удлинениями сторон и суммарным углом сдвига:

$$\epsilon_x = \frac{\Delta u}{\Delta x}; \quad \epsilon_y = \frac{\Delta v}{\Delta y}; \quad \epsilon_{xy} = \frac{\Delta u}{\Delta y} + \frac{\Delta v}{\Delta x} \quad (7.31)$$

Геометрические зависимости (формулы Коши), связывающие перемещения и деформации объемного элемента, запишем по аналогии с (7.31), заменив при этом значок « Δ » на значок « ∂ »:

$$\epsilon_x = \frac{\partial u}{\partial x}; \quad \epsilon_y = \frac{\partial v}{\partial y}; \quad \epsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z}; \quad (7.32)$$

$$\epsilon_{xy} = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y}; \quad \epsilon_{yz} = \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y}; \quad \epsilon_{zx} = \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z}$$

Примечание. Шесть относительных деформаций можно трактовать как компоненты единого физического объекта, характеризующего малые деформации в окрестности точки, тензора деформаций ϵ :

$$\epsilon = \begin{pmatrix} \epsilon_x & \epsilon_{xy}/2 & \epsilon_{xz}/2 \\ \epsilon_{xy}/2 & \epsilon_y & \epsilon_{yz}/2 \\ \epsilon_{xz}/2 & \epsilon_{yz}/2 & \epsilon_z \end{pmatrix}$$

Уравнения Коши (7.32) также, как и уравнения равновесия (7.29), входят в систему разрешающих уравнений механики твердых деформируемых сред. Легко заметить, что три дифференциальных уравнения (7.29) и шесть тождеств (7.32) связывают 12 неизвестных – шесть компонент тензора напряжений и шесть компонент тензора деформаций, то есть не составляют замкнутой системы уравнений.

Замыкают систему уравнения состояния материала, связывающие деформации (изменение формы и объема) с напряжениями (внутренними силами) в сплошной среде. Уравнения состояния часто называют физическими, так как их вид устанавливается, исходя из физических свойств материала.

Наиболее простые уравнения состояния известны как закон Гука. Они устанавливают линейную связь между деформациями и напряжениями. Для многих материалов, если пластину, изображенную на рис. 7.14, сжимать (или растягивать) в одном направлении, например, распределенной нагрузкой p_x (положив $p_y = 0$), постепенно увеличивая нагрузку, можно заметить, что деформация укорочения (удлинения пластины) будет расти пропорционально интенсивности p_x , то есть имеет место связь:

$$\epsilon_x = \sigma_x / E \quad (*)$$

В зависимости (*) коэффициент пропорциональности носит название модуля упругости (модуля Юнга). Величина модуля Юнга для разных материалов разная (для “жестких” материалов больше, для “податливых” – меньше). Для одного и того же материала модуль упругости приблизительно одна и та же величина и считается константой материала, определяемой с помощью специальных испытаний образцов материала на растяжение, сжатие, изгиб, кручение и т.п.

Из (*) видно, что модуль упругости E – то гипотетическое напряжение, которое надо приложить к образцу, чтобы его деформация стала равной 1 (то есть длина образца удвоилась). Большинство материалов не имеет такой деформируемости, чтобы удвоить свой размер и разрушается раньше. Модуль упругости имеет размерность напряжения (интенсивности поверхностной нагрузки) – кг/см² или МПа. Для стали модуль упругости составляет $2-2,5 \cdot 10^5$ МПа, для бетона модуль упругости $2-4 \cdot 10^4$ МПа. То есть сталь жестче бетона примерно в 10 раз.

Примечание. При дальнейшем увеличении нагрузки на образец (росте напряжений) прямая пропорциональность между деформациями нарушается, и материал начинает работать нелинейно, см. ниже.

Более тщательное наблюдение за поведением образца (пластины, кубика) показывает, что при сжатии (растяжении) в направлении Ox происходит не только укорочение (удлинение) образца ε_x в направлении сжатия (растяжения), но и удлинение (укорочение) в направлении поперек сжатия. То есть деформации ε_x сопровождаются деформациями $\varepsilon_y, \varepsilon_z$ следующего вида:

$$\varepsilon_y = -\nu \cdot \sigma_x / E \quad \varepsilon_z = -\nu \cdot \sigma_x / E, \quad (**)$$

где ν – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) материала. Коэффициент Пуассона – безразмерная величина. Для стали $\nu = 0,3$, для бетона $\nu = 0,15-0,20$.

Если образец подвергается не одноосному, а трехосному сжатию (растяжению), то закон Гука получается наложением (сложением) трех независимых одноосных испытаний и имеет вид:

$$\begin{aligned} \varepsilon_x &= [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] \\ \varepsilon_y &= [\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_z)] \\ \varepsilon_z &= [\sigma_z - \nu(\sigma_x + \sigma_y)] \end{aligned} \quad (7.33)$$

Закон Гука (7.28) связывает только нормальные напряжения с деформациями укорочения (удлинения), так как записывался, исходя из эксперимента, где образец только менял объем (удлинялся или укорачивался), но не перекашивался (деформации сдвига были нулевыми).

Деформации сдвига вызываются касательными напряжениями, приложенными к образцу. Однако можно показать, что для изотропного материала (свойства которого одинаковы по любому направлению) связь между касательными напряжениями τ и деформациями сдвига полностью определяется через те же две константы материала E, ν . Для этого рассмотрим частный случай двухосного растяжения малого прямоугольного параллелепипеда одинаковыми поверхностными нагрузками вида

$$\sigma_z = \sigma; \quad \sigma_y = -\sigma; \quad \sigma_x = 0 \quad (7.34)$$

Вырежем из параллелепипеда элемент $abcd$ плоскостями, параллельными оси Ox и наклоненными под 45° к осям Oy, Oz , см. рис. 7.16. Легко видеть, что параллелепипед под действием приложенных к нему сил находится в равновесии, следовательно, должна находиться в равновесии любая отсеченная от него часть. При этом на любой горизонтальной площадке (горизонтальном сечении) параллелепипеда действует растягивающее напряжение $\sigma_z = \sigma$, а на любой вертикальной площадке действует сжимающее напряжение $\sigma_y = -\sigma$. Можно показать, что на гранях элемента $abcd$ действуют только касательные напряжения τ , равные:

$$\tau = (\sigma_z - \sigma_y) / 2 \quad (7.35)$$

В справедливости (7.30) можно убедиться, записав уравнения равновесия треугольных призм, составляющих элемент $abcd$, например, призмы Obc , рис. 7.16б. Напряженное состояние призмы Obc называют чистым

сдвигом. При чистом сдвиге квадрат $abcd$ переходит в ромб, у которого удлинение одной диагонали (или ее половины Ob) равно укорочению другой (или ее половины) Oc .

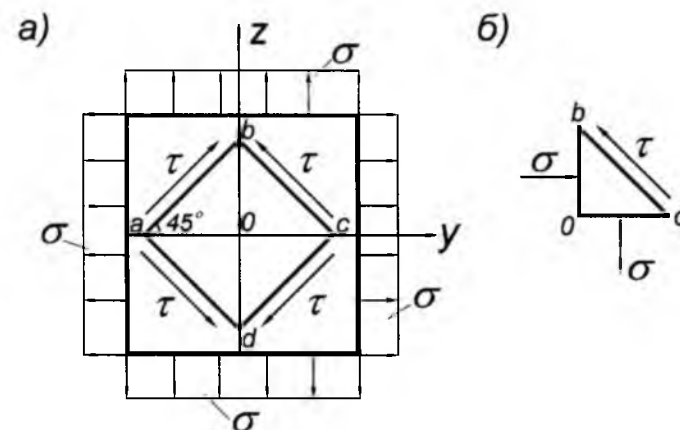


Рис. 7.16 Чистый сдвиг

Рассматривая деформирование малого элемента $abcd$ из чисто геометрических соображений, не прибегая к иным физическим соображениям, кроме зависимостей (7.28), см. [30], можно показать, что деформация сдвига малого элемента $abcd$ ε_{yz} связана с действующими на него касательными напряжениями τ зависимостью:

$$\varepsilon_{yz} = \frac{2(1+\nu) \cdot \tau}{E} \quad (7.36)$$

Величину, стоящую множителем при касательном напряжении, обычно обозначают через G и называют модулем сдвига, который в рассматриваемом случае (для изотропного тела) равен:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (7.37)$$

В общем случае для изотропного тела закон Гука, связывающий касательные напряжения и сдвиговые деформации имеет вид:

$$\varepsilon_{xy} = \tau_{xy} / G; \quad \varepsilon_{xz} = \tau_{xz} / G; \quad \varepsilon_{yz} = \tau_{yz} / G \quad (7.38)$$

Система трех дифференциальных уравнений равновесия (7.29), шести дифференциальных тождеств – уравнений Коши (7.32) и шести алгебраических равенств – закона Гука (7.33), (7.34) представляют собой полную систему уравнений линейной теории упругости относительно 16 неизвестных – трех компонент вектора перемещений, шести компонент тензора деформаций и шести компонент тензора напряжений.

Основная задача теории упругости формулируется следующим образом: зная внешние нагрузки и воздействия на конструкцию (поверхностные, объемные, температурные), а также условия закрепления конструкции найти удовлетворяющие системе уравнений теории упругости перемещения, деформации и напряжения в любой внутренней точке. Как видно из уравнений, в них фигурируют только объемные нагрузки. Условия закрепления и внешние поверхностные нагрузки входят в граничные (краевые) условия разрешающих дифференциальных уравнений и будут рассмотрены на примерах конкретных задач расчета гидротехнических сооружений.

Систему разрешающих уравнений линейной теории упругости можно записать более компактно в виде системы трех дифференциальных уравнений в частных производных второго порядка относительно перемещений u , v , w . Для этого надо в уравнениях равновесия (7.29) перейти от напряжений к деформациям с помощью закона Гука (7.33), (7.38), а затем выразить деформации через перемещения, используя уравнения Коши (7.32). Уравнения равновесия в перемещениях называют уравнениями Ламэ.

До 60-х годов прошлого века существовал значительный разрыв между постановкой задач механики твердых деформируемых сред и решением практических задач. Постановка задач значительно опережала методы их решения. Аналитические решения удавалось построить с привлечением сложного математического аппарата для относительно простых задач – простых областей (полупространство, полуплоскость, бесконечный клин, тонкостенные конструкции типа стержней, пластин, оболочек, см. ниже), мало напоминавших по форме реальные конструкции, простых свойств материала (упругость, линейная деформируемость, однородность, изотропность). Ситуация существенно изменилась, начиная с 60-х годов, когда основными стали численные решения задач теории упругости с применением ЭВМ. Эти методы реализованы в виде промышленных программных комплексов и позволяют построить решение для конструкций практически любой формы при достаточно сложных свойствах материалов сооружения и его основания.

В последнее время наиболее распространенным численным методом решения задач теории упругости является метод конечных элементов [11]. Этот метод базируется на иной формулировке задачи – вариационной – отыскании минимума полной потенциальной энергии системы сооружение – основание. Метод конечных элементов (МКЭ) позволяет несколько обобщить, сформулированную выше постановку задач линейной теории упругости без усложнения ее решения. Назовем наиболее существенные при расчете ГТС обобщения, практически не усложняющие решение задачи МКЭ.

Рассмотрим гипотезы, на которых строилась записанная выше система уравнений линейной теории упругости, оценим их применимость к гидротехническим сооружениям, а также обозначим те обобщения задачи линейной теории упругости, которых требует практика проектирования гидротехнических сооружений (нелинейные и неупругие постановки задач механики сплошных деформируемых сред, учет несплошностей в виде трещин и швов).

Уравнения равновесия являются формой записи фундаментального второго закона механики Ньютона для малого элемента среды и ни в каких обобщениях для выполнения статических расчетов ГТС не нуждаются. Уравнения Коши строились на гипотезе о малости перемещений (аффинном преобразовании среды). Для гидротехнических сооружений, в силу их массивности, гипотеза о малости перемещений не нуждается в пересмотре и обобщении. Обобщения постановки задачи относятся, в первую очередь, к уравнениям состояния, «отвечающим» за описание свойств материала.

Выше уравнения состояния были записаны в форме закона Гука (7.33), (7.38). Записанные уравнения строились на следующих гипотезах материала:

- материал однороден, его свойства (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) одинаковы для всей конструкции;

- материал изотропен, то есть его свойства одинаковы во всех направлениях;

- материал работает линейно упруго, то есть между деформациями и напряжениями имеется прямая пропорциональность (линейная связь); упругость означает, что при одних и тех же нагрузках перемещения, деформации и напряжения одни и те же, вне зависимости от истории нагружения; упругость – свойство возвращать первоначальную форму и объем при снятии нагрузки; если принять, что в ненагруженном упругом теле перемещения и напряжения нулевые, затем это упругое тело сначала нагрузить, а потом снять нагрузку, то его перемещения и напряжения после снятия нагрузки снова будут нулевыми.

Отказ от гипотезы однородности материала не усложняет решения МКЭ и существенно расширяет круг корректно решаемых задач. Для гидротехнических сооружений и их оснований характерна неоднородность свойств материала: модули упругости основания и сооружения, а также различных зон сооружения могут значительно различаться. Рассмотрение системы сооружение – основание как кусочно-однородной среды будет означать, что в законе Гука для различных участков сооружения и основания будут фигурировать свои значения E и ν .

Материал ГТС и их оснований зачастую может обладать анизотропией (различной жесткостью по разным направлениям). Учет анизотропии приводит к несколько иной записи закона Гука, в нем свойства материала в точке будут характеризоваться не двумя константами E и ν , а гораздо большим (в зависимости от типа анизотропии) числом параметров – модулями Юнга и модулями сдвига по разным направлениям. Такое изменение закона Гука также не усложняет решения задачи.

Выше отмечалось, что прямая пропорциональность между напряжениями и деформациями (закон Гука) справедлива далеко не для всех материалов. Например, для грунтовых материалов характерна нелинейная связь между деформациями и напряжениями даже при относительно низких уровнях напряжений. Переход от линейной к нелинейной формулировке

уравнений состояния при сохранении свойства упругости также не приводит к усложнению решения.

Все предыдущие обобщения относились к классу упругих задач, которые имеют единственное решение. К нелинейно упругим задачам, имеющим важное значение для расчета гидротехнических сооружений, относятся так называемые задачи с идеальными односторонними связями (задача Синьорини). Многие гидротехнические сооружения, например, бетонные плотины, разрезаны неомоноличными швами неизменного размера (межсекционными, межстолбчатыми, швами-надрезами). Если предположить, что по швам передаются только сжимающие напряжения и не передаются касательные (идеальная связь, без трения) и растягивающие (односторонняя связь) напряжения, то расчет сооружения должен трактоваться как расчет системы конструкций с идеальными односторонними связями. Эта задача несколько сложнее, чем описанные выше упругие задачи, и ее решение реализовано не во всех распространенных программных комплексах.

Численные методы позволили перейти к практическому расчету гидротехнических сооружений в неупругой постановке. Неупругие задачи не имеют единственного решения, так как различные пути нагружения в этой постановке приводят к различным необратимым явлениям. Неупруго работающие конструкции «помнят» историю своего нагружения. Каждому сценарию (последовательности) нагружения и разгрузки будет соответствовать свое решение.

Следует различать неупругость поведения материала (физическая неупругость) и неупругость поведения конструкции (конструктивная неупругость).

Физическая неупругость обусловлена физико-механическими свойствами материалов вне зависимости от вида конструкции. По характеру разрушения материалы делят на хрупкие и пластичные. К пластичным материалам относят многие металлы (железо, сталь), глину. К хрупким – бетон, скальные породы, чугун.

Большинство пластичных материалов до определенного предела (предела пропорциональности) работают линейно упруго. Например, если растягивать (сжимать) стальной образец, то вначале, при относительно небольших напряжениях (до 100-200 МПа), образец будет вести себя линейно упруго (например, при удвоении напряжений деформации удвоятся), и при снятии нагрузки образец (конструкция) вернет свой прежний объем и форму. При дальнейшем росте напряжений связь между напряжениями и деформациями становится нелинейной, но материал при разгрузке восстанавливает свою форму и объем, то есть продолжает работать упруго. По достижении определенного для данного материала (стали) предела (предела текучести) образец начинает «течь» (деформации нарастают при ничтожном повышении нагрузок). Если образец разгрузить в этом случае, то он не восстановит прежней формы и объема, в нем будут остаточные деформации и напряжения, то есть материал будет работать не упруго.

Хрупкие материалы, как правило, хорошо работают на сжатие и плохо работают на растяжение. До определенного предела (уровня напряжений или деформаций) большинство хрупких материалов работает, как линейно деформируемая изотропная среда. По достижении деформациями (напряжениями) некоторой предельной величины в материале начинается процесс трещинообразования. Трещины возникают в зонах с максимальными растягивающими напряжениями (деформациями) и ориентированы примерно перпендикулярно направлению действия максимальных растягивающих напряжений. В начале процесса трещины малы по длине и ширине раскрытия. На этой стадии жесткость материала в направлении, перпендикулярном трещинам, понижается (он приобретает ортотропию), и может моделироваться как упругий нелинейно деформируемый анизотропный материал. На третьей стадии в хрупком материале возникают крупные трещины, и его поведение становится неупругим. Все железобетонные конструкции рассчитываются с учетом трех стадий их работы.

Конструктивная неупругость может быть следствием особенности конструкции сооружения. Например, в бетонной плотине имеются швы-надрезы, которые имеют различную глубину раскрытия при разных нагрузках. Другой пример – плиты водобоя, заанкеренные в скальное основание, под действием пульсирующего потока воды. При действии нагрузки вниз – плиты прижимает к скале, и их основанием является скала, при действии нагрузки вверх – плиту отрывает от скалы, и основанием, удерживающим плиту, будут анкера.

Неупругое поведение материала и конструкции типично для высоких бетонных плотин на скальных основаниях. При росте нагрузки (подъеме УВБ) вблизи контакта верховой грани плотины с основанием возникают горизонтальные трещины. При этом, после возникновения трещин материал конструкции может работать упруго. Однако конструкция в целом при разгрузке поведет себя не упруго: не вернется в исходное положение (так как нагружалась плотина без трещины, а разгружалась плотина с трещиной).

Неупругие задачи гораздо более трудоемки, так как требуют моделирования последовательности приложения нагрузки. Алгоритмы решения неупругих задач представляют собой последовательность решения упругих задач: на каждом шаге решения дается небольшое приращение нагрузки, такое, что в пределах этого приращения нагрузки свойства материала и конструкции (модули Юнга, глубина трещин и т.п.) можно считать неизменными. После каждого шага по нагрузке свойства материала и конструкции корректируются с учетом изменившихся после шага по нагрузке напряжений.

Процедура расчета конструкций на прочность с помощью конечно-элементных программных комплексов заключается в следующем. Конструкция разбивается на отдельные элементы. Программный комплекс предоставляет в распоряжение пользователя набор конечных элементов различной формы, позволяющих набрать из них как из кубиков конструкцию любой формы.

Конечные элементы обладают определенными физическими свойствами. Кроме трехмерных элементов, применяемых для описания массивов, имеются двумерные и одномерные элементы, позволяющие моделировать трещины и швы, тонкостенные элементы (стержни, пластины, оболочки, см. ниже). Ансамбль элементов загружается внешними нагрузками, и ЭВМ выполняет расчет, в результате которого определяются перемещения в узлах сетки и напряжения в элементах. Основные задачи инженера – разумно выбрать типы и число элементов, а также оценить достоверность полученного решения. Некоторые рекомендации, как это сделать, можно найти, например, в [10].

До внедрения в проектную практику конечно-элементных программных комплексов расчет гидротехнических сооружений, как правило, осуществлялся с использованием расчетных моделей более простых, чем сформулированная выше трехмерная задача линейной теории упругости. Эти схемы можно построить, введя в трехмерную задачу линейной теории упругости дополнительные, упрощающие решение, гипотезы. Эти гипотезы можно назвать гипотезами формы конструкции. Гипотезы формы учитывают особенности соотношения размеров конструкции и дают возможность понизить размерность задачи – перейти от трехмерных (пространственных) задач к двумерным (плоским) или одномерным.

При расчете гидротехнических сооружений используются следующие упрощенные расчетные модели:

- плоская задача теории упругости (плоская деформация и плоское напряженное состояние);
- осесимметричная задача теории упругости;
- пластины и оболочки;
- стержневые системы.

Несмотря на внедрение в практику проектирования мощных конечно-элементных комплексов, упрощенные расчетные модели не утратили своего значения. Они позволяют инженеру выполнить прикидочные расчеты, “почувствовать игру сил в сооружении” и выбрать рационально более точную расчетную модель.

Построение упрощенных расчетных моделей проиллюстрируем на примере статического расчета гравитационной плотины, предельно упростив ее форму и действующие нагрузки, см. рис. 7.13.

На рис. 7.17а схематично показаны несколько секций гравитационной плотины с фрагментом основания. Вертикальное сечение плотины – прямоугольный треугольник ABC высотой H и длиной по основанию b , см. рис. 7.17б. Отношение длины подошвы b к высоте H примем для определенности $m = b/H = 0,8$.

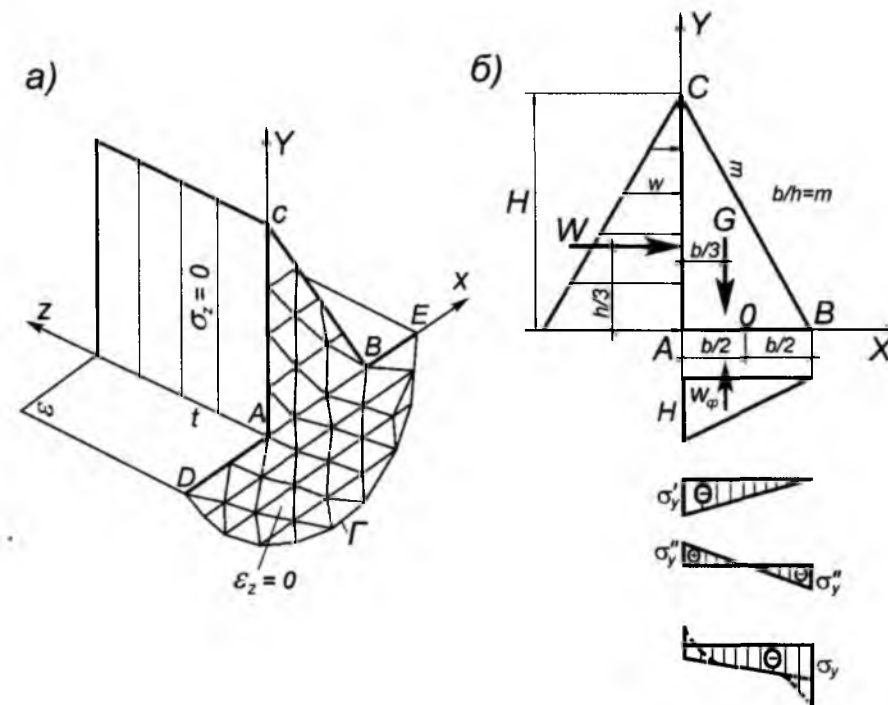


Рис. 7.17 Расчетные схемы для гравитационной плотины

Нагрузки на плотину:

- собственный вес G (примем удельный вес бетона $\gamma_b = 2,4 \text{ т/м}^3$);
- гидростатическое давление W (примем $\gamma_s = 1 \text{ т/м}^3$);
- противодействие на подошву плотины W_ϕ в виде треугольной эпюры с максимальной ординатой H , см. рис. 7.17; плотину будем считать водонепроницаемой ($\alpha_z = 1$).

Рассмотрим особенности формы и загрузки плотины:

- нагрузки, действующие на плотину, меняются только вдоль осей Ox , Oy и не меняются вдоль оси Oz ;
- фрагмент основания представляет собой длинное цилиндрическое тело с образующей, параллельной оси Oz ;
- секции плотины представляют собой набор пластин, не взаимодействующих друг с другом (так как вдоль оси Oz не действуют нагрузки).

Особенности формы и загрузки системы плотина – основание позволяют принять следующие модели:

- для основания – модель плоской деформации;
- для плотины – модель плоского напряженного состояния.

Плоская деформация в идеале реализуется для бесконечно длинных (в направлении Oz) цилиндрических тел, в таких телах все точки, лежащие на прямой, параллельной Oz , перемещаются одинаково. Формально гипотезы, на которых строятся уравнения плоской деформации записываются в виде:

$$w = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial z} = 0, \quad \frac{\partial v}{\partial z} = 0$$

Модель плоского напряженного состояния применяется для пластин, размер которых t вдоль оси Oz мал по сравнению с другими размерами (вдоль осей Ox, Oy). При этом пластина загружена только силами, параллельными плоскости Oxy . Очевидно, что в этом случае: $\sigma_{zz} = 0, \tau_{xz} = 0, \tau_{yz} = 0$.

Подставляя соответствующие гипотезы в приведенные выше уравнения трехмерной задачи теории упругости, можно получить упрощенную двумерную постановку задачи, где все неизвестные будут зависеть не от трех, а от двух пространственных координат – x и y .

Двумерная задача существенно проще трехмерной. При использовании для статического расчета системы плотина – основание МКЭ в двумерной постановке расчетная область представляет собой вертикальное сечение, разбитое на рис. 7.17а сеткой треугольных элементов.

На части контура AB (верховая грань) прикладывается распределенная нагрузка интенсивности w , на контуре Γ (граница фрагмента основания) ставятся условия жесткой заделки (равенства нулю всех перемещений), в случае водонепроницаемого основания на части AD прикладывается давление верхнего бьефа на дно водохранилища, на участках BC и BE (там где нет напряжений) граничные условия не формулируются, эти граничные условия являются естественными для решаемой вариационной задачи и выполняются с той точностью, с какой решается задача.

Ту же задачу определения напряжений в гравитационной плотине можно решить в наиболее простой одномерной постановке.

На рис. 7.18 показана консольная балка, изгибаемая внешней нагрузкой. Эту балку можно интерпретировать как пластину, работающую в условиях плоского напряженного состояния. В рамках плоской задачи неизвестными, подлежащими определению, будут перемещения точек пластины вдоль осей Ox, Oy : $u(x,y), v(x,y)$ и напряжения $\sigma_{xx}(x,y), \sigma_{yy}(x,y), \tau_{xy}(x,y)$

Особенностью формы пластины на рис. 7.18 является то, что ее размер вдоль оси Oy существенно меньше ее длины вдоль оси Ox .

Учитывая особенность формы пластины, в уравнения плоской деформации можно ввести так называемую гипотезу плоских сечений, согласно которой перемещения для всех точек пластины, лежащих на линии параллельной оси Oy ($x = \text{const}$), вертикальные перемещения $v(x,y)$ одинаковы, а горизонтальные $u(x,y)$ меняются по линейному закону, то есть:

$$v(x,y) = v(x,0) = W(x); \quad u(x,y) = u(x,0) + y \theta(x) = U(x) + y \theta(x) \quad (*)$$

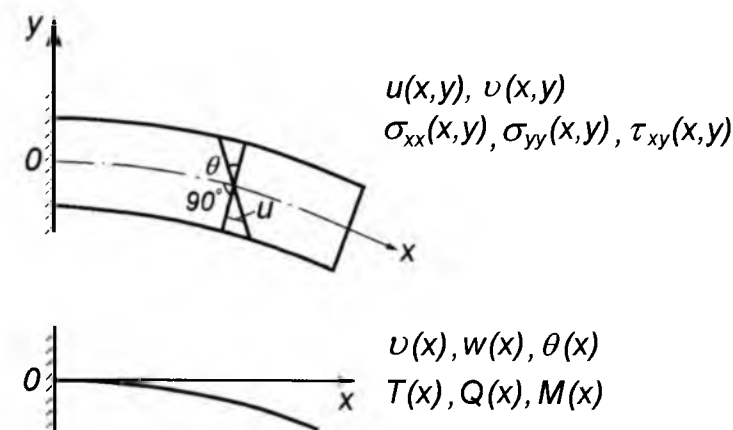


Рис. 7.18 Двумерная и одномерная расчетные модели балки

В (*) использованы следующие обозначения:

$W(x)$ – вертикальные перемещения точек, лежащих на оси консоли ($y = 0$); $U(x)$ – горизонтальные перемещения точек, лежащих на оси консоли ($y = 0$); $\theta(x)$ – углы поворота плоских сечений (линий $x = \text{const}$). Таким образом, две компоненты перемещений пластины $v(x,y)$, $u(x,y)$ могут быть определены через три функции одной переменной: $U(x), W(x), \theta(x)$. Если принять дополнительно, что нормальные к оси стержня плоские до деформации сечения остаются нормальными к оси стержня после деформации, то число независимых функций уменьшится с трех до двух, так как при этом

$$\theta(x) = -\frac{d}{dx} (W(x)) \quad (**)$$

Введение гипотез (*) и (**) в уравнения плоской задачи теории упругости приводит к уравнениям классической теории стержней, изучаемой в курсах сопротивления материалов. В сопротивлении материалов уравнения для стержней строятся не путем упрощения уравнений трехмерной задачи теории упругости, а иными, более простыми способами. Выбранный здесь путь имеет цель показать, как связаны между собой различные постановки задач механики твердых деформируемых тел.

Вернемся к задаче нахождения напряжений в бетонной гравитационной плотине, но уже в одномерной постановке сопротивления материалов, рассматривая секцию плотины как консольный стержень ABC переменного сечения, см. рис. 7.17б.

Для этого подсчитаем равнодействующие всех сил, приложенных к секции плотины аналогично тому, как это было сделано в п. 7.3.3 при проверке устойчивости плотины на сдвиг:

- гидростатическое давление верхнего бьефа $W = \gamma_b \cdot H^2/2$;
- собственный вес $G = \gamma_b \cdot b \cdot H/2$;
- противодействие $W_\phi = W = \gamma_b \cdot b \cdot H/2$.

В рамках модели сопротивления материалов рассматриваемая задача является статически определимой, то есть напряжения могут быть найдены только из уравнений равновесия. Определим вертикальные напряжения σ_y по контакту плотины с основанием в сечении AB . Для этого надо найти нормальную силу T и изгибающий момент M в этом сечении.

Нормальная сила в сечении AB :

$$T = G - W_\phi = 1,4 \cdot b \cdot H/2 = 1,4 \cdot m \cdot H^2/2 \quad (7.39)$$

Изгибающий момент в сечении AB относительно точки O :

$$M = W \cdot H/3 - (G - W_\phi) \cdot b/6 = H^3/6 - 1,4 \cdot (m \cdot H^2/2) \cdot (m \cdot H/6) = (1 - 0,7m^2) \cdot H^3/6 \quad (7.40)$$

Напряжения σ_y в сечении AB :

$$\begin{aligned} \sigma_y &= -\frac{T}{b} + \frac{12M}{b^3} x = -\frac{0,7mH^2}{b} + 2(1-m^2)(H/b)^3 x = \\ &= -0,7H + 2 \frac{(1-m^2)}{m^3} x \end{aligned} \quad (7.41)$$

Напряжения σ_y в точках A ($x = b/2$), B ($x = -b/2$):

$$\sigma_y = -0,7H \pm \frac{(1-m^2)}{m^2} H = (-0,7 \pm \frac{1-m^2}{m^2}) H$$

При $m = 0,8$ $\sigma_y(A) = -0,14 H$; $\sigma_y(B) = -1,26 H$.

Таким образом, в соответствии с расчетом в рамках гипотез сопротивления материалов, вертикальные напряжения σ_y на контакте плотины с основанием (в сечении AB) сжимающие, распределены по линейному закону, наибольшее сжатие в точке B ($-1,26H$), наименьшее сжатие в точке A ($-0,14H$), см. рис. 7.176.

Долгое время (до середины XX века) гравитационные плотины проектировались на основании расчетов по сопротивлению материалов, и уклон низовой грани m выбирался так, чтобы напряжения на верховой грани плотины были сжимающими.

Более точная расчетная модель – описанная выше плоская задача теории упругости. Расчет той же плотины методом конечных элементов в рамках плоской задачи линейной теории упругости дает в сечении AB эпюру напряжений, показанную на рис. 7.176 пунктиром. Эпюра напряжений по теории упругости в сечении AB имеет ту же нормальную силу T (площадь эпюры) и момент M относительно точки O , какие дает сопротивление материалов, см. формулы (7.39), (7.40). Однако распределение напряжений по толщине будет отлично от линейного, и вблизи точки A более точная расчетная схема даст растягивающие напряжения, см. рис. 7.176. Наличие растягивающих напряжений и трещины вблизи точки A было подтверждено натурными наблюдениями на высоких бетонных плотинах.

Примечание. Понимание формул (7.39)–(7.41) требует от читателя знакомства с элементарными понятиями сопротивления материалов.

Кроме простейших моделей сопротивления материалов и сложных моделей трехмерной теории упругости при расчете гидротехнических сооружений используются занимающие между ними промежуточное положение двумерные модели теории пластин и оболочек. Пластинами и оболочками называют тела, у которых один размер (толщина) существенно меньше двух других. Это позволяет при их расчете ввести в уравнения трехмерной задачи теории упругости гипотезу прямых нормалей (аналог гипотезы плоских сечений для стержней). Тем самым трехмерная задача упрощается и сводится к двумерной. Как оболочки рассчитываются перекрытия многоарочных плотин, тонкие арочные плотины, как пластины рассматриваются контрфорсы и плоские перекрытия контрфорсных плотин, плиты крепления водобойных колодцев и многие другие конструкции.

После выполнения статических расчетов и определения перемещений, деформаций и напряжений производится проверка критериальных соотношений (7.3). Если соотношения (7.3) не выполняются, то размеры сооружения корректируются так, чтобы удовлетворить условиям прочности с требуемым запасом.

7.3.5. Гидравлические расчеты водосбросных сооружений

Выбор конструкций и размеров водосбросных сооружений, необходимых для холостых сбросов, а также размеров элементов водопропускного тракта, в частности диаметров турбинных водоводов, является одной из важнейших задач проектирования и производится на основе гидравлических расчетов.

Возможные типы водосбросных и водопропускных устройств на плотинах были кратко описаны в п. 3.2.3. Рассмотрим простейшие гидравлические расчеты этих устройств. Вывод приведенных ниже формул дается в курсе гидравлики (механики жидкости и газа).

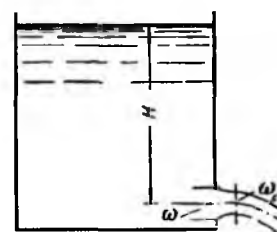


Рис. 7.А Истечение из отверстия

Истечение через отверстия. Пусть в стенке резервуара или бака имеется отверстие площади ω , рис. 7.А.

Обозначим напор над центром отверстия через H . Скорость истечения воды из отверстия V :

$$V = m \sqrt{2gH}, \quad (7.42)$$

где m – коэффициент, характеризующий потери напора и степень сжатия струи при выходе из отверстия.

Расход воды через отверстие Q :

$$Q = V \omega = m \omega \sqrt{2gH} \quad (7.43)$$

Коэффициент m называется коэффициентом расхода и для малых отверстий составляет $m = 0,59-0,61$. Для больших отверстий в тонкой стенке $m = 0,7-0,8$.

Водосливы (поверхностные водосбросы). По типу стенки (порога) водосливы подразделяются на:

- водосливы с тонкой стенкой (рис. 7.Б а);
- водосливы практического профиля (рис. 7.Б б);
- водосливы с широким порогом ($L > 2,5H$, рис. 7.Б в).

По типу сопряжения струи с нижним бьефом водосливы подразделяются на:

- незатопленные, в которых уровень нижнего бьефа не влияет на расход и картину перелива через порог (рис. 7.Б а, 7.Б б);

- затопленные, в которых уровень нижнего бьефа влияет на расход и картину перелива через порог (рис. 7.Б в).

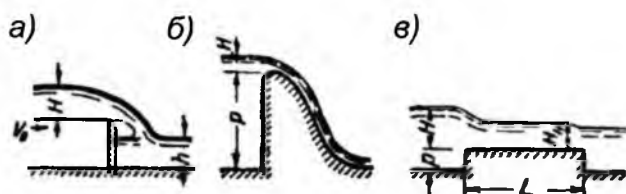


Рис. 7.Б Водосбросы по типу водосливов

Формула вычисления расходов для незатопленного водослива с тонкой стенкой имеет ту же структуру, что и формула (7.43) для случая истечения из отверстий, с той лишь разницей, что под напором H понимается напор на пороге (разность отметок УВБ и порога водослива) и вместо площади отверстия ω для водослива с прямоугольным отверстием стоит величина площади сечения струи на пороге:

$$\omega = b H, \quad (7.44)$$

где b – ширина водослива.

Формула (7.43) после подстановки в нее (7.44) примет вид:

$$Q = m b \sqrt{2g} \cdot H^{3/2} \quad (7.45)$$

Коэффициент расхода для прямоугольных водосливов с тонкой стенкой различных конструкций $m = 0,4-0,47$.

Водосливы практического профиля подразделяются на:

- **безвакуумные**, очерченные по контуру нижней поверхности падающей струи;
- **вакуумные**, очерченные так, что давление на водосливной грани меньше атмосферного.

Формула вычисления расходов для водосливов с широким порогом и практического профиля имеет структуру, близкую к формуле (7.45) и дополнена еще двумя эмпирическими коэффициентами:

- коэффициентом бокового сжатия струи быками K ;
- коэффициентом, учитывающим степень затопления водослива со стороны нижнего бьефа σ_3 :

$$Q = m K \sigma_3 b \sqrt{2g} \cdot H^{3/2}; \quad (7.46)$$

Коэффициент расхода m составляет:

- для незатопленного водослива с широким порогом $m = 0,32-0,38$;
- для незатопленного безвакуумного водослива практического профиля $m = 0,4-0,5$;
- для незатопленного вакуумного водослива практического профиля $m = 0,5-0,6$.

Степень затопления водослива характеризуется параметром H_n/H , где H – полный напор на пороге водослива, H_n – глубина нижнего бьефа, отсчитываемая от отметки порога водослива, рис. 7.Б в. Затопление начинает влиять на расход при $H_n/H > 0,35$ и для водосливов практического профиля коэффициент затопления σ_3 можно принимать:

H_n/H	0,6	0,8	0,9	1,0
σ_3	0,9	0,86	0,79	0

Величина бокового и вертикального сжатия потока, характеризующаяся эмпирическим коэффициентом K , оказывает меньшее влияние на расход: $K = 0,85-1,0$.

Приведенные выше зависимости позволяют приближенно оценить расход через водосливы различных конструкций и запроектировать в первом приближении водосбросной фронт. При составлении технического проекта и рабочих чертежей выполняются более точные расчеты, а также лабораторные исследования на гидравлических моделях.

7.3.6. Особенности проектирования ГАЭС

В мировом гидротехническом строительстве широкое распространение получили оба направления использования водной энергии – за счет имеющихся достаточных и экономически выгодных водных восполняемых ресурсов рек и за счет организации искусственных бассейнов для ГАЭС в местах с ограниченными гидроресурсами. В предыдущих разделах уже отмечалось, что имеющийся экономически целесообразный запас гидроресурсов в России сконцентрирован в Сибири, на Дальнем Востоке и на Кавказе, а в Центральной Европейской части страны он практически исчерпан. Подобная ситуация сложилась и в ряде других стран, поэтому большой размах получило строительство ГАЭС.

Установленная мощность ГАЭС во всем мире уже превысила 20 млн. кВт и в технически развитых странах с ограниченными гидроресурсами растет быстрее, чем мощность ГЭС (таб. 2.8). Объясняется это современными условиями производства и потребления электроэнергии. Прежде всего, это вызвано необходимостью иметь в достаточном количестве пиковую мощность (рис. 1.18). Характерным для графика нагрузки является спад кривой потребления в ночные (первые) часы суток, резкое возрастание в утренние часы, в основном за счет включения промышленной нагрузки, и максимум в вечерние часы, когда суммируются промышленная и возросшая бытовая нагрузка.

Применение ГЭС в качестве источника покрытия пиковой части графика нагрузки имеют свойственные некоторым гидроэлектростанциям ограничения. Иногда приходится использовать ГЭС в базисе нагрузки, так как снижение их мощности в провал нагрузки вызывает холостые сбросы воды либо для поддержания санитарного расхода, либо постоянного попуска для обеспечения нереста рыб и тому подобным условиям водопользователей, что связано с потерей электроэнергии.

Кроме того, работая в базисе нагрузки по условиям водопользователей, может не хватить мощности ГЭС для покрытия пиков нагрузки.

Для покрытия дефицита пиковой нагрузки, как уже отмечалось, стали все больше применять ГАЭС. В часы минимума потребления избыточная мощность ТЭС и АЭС используется для накачивания воды в напорные бассейны ГАЭС (рис. 1.18), а в часы максимума потребления электроэнергии запасенная на ГАЭС вода обеспечивает ее работу по покрытию пиковой части графика нагрузки.

ГАЭС подразделяют на несколько типов, как по применению в них оборудования, так и по характерным особенностям. Установки, вырабатывающие электроэнергию только за счет гидроаккумулирования при одинаковых пределах изменения напоров, как в насосном, так и в турбинном режимах, называются **чистыми ГАЭС**. Схема такой установки показана на рис. 7.19.

Установки, в которых электроэнергия вырабатывается как за счет использования естественного стока, так и за счет гидроаккумулирования, называются **смешанными ГЭС – ГАЭС**.

В последнее время гидроаккумулирование стали применять на всех ПЭС.

Для чистых ГАЭС в естественных условиях требуется наличие двух близко расположенных водоемов на разных уровнях. В природе таких удачных сочетаний и к тому же расположенных близко к центрам потребления электроэнергии немного, поэтому чаще изыскивается один естественный водоем, а другой сооружается искусственно. Один из примечательных проектов ГАЭС с искусственным подземным резервуаром показан на рис. 2.11.

Несмотря на значительную стоимость сооружения и значительные потери энергии в процессах гидроаккумулирования и выработки электроэнергии, применение ГАЭС экономически оправдано и объясняется повышением КПД ТЭС и среднего КПД энергосистемы на несколько процентов.

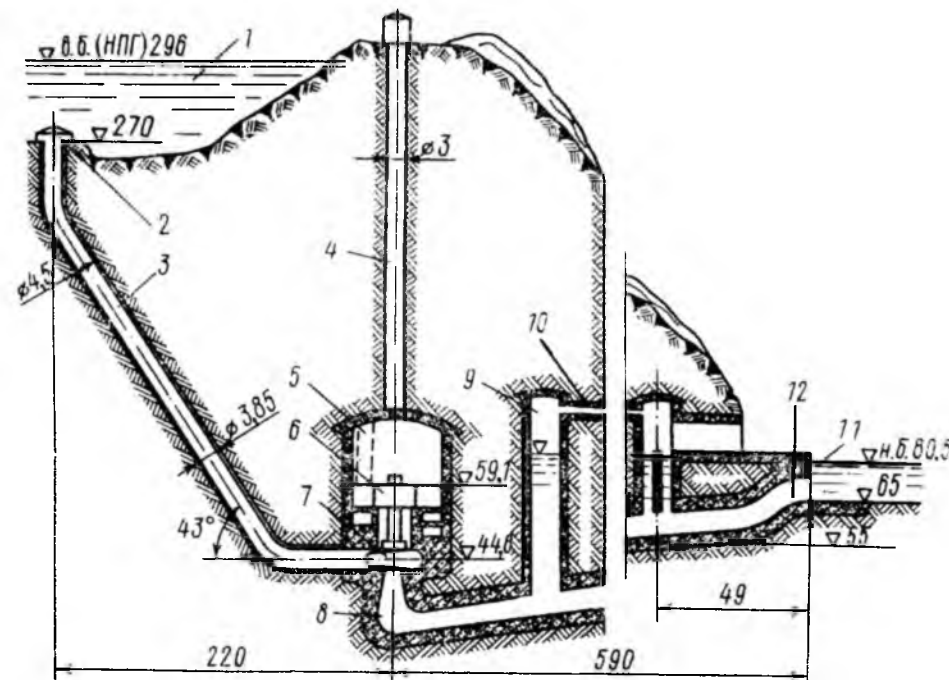


Рис. 7.19 Схема гидроустановки чистой ГАЭС Кисеньяма (Япония) с вертикальной обратимой турбиной

- 1 – водохранилище; 2 – водозабор; 3 – напорный водовод; 4 – шахта с лифтом;
5 – подземное здание ГАЭС; 6 – генератор; 7 – обратимая турбина;
8 – отсасывающе-всасывающая труба; 9 – уравнильный резервуар;
10 – соединительный воздушный канал;
11 – подводящий и отводящий канал нижнего бассейна

Экономическая эффективность ГАЭС определяется как разность в стоимости выработанного 1 кВт·ч в энергосистеме до и после ввода в строй ГАЭС. Эффективность увеличивается: с уменьшением удельных капиталовложений, увеличением КПД цикла (турбина – насос), напора, установленной мощности, коэффициента использования оборудования и степени автоматизации процесса. КПД цикла $\eta_{\text{ген}}$ определяется потерями в установке как при насосном ($\eta_{\text{нас}} = 0,81-0,85$), так и при генераторном ($\eta_{\text{ген}} = 0,84-0,87$) режимах и в среднем приближается к $\eta_{\text{ц}} = 0,7$ (в лучших установках $\eta_{\text{ц}}$ достигает 0,75).

Капиталовложения на 1 кВт установленной мощности в ГАЭС меньше, чем в ГЭС. По имеющимся данным в США они составляют от 50 до 120 долл. При затратах больше 130 долл. на 1 кВт капиталовложения считаются неконкурентноспособными.

Наилучшими для использования в ГАЭС являются напоры от 200 м до 500 м, при меньших напорах растут капиталовложения на 1 кВт.

По данным комиссии ООН на 1968 г., если принять удельные капиталовложения ГАЭС с установленной мощностью $N_y = 400$ МВт за 100%, то для ГАЭС с $N_y = 1100$ МВт они снизятся до 70%, а для $N_y = 3000$ МВт – до

55%. Кроме того, с увеличением мощности агрегата растет влияние масштабного эффекта, в результате чего увеличивается КПД. Отсюда ясна тенденция к повышению мощности современных ГАЭС. Известны проекты ГАЭС с установленной мощностью 3000 МВт и единичной мощностью агрегата 700 МВт.

Автоматизация современных ГАЭС и ГЭС весьма высока, что уменьшает эксплуатационные расходы. Штатный коэффициент (чел/МВт установленной мощности) в современных ГАЭС составляет 0,025-0,06 чел/МВт, тогда как на ТЭС он близок к 1 чел/МВт.

Применение ГАЭС позволяет, также как и ГЭС, повысить качество вырабатываемой электроэнергии. На ГАЭС агрегаты, как правило, способны работать в режиме СК, поглощая вредную реактивную энергию в энергосистеме.

В проектах перспективного развития энергосистем учитываются все особенности, изложенные в настоящем разделе, а также в п. 2.4.

7.3.7. Некоторые вопросы проектирования технологической части и оборудования

Уже отмечалось, что проектирование ГЭС на основе материалов изысканий начинается с водноэнергетических расчётов. Они являются одной из важнейших частей проекта, однако, как уже было сказано, сами по себе эти расчёты недостаточны для выбора параметров ГЭС. Водноэнергетические расчёты должны производиться параллельно с энергетическими расчётами, задачей которых является определение роли проектируемой ГЭС в энергетической системе в целом и в конкретных регионах в частности, т.е. при расчетах определяются требования, которые энергосистема с учётом интересов региона диктует режиму ГЭС, в том числе по составу и объёму гидросилового и электротехнического оборудования.

Проектирование гидротурбин. На ГЭС устанавливаются турбины различных систем, количество устанавливаемых на каждой станции турбин зависит от установленной мощности ГЭС и расчётного напора. Тот или иной вид компоновки агрегата зависит от принятого типа здания ГЭС, от типа турбины, определяемого величиной будущего напора, от её размера, определяемого заданной мощностью, от частоты вращения и типа генератора, а также от некоторых других факторов. Поскольку в нашей стране тип активных турбин не получил широкого распространения, то здесь в кратком изложении затронутой темы рассматриваются лишь реактивные турбины.

Для разного сочетания указанных факторов стремятся найти оптимальные компоновки агрегатов, дающие наиболее экономичное решение не только для самого агрегата, но и для здания ГЭС в целом.

Компоновка агрегата занимает важнейшее место при проектировании турбин. В последнее время для ГЭС получила признание компоновка агрегата

с двумя подшипниками и генератором зонтичного типа с опорой подпятника на крышку турбины. Вал турбины и генератора выполняется единым. Достоинством такой компоновки являются минимальные осевые размеры агрегата. Однако использование такого решения ограничивается условиями обслуживания турбины и генератора (трудности выполнения проходов к узлам агрегата). Поэтому при небольших размерах диаметра рабочего колеса – менее 5 м осуществление такой конструкции затруднено. Пример ряда компоновочных схем вертикальных турбин представлен на рис. 7.20.

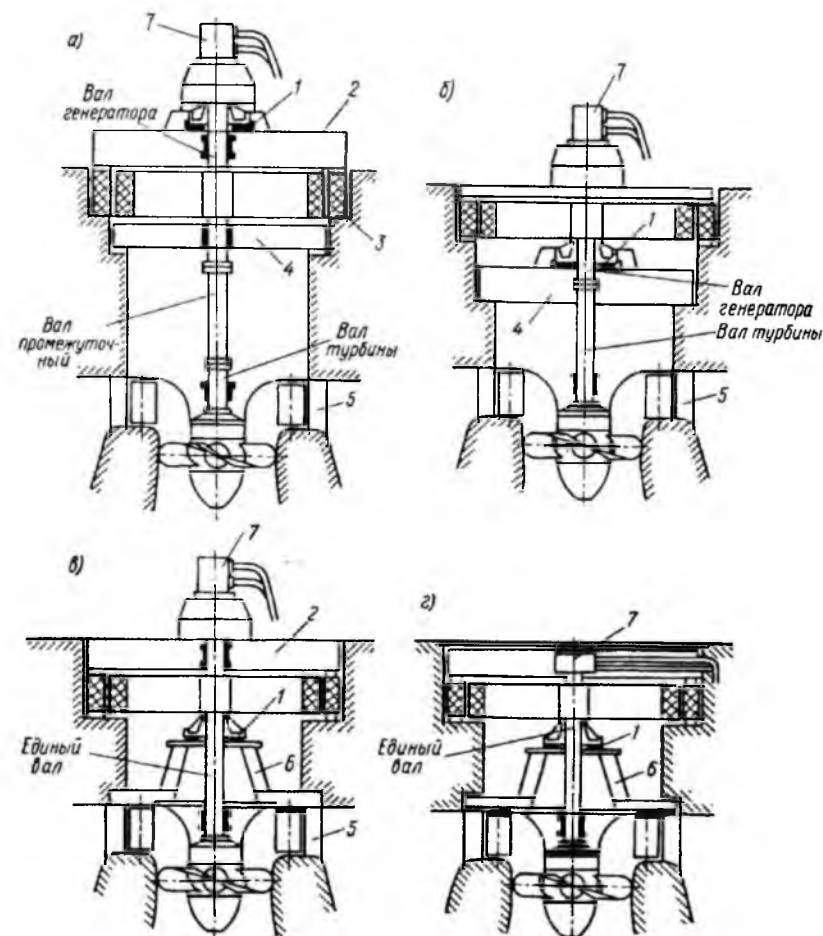


Рис. 7.20 Варианты компоновки вертикальных турбин
а) – агрегат с тремя подшипниками с подвесным генератором; б) – агрегат с двумя подшипниками с генератором зонтичного типа с опорой на нижнюю крестовину; в) – агрегат с двумя подшипниками с генератором зонтичного типа с опорой на крышку турбины; г) – агрегат построен по схеме (в), но маслоприёмник турбины не выступает за пределы генератора;
1 – подпятник; 2 – верхняя крестовина; 3 – статор генератора; 4 – нижняя крестовина; 5 – статор турбины; 6 – опора подпятника; 7 – маслоприёмник

Следует обратить внимание на схему компоновки (рис. 7.20 г), применяющуюся для зданий ГЭС, через которые организуются водосбросы или для открытых зданий без машинного зала.

На рис. 7.21 представлены характерные компоновки горизонтальных турбин. В компоновке (а) – горизонтальная турбина (1) с изогнутой отсасывающей трубой (2). Рабочее колесо удерживается подшипником (3). Генератор соединяется муфтой с валом турбины (4).

В компоновке (б) представлена схема шахтного агрегата (полупрямоточного), где подвод воды происходит по каналам (1), омывающим бетонную шахту (6) генератора (2). Перед рабочим колесом (4) расположен направляющий аппарат турбины (3), а за колесом – статор турбины (7).

На схеме (в) представлена компоновка прямоточного агрегата, где: прямоосный канал (1); входные (2) и выходные (6) опорные ребра (колонны); осевой направляющий аппарат (3); рабочее колесо турбины (5), на котором в обхват лопастей расположен ротор генератора; статор генератора (4); прямоосная отсасывающая труба (7).

В последнее время наибольшее распространение получили горизонтальные турбины с расположением генератора в металлическом кожухе – капсуле. Применение шахтного исполнения затруднено из-за сложности гидротехнических сооружений, а применение прямоточной схемы усложняется условиями уплотнений и трудностями соединения обода ротора с поворотными лопастями, поэтому такие схемы распространения не получили.

Для выбора турбин при наиболее распространенных схемах использования водотока на ГЭС в нашей стране создана номенклатура типов реактивных турбин. На рис. 7.22 представлен сводный график областей применения турбин, вошедших в номенклатуру. График дан в логарифмических координатах. В номенклатуре для напоров 3-500 м и мощности до 900 000 кВт принято всего 17 типов рабочих колёс (девять поворотно-лопастных и восемь радиально-осевых) с диаметром 100-1050 см. Границы мощности каждой области определяются принятыми максимальными и минимальными

диаметрами рабочих колёс D_{lmax} , D_{lmin} . На графике они проставлены у соответствующих наклонных линий.

Граница напоров для каждой области установлена, исходя из обычно допускаемых целесообразных высот отсасывания H_s , а также из условий прочности лопастей рабочих колёс.

В номенклатуру включены частные графики областей применения турбин отдельных серий. Частные графики построены в тех же координатах, что и сводный график, но с дополнительными данными, позволяющими определять размеры турбины и частоту её вращения. Эти частные графики для номенклатурных колёс приводятся в справочниках и используются при предварительных расчётах турбин.

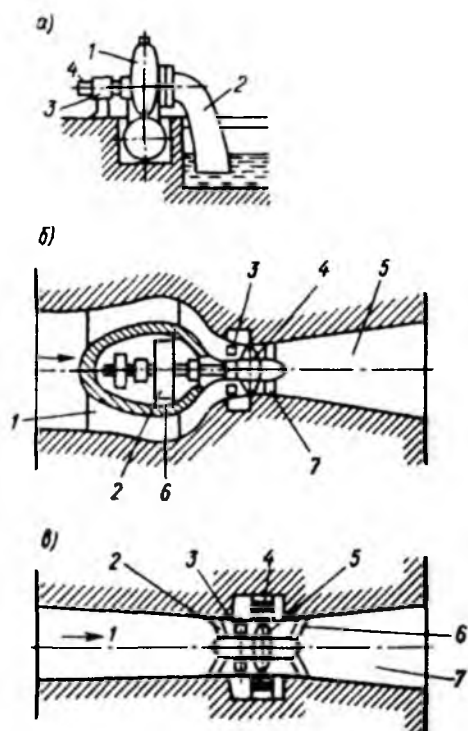


Рис. 7.21 Схемы компоновки горизонтальных турбин

а) горизонтальная турбина с изогнутой отсасывающей трубой;
 б) полупрямоточная турбина;
 в) прямоточная турбина

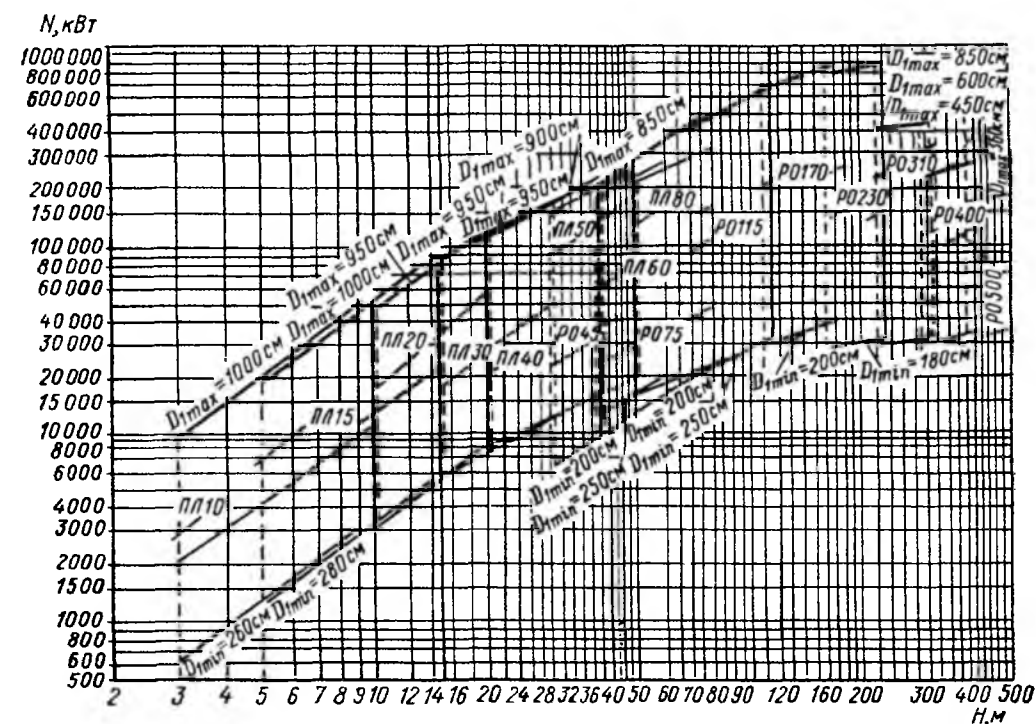


Рис. 7.22 Сводный график областей применения крупных номенклатурных гидротурбин

Создание номенклатуры сыграло очень большую роль в развитии отечественного гидротурбостроения. Номенклатура способствовала систематизации разработанных серий гидротурбин, позволила выявить области и направление дальнейших исследований.

В нижеследующей таблице приведены данные некоторых крупнейших радиально-осевых турбин, установленных на гидроэлектростанциях мира в последние годы.

Таблица 7.7.
Крупнейшие радиально-осевые турбины

Наименование ГЭС	Мощность турбины, МВт	Напор, м	Диаметр рабочего колеса, м	Страна
Саяно-Шушенская ГЭС	650	194	6,5	Россия
Красноярская ГЭС	508	93	7,5	Россия
Нурекская ГЭС	310	230	4,75	Таджикистан
Ингури ГЭС	265	325	4,5	Грузия
Братская ГЭС	230	96	5,5	Россия
Асуанская ГЭС	160	62	7,5	Египет
Гренд – Кули	614	87	9,0	США
Черчилл – Фоллз	480	313	–	Канада
Кабора Басса	405	102	–	Мозамбик
Портидж – Маунтин	261	152	–	Канада
Альканштра	243	96,5	–	Испания
Мальпасо	218	95,5	–	Мексика
Эсперейто	192	–	6,0	Бразилия
Итайпу	715	118,4	8,6	Бразилия-Парагвай
Гури	218	–	5,2	Венесуэла
Луистон	169	92	–	США
Сейтевара	222	167	–	Швеция

Конструкция турбин во многом зависит от напора воды для проектируемой ГЭС. Для низконапорных ГЭС габариты турбин велики, что усложняет их изготовление и транспортировку. Для высоконапорных турбин особое значение приобретает прочность конструкции вследствие больших нагрузок.

Мощная турбина состоит из большого количества разнообразных узлов и механизмов (направляющий аппарат, подшипники, сервомоторы, МНУ, регулятор частоты вращения, спиральная камера, рабочее колесо, крышка турбины и др.), которые, в свою очередь, составлены из деталей самых разных размеров.

Условия работы деталей турбины весьма разнообразны: некоторые заливаются в бетон, создавая проточную часть турбины, непрерывно находясь под воздействием потока воды; другие находятся под воздействием больших постоянных или переменных нагрузок; третьи работают в условиях непрерывного трения и износа.

Проточная часть турбины и очертания её отдельных элементов: спиральной камеры, направляющих и рабочих лопаток направляющего аппарата, камеры рабочего колеса и отсасывающей трубы – должны обеспечивать оптимальные энергетические и кавитационные свойства турбины.

Оптимальная форма проточной части определяется с помощью гидродинамических расчётов и экспериментальных исследований на стендах лабораторных установок (модельные исследования см. гл. 5).

Проточная часть турбины определяет не только энергетические, кавитационные и другие эксплуатационные качества агрегата, но и его габариты и **заглубление здания ГЭС** в целом. Проточную часть стремятся проектировать с минимальными размерами. После выбора формы всех элементов проточной части турбины производится конструирование деталей турбины. Все детали должны быть прочными, надёжными в эксплуатации и обеспечивать длительную работу турбины без выхода их из строя.

В процессе проектирования и компоновки таких деталей, как спиральная камера, статор, кольца НА, камера РК, крышка турбины, имеют в виду, что они выполняют в машине двойную роль: образуют проточный тракт турбины и создают компактный надёжный и прочный корпус машины, поддерживающий вращающуюся часть турбины – колесо с валом и привод для регулирования НА.

При создании конструкции отдельных деталей и узлов проектируемой турбины должны использоваться удачные решения, применённые на прежних турбинах, а также *эксплуатационный опыт* на действующих ГЭС.

В процессе компоновки турбины, проектирования её деталей должны учитываться технологические возможности существующего производства или реального его развития в процессе изготовления турбины, а также возможности транспортировки узлов и деталей на место монтажа.

Выбор целесообразной мощности турбин крупной ГЭС необходимо производить с учётом выбора параметров остального оборудования гидростанции – генераторов, трансформаторов, другого электротехнического оборудования, а также затворов, кранового оборудования и др.

Оптимальные по технико-экономическим показателям параметры турбин могут не совпадать с оптимальными показателями сооружений и остального оборудования ГЭС, поэтому возникает необходимость сближать их, иногда пренебрегая некоторыми во имя наиболее выгодного технико-экономического проектного решения в целом. Важным фактором является стоимость сооружения силовой части здания ГЭС, во многом зависящая от параметров турбины. Поэтому только комплексное рассмотрение и анализ основных параметров и технико-экономических показателей всего оборудования гидростанции и здания ГЭС могут определить наиболее целесообразные параметры турбин по её надёжности – бесперебойности выработки электроэнергии и минимуму денежных затрат.

Исходными материалами для выбора основных параметров турбин, применительно к заданным условиям их работы, служат главные универсальные характеристики, полученные на основе испытаний моделей номенклатурных рабочих колёс (см. гл. 5).

Особое внимание уделяется расчётам, связанным с регулировочными характеристиками, в частности, обеспечивающими гарантированную работу турбины совместно с генератором.

Сопряжение генератора с турбиной имеет существенные сложности. Турбина без нагрузки может развивать частоту вращения, значительно большую той, которая соответствует максимальному КПД турбины.

Чтобы экономично использовать энергию воды, номинальный режим турбины рассчитывают при максимальном КПД. Поэтому если при номинальной нагрузке, когда проходящий через турбину поток воды, создает номинальный крутящий момент, происходит **внезапный сброс нагрузки** с генератора, т.е. происходит резкое снижение (почти до нулевого значения) противодействующего момента, агрегат за несколько секунд может раскрутиться до скорости, равной максимальной частоте вращения турбины.

Для предотвращения увеличения частоты вращения агрегата при сбросе нагрузки с генератора требуется уменьшить почти до нулевого значения крутящий момент, создаваемый потоком воды, проходящим через турбину. Это выполняется системой регулирования турбины, которая действует на закрытие направляющего аппарата (НА), и подача воды на лопасти рабочего колеса турбины почти полностью прекращается.

При своевременном закрытии НА (исправное его состояние) агрегат успевает достичь частоты вращения на 30-35% выше номинальной, поскольку регулятор обладает некоторым запаздыванием.

В случае неисправной работы регулятора, когда после сброса номинальной нагрузки НА турбины остаётся полностью открытым и турбина развивает максимальный крутящий момент, агрегат развивает максимальную частоту вращения, существенно превышающую номинальную. Эту максимальную частоту вращения называют **угонной** (n_y) или **разгонной**.

Явление угона характеризуют коэффициентом угонной частоты вращения (K_y), равным отношению угонной к номинальной частоте вращения.

$$K_y = n_y / n_n \quad (7.47)$$

Коэффициент угонной частоты вращения для разных систем турбин ориентировочно составляет: для ковшовых 1,8; для радиально-осевых 1,8-2,2; для поворотных лопастных при сохранении комбинаторной зависимости 2,0-2,2; для поворотных лопастных при нарушении комбинаторной зависимости 2,4-3,5.

Во избежание гидравлического удара в проточном тракте турбины регулятором частоты вращения задаётся определённая скорость закрытия НА турбины (например, время закрытия НА для турбины Саяно-Шушенской ГЭС

в диапазоне от 80% открытия до 20% составляет 7,5-8,0 с.), т.е. система регулирования не может быстро изменить крутящий момент турбины при изменении противодействующего момента генератора, но в то же время сокращает подачу воды так, чтобы турбина, развивая обороты при сбросе нагрузки, не достигала разгонной частоты вращения («заброс» оборотов в этом случае существенно ниже разгонного).

Материалы для изготовления деталей турбин применяются самые различные, но основные из них – это сталь, чугун, бронза, полимерные материалы, баббит, резина и др.

Особое значение материалам должно придаваться при изготовлении лопастей рабочих колёс, поскольку они действуют в специфических условиях динамического и кавитационного воздействия потока. На выбор материала для лопастей, в частности, повлиял широкомасштабный неудачный эксперимент по применению лопастей поворотных лопастных турбин Волжской ГЭС (г.Жигулёвск) из дешёвой, так называемой, медистой стали. Через небольшое число часов работы на лопастях из медистой стали появилась обширная и глубокая кавитационная эрозия.

В последние годы стали применяться биметаллические лопасти отлитые или отштампованные из малолегированной углеродистой стали и покрытые нержавеющей сталью (приварка листов, наплавка или прикрепление листов методом взрыва). В этом случае чаще применяется аустенитная нержавеющая сталь 1Х18Н9Т (углерод 0,12%; хром 17-20%; никель 8-11%; кремний 0,8%; марганец 2,0%; титан до 0,8%). Эта сталь кроме хорошей кавитационной стойкости имеет высокие пластические свойства. Она обладает высокой химической стойкостью и хорошей свариваемостью. Наилучшим оказался метод наплавки, а также метод взрыва по прикреплению листов кавитационно-стойкого материала на лопасти.

Направляющий аппарат является одним из главных узлов, определяющих компоновку всей турбины.

При проектировании НА для уменьшения в нём потерь необходимо так конструировать спиральную камеру и НА, чтобы в наиболее важном диапазоне режимов работы турбины (области высоких КПД) угол между вектором скорости потока в спиральной камере и касательной к оси профиля направляющей лопатки на входе был минимальным.

Упрощенно, в первом приближении, регулирование расхода можно представить себе из схемы, показанной на рис. 7.23, где несколько условно изображена развертка на плоскость лопаток НА (1) и лопастей РК (2).

Направляющий аппарат подаёт воду, как мы уже видели, на лопасти РК под некоторым углом. Окружная скорость u на лопасти всегда поддерживается неизменной, так как неизменной должна оставаться частота вращения ротора генератора. Это необходимо для поддержания постоянной частоты переменного электрического тока в сети. Направление относительной скорости w между лопастями РК задаётся формой лопастей. Тогда, как видно из

рис. 7.23, параллелограмм скоростей может образоваться только при одной определённой скорости c , проходящей через НА. Если лопатки НА открыть (показано пунктиром), то направление скорости c изменится и новый параллелограмм образуется при другой, большей скорости c_1 . Увеличится и величина относительной скорости w_1 , а следовательно и расход воды через РК будет большим, увеличится и мощность турбины. При больших углах поворота лопаток НА поток на лопасти радиально-осевых РК попадает с ударом. Это является одной из причин снижения КПД этих турбин. При поворотных лопастях правильное безударное попадание потока на лопасти происходит в более расширенном диапазоне открытий НА, поэтому и характеристика КПД поворотнораспределительных турбин выгодно отличается от характеристики радиально-осевых турбин.

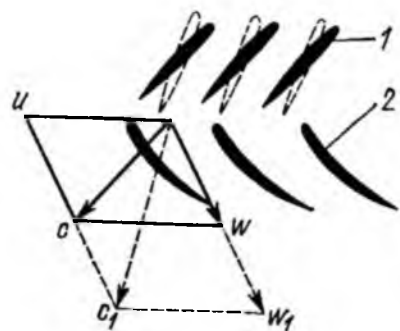


Рис. 7.23 Зависимость изменения скоростей потока на рабочем колесе турбины от поворота лопаток НА;

1 – лопатки НА; 2 – лопасти РК

Одновременный поворот лопаток НА осуществляется, как мы знаем, усилием сервомоторов, представляющих собой цилиндры, в которых силой давления масла перемещаются поршни (рис. 7.24 а), передавая усилия через кинематические связи на поворот лопаток НА. Профиль лопатки выполняется с эксцентриситетом относительно оси вращения, от которого зависит величина гидравлического момента действующего на лопатку.

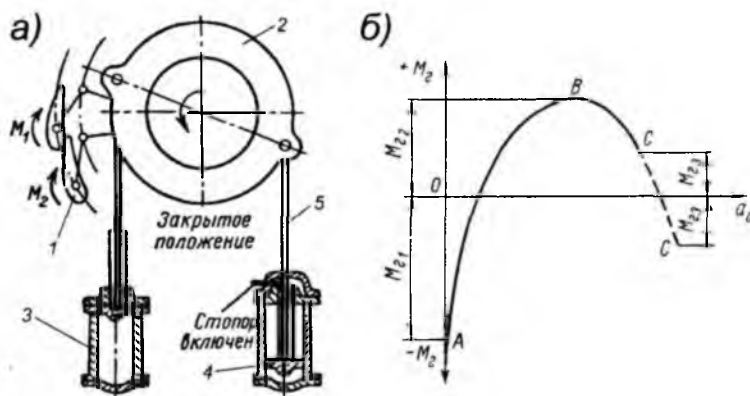


Рис. 7.24 а) схема кинематической связи направляющих лопаток НА с двумя сервомоторами; б) зависимость гидравлического момента лопатки от открытия НА (штриховая линия соответствует быстроходной турбине);

1 – лопатки; 2 – регулирующее кольцо; 3 – корпус сервомотора; 4 – поршень сервомотора; 5 – шток сервомотора

На рис. 7.24 (а) показана схема связи сервомоторов с лопатками НА в закрытом положении. В этом случае усилие, передаваемое на сервомотор через тяги будет равно:

$$P_{\text{зак}} = (M_z + M_n - M_{\text{тр}})K, \quad (7.48)$$

где: $P_{\text{зак}}$ – усилие на закрытие НА;

M_z – гидравлический момент, действующий на лопатку в закрытом положении;

M_n – момент упругих сил, возникающих вследствие натяга НА;

$M_{\text{тр}}$ – момент трения в цапфах лопаток НА;

K – коэффициент, учитывающий передаточное отношение кинематической связи между направляющими лопатками и сервомотором.

Численные значения моментов получают из расчёта потребного усилия сервомотора (перестановочное усилие). При расчёте $M_{\text{тр}}$ следует принимать минимально возможное значение коэффициента трения, т.е. проектировать узлы кинематической схемы и подшипники лопаток так, чтобы свести нагрузки на сервомоторы к минимуму.

На рис. 7.24(б) представлен общий характер изменения гидравлического момента в зависимости от открытия НА. Знак плюс соответствует действию гидравлического момента на закрытие, знак минус – на открытие. Момент M_{z1} соответствует положению полного закрытия, пропорционален заданной величине относительного эксцентриситета профиля лопатки и действует на открытие НА. Момент M_{z2} соответствует обычно половине открытия НА и действует на его закрытие. Момент M_{z3} соответствует максимальному открытию НА и может иметь разные знаки: у тихоходных (высоконапорных радиально-осевых) турбин знак плюс, у быстроходных (поворотнораспределительных) – знак минус (на рис. 7.24 (б) штриховая линия).

Таким образом, приведенные свойства НА характеризуют его как **самозакрывающийся** т.е. если при сбросе нагрузки окажется неисправной система регулирования, то НА закроется до некоторой величины под действием гидравлического момента действующего на лопатки. Но стремление к таким свойствам НА турбин с ростом единичной мощности и напоров приведёт к необходимости увеличения диаметров сервомоторов, а наличие крупногабаритного регулирующего кольца в шахте турбины создаёт препятствие для схемы по опиранию вращающихся частей агрегата на крышку турбины.

Большой эффект может дать применение схемы с индивидуальными сервомоторами, при которой устраняется регулирующее кольцо. Наиболее целесообразным может оказаться применение такой схемы для турбин с напором 100-200 м.

Поэтому уже на турбинах Саяно-Шушенской ГЭС был применён привод лопаток НА с индивидуальным сервомотором на каждую лопатку (рис. 7.25).

Для уменьшения размеров индивидуальных сервомоторов было впервые применено повышенное давление в МНУ и системе регулирования 6,3 МПа.

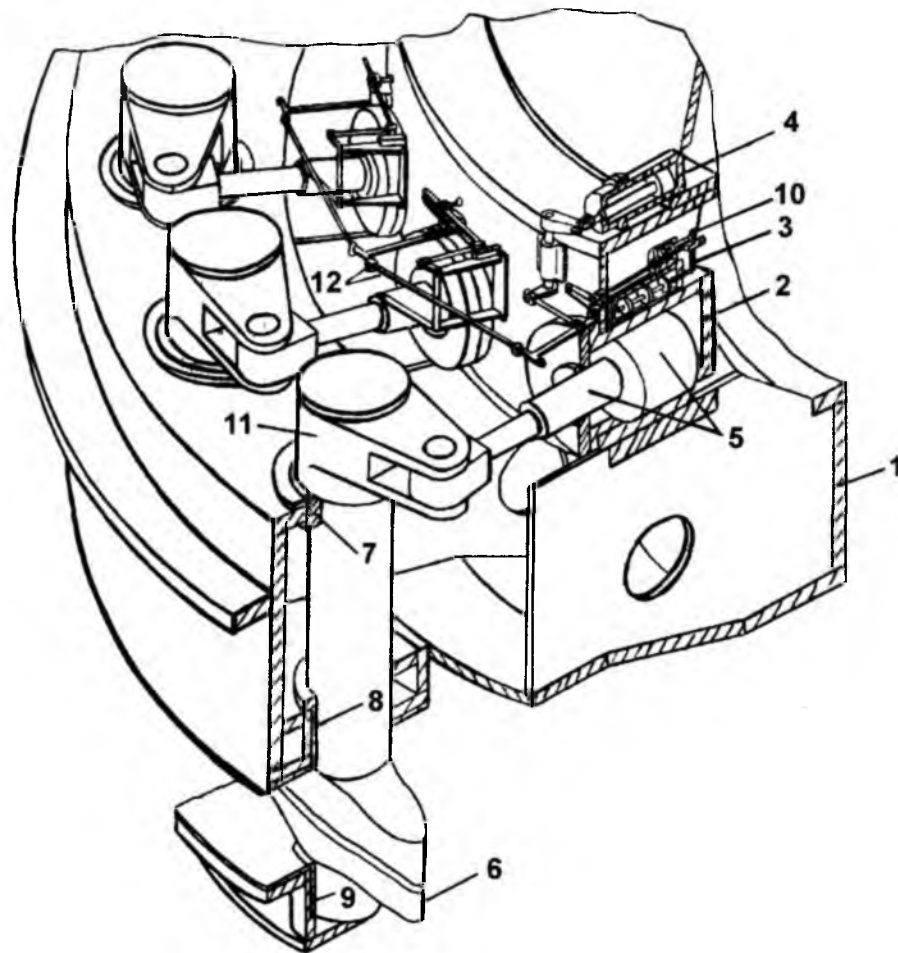


Рис. 7.25 Фрагмент крышки турбины Саяно-Шушенской ГЭС с индивидуальными сервомоторами привода лопаток НА

1 – крышка турбины; 2 – корпус индивидуального сервомотора; 3 – золотник индивидуального сервомотора; 4 – промежуточный сервомотор; 5 – поршень со штоком индивидуального сервомотора; 6 – лопатка НА; 7 – верхний подшипник лопатки НА; 8 – средний подшипник лопатки НА; 9 – нижний подшипник лопатки НА; 10 – побудительный золотник; 11 – рычаг; 12 – тяга

Опыт эксплуатации подтвердил основное преимущество такого привода – это большие перестановочные усилия по перемещению лопаток НА. Создана улучшенная компоновка турбины и оптимальные условия для её обслуживания. Индивидуальные сервомоторы позволяют увеличить плотность закрытия НА, достичь одинакового открытия всех лопаток на всём диапазоне открытий и подтвердили возможность отказа от специального ломкого элемента, обычно вводимого в кинематическую систему (срезные «пальцы») на случай попадания

твёрдого предмета между лопатками. Лопатки всегда остаются управляемыми, а сервомоторы служат в определённой мере демпферами по гашению вибраций лопаток.

Рабочее колесо, его конструкция и размеры неразрывно связаны со всеми узлами турбины, с параметрами проектируемого агрегата и ГЭС в целом. В проточной части – это главное звено, определяющее КПД и надёжность агрегата.

В результате обтекания лопастей РК потоком воды на них возникают нагрузки от действия давления воды и центробежных сил. Гидравлический момент и осевую силу определяют экспериментально в лаборатории на модели, исследуя силовые характеристики рабочих колёс.

Осевую нагрузку на РК радиально-осевого типа приблизительно можно определить по эмпирической формуле:

$$P_{oc} = K \frac{\pi}{4} D_1^2 H_{max} \quad (7.49)$$

где: D_1 – диаметр РК, м;
 H_{max} – максимальный напор, м;
 K – коэффициент, зависящий от типа РК.

Определение величины осевой нагрузки необходимо для расчёта собственно колеса, вала турбины и крепления его к ротору генератора, а также расчёта одного из важнейших узлов агрегата – подпятника (упорного подшипника).

Полное осевое усилие на РК радиально-осевого типа складывается из следующих нагрузок:

$$P_{oc} = P_1 + P_2 + P_3 - P_4 \quad (7.50)$$

где: P_1 – осевая составляющая сила воздействия потока на внутреннюю полость РК;
 P_2 – осевое давление воды на верхний обод РК;
 P_3 – осевое усилие давления воды на нижний обод РК;
 P_4 – выталкивающая сила, согласно закону Архимеда.

С целью уменьшения объёмных потерь, протечек воды помимо лопасти радиально-осевого РК и, соответственно, для увеличения КПД турбины обычно проектируются **лабиринтные уплотнения**. В зависимости от напора применяют разные конструкции уплотнений. На рис. 7.26 представлена конструкция щелевого уплотнения нижнего и верхнего ободьев радиально-осевого РК для средних напоров.

Вода, проникая через зазор обода, по разгрузочной трубке (1) протекает за РК в отсасывающую трубу. Чередование узкой щели с кольцевыми выточками приводит к соответствующему чередованию площадей сечения канала (рис. 7.26б), по которому протекает вода, что увеличивает

сопротивление и уменьшает расход вследствие внезапного расширения и сжатия потока.

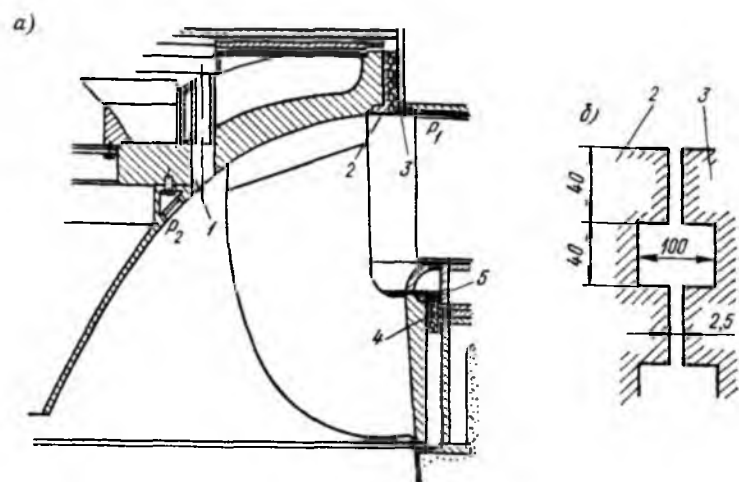


Рис. 7.26 а) щелевое уплотнение обода рабочего колеса радиально-осевого типа; б) фрагмент щелевого уплотнения (щель чередующаяся с расширенным пространством);

1 — разгрузочная трубка; 2;4 — уплотнительные кольца ободьев (подвижная часть лабиринта); 3;5 — уплотнительные кольца неподвижной части лабиринта

Рабочее колесо радиально-осевого типа, представляет собой пространственную систему, состоящую из верхней ступицы (верхний обод), нижнего обода и лопастей. Находясь в потоке, рабочее колесо, кроме давления воды, испытывает действие центробежных сил, которые существенно возрастают при разгонной частоте вращения. Расчёт такой конструкции представляет большую сложность и производится с рядом допущений. Поэтому при проектировании крупных РК обязательно проводят экспериментальные тензометрические исследования их напряженного состояния на моделях колес.

Для рабочего колеса турбины поворотного-лопастного типа характерным является наличие механизма поворота лопастей, расположенного внутри корпуса (втулки) РК. Наиболее распространенным механизмом является кривошипный тип привода. Во втулке часто располагают и сервомотор привода механизма поворота лопастей, хотя имеются и другие схемы (рис. 7.27). Во многих поворотных-лопастных турбинах смазка механизма осуществляется маслом, проникающим через зазоры из цилиндра сервомотора, т.е. объём втулки, где размещается механизм поворота лопастей постоянно заполнен маслом и разгрузка этого объёма выполняется через специальную трубку в сливной резервуар маслоприёмника. Маслоприёмник расположен над генератором (рис. 7.27). Давление масла в полости механизма поворота лопастей определяется высотой столба масла во внутренней полости вала.

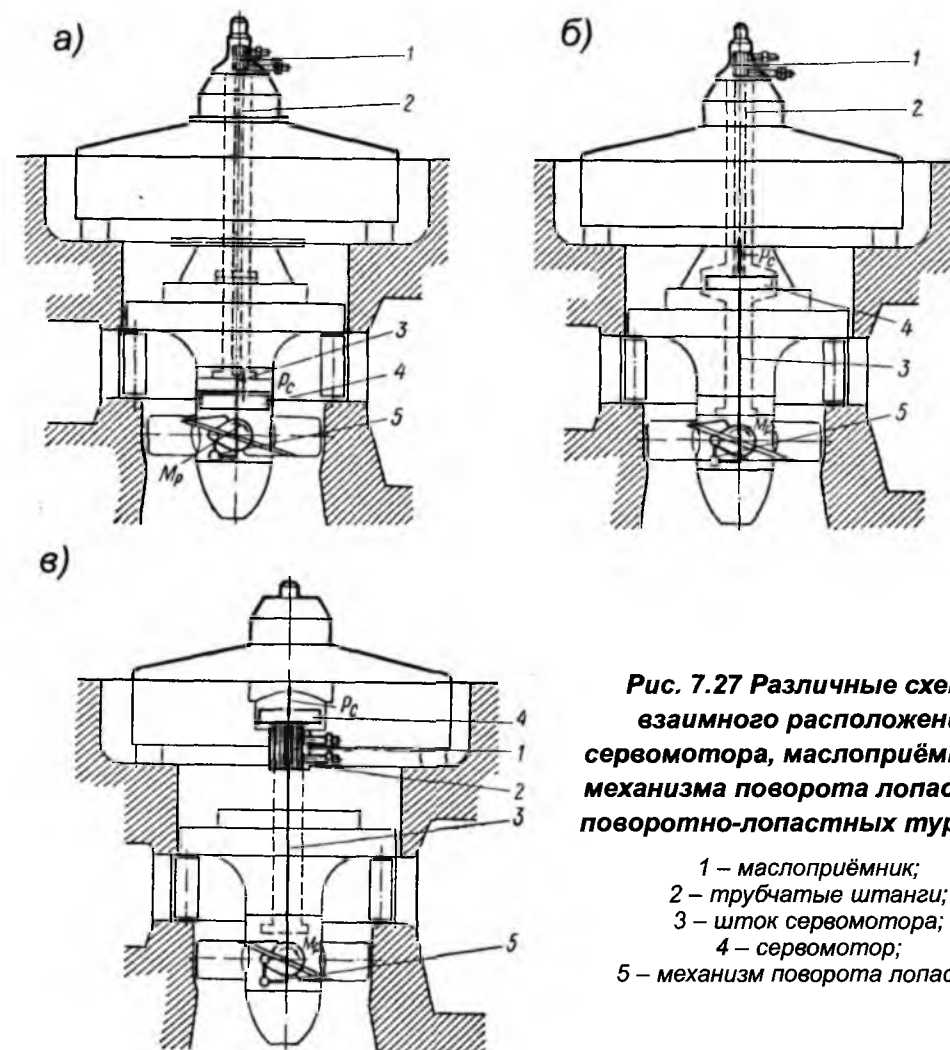


Рис. 7.27 Различные схемы взаимного расположения сервомотора, маслоприёмника и механизма поворота лопастей в поворотно-лопастных турбинах

1 — маслоприёмник;
2 — трубчатые штанги;
3 — шток сервомотора;
4 — сервомотор;
5 — механизм поворота лопастей

На рис. 7.27 представлена наиболее рациональная и часто встречающаяся схема (а). Возможны другие компоновки: (б), где сервомотор расположен между фланцами валов; (в) — маслоприёмник объединен с генераторным подшипником, а сервомотор размещён в ступице ротора генератора. Схемы (б) и (в) более сложные, поскольку имеют длинные штоки, через которые передается усилие от сервомотора к механизму поворота лопастей.

Между подвижным фланцем лопасти и втулкой РК устраивается уплотнение для предотвращения попадания воды в область механизма поворота и наоборот протечек масла из этого объёма в воду. В практике эксплуатации необходимого качества уплотнения достичь не удалось, поэтому имеет место попадание масла в воду, что является серьёзным недостатком. Поэтому несколько лет назад было разработано «экологически чистое» поворотное-

лопастное рабочее колесо для Нижне-Камской, Чебоксарской и Майнской ГЭС. Конструкция РК выполнена с применением в механизме поворота лопастей опорных втулок, поверхности трения которых изготовлены из полимерных материалов, не требующих смазки маслом. Это позволило внутреннюю полость корпуса рабочего колеса РК отделить от масла системы регулирования, чтобы исключить попадание масла в воду. Все трущиеся поверхности в сопряжениях с полимерными поверхностями выполнены из нержавеющей стали, в предположении, что эти трущиеся пары будут исправно работать на водяной смазке. Однако опыт показал, что свойства полимерных материалов оказались неудовлетворительными, в трущихся парах возникали большие силы трения, которые в значительном ряде случаев привели к поломке деталей механизма поворота лопастей.

Лопасть рабочего колеса поворотной-лопастной турбины, воспринимая энергию потока, находится под воздействием значительного гидравлического давления, поэтому её форма и размеры должны быть хорошо обтекаемыми, обеспечивать оптимальные энергетические и кавитационные свойства и отвечать условиям прочности, что должно обеспечить длительную надёжную работу турбины.

Лопасты, находящиеся в коррозионной среде, испытывая совместное действие нагрузки от потока воды и центробежных сил, подвергаются специфическим кавитационным разрушениям. Поэтому к материалу лопастей предъявляются не только требования высоких механических свойств материалов, обеспечивающих необходимую прочность лопасти, но и стойкости против кавитационного разрушения её поверхности.

В практике гидротурбостроения лопасти изготавливались из разных материалов. Применение углеродистой и *малолегированной* сталей для лопастей нецелесообразно из-за неудовлетворительной их сопротивляемости кавитационным воздействиям (легирование – сплавление, т.е. введение в сталь, так называемых, легирующих элементов: Cr, Ni, Mo, W, V, Nb, Ti и др.). Биметаллические лопасти, отлитые из углеродистой стали и облицованные листами из нержавеющей стали путём приварки, оказались ненадёжными (листы в процессе эксплуатации отрывались).

Выше указывалось, что наилучшим качеством по кавитационной стойкости наряду с другими положительными свойствами обладает нержавеющая сталь 1X18H9T, нанесенная на поверхность лопасти путём автоматической наплавки широкими ленточными электродами. В этом случае само тело лопасти может быть изготовлено из высокопрочной не кавитационной стали.

Подшипники вертикальных турбин выполняют роль лишь направляющих подшипников (подпятник – упорный подшипник агрегата в целом рассмотрим ниже). Направляющие подшипники подвержены лишь действию случайной нагрузки, вызываемой динамической неуравновешенностью вращающихся частей, а также несимметричностью потока воды. Ориентировочно максимальное радиальное усилие на подшипниках

вертикальной турбины при нормальных условиях можно определить по эмпирической формуле:

$$P = 800 \frac{N}{nD_l} \quad (7.51)$$

где: N – мощность турбины, кВт;
 D_l – диаметр РК, м;
 n – частота вращения турбины, об/мин.

Число подшипников в агрегате устанавливают в зависимости от конструкции турбины, генератора и соответствующей длины вала. В крупных турбинах применяются в основном подшипники скольжения. Для вертикальных турбин широкое распространение получили резиновые подшипники на водяной смазке, в ряде случаев применялся и лигнофоль. В других видах подшипников, где применяется масляная смазка для вкладышей, используется баббит.

Подшипники на водяной смазке конструктивно проще подшипников с масляной смазкой. Применение подшипника на водяной смазке не требует устройства нижних уплотнений вала, так как проходящая через турбину вода не только не опасна для подшипника, а, как уже сказано, обеспечивает его смазку. Отсутствие специального уплотнительного устройства позволяет располагать подшипник на минимальном расстоянии от рабочего колеса, что улучшает условия работы турбины.

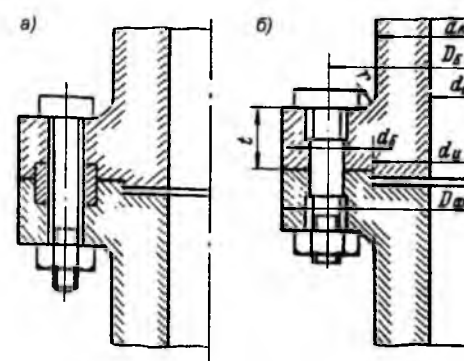


Рис. 7.28 Схемы соединения валов

- а) – вала турбины с валом генератора болтами и срезными кольцами;
 б) – вала турбины с валом генератора припасованными болтами

Вал вертикальной турбины испытывает совместное действие растяжения и кручения, проектирование и изготовление валов для мощных и сверхмощных турбин является достаточно сложной проблемой. Например, вал для турбины Саяно-Шушенской ГЭС изготовлен сварным из двух полуцилиндров с толщиной стенки 300 мм. По концам вал обычно имеет фланцы для соединения с рабочим колесом и валом генератора или непосредственно со ступицей ротора. На рис. 7.28 представлены некоторые схемы соединения валов турбин.

МНУ при проектировании турбины выбирают, исходя из расчёта количества масла, необходимого для регулирования турбины в наиболее неблагоприятном цикле (полное открытие НА – отказ насосов подкачки – закрытие НА). В этом режиме при расходовании масла давление в котле МНУ будет уменьшаться, но объёма масла должно хватить, чтобы обеспечить указанный цикл.

Воздушный объём котла должен обеспечивать (после израсходования масла на процесс регулирования) сохранение минимального давления, достаточного для закрытия турбины.

Транспортировка узлов и деталей турбины является предметом специального рассмотрения в проекте турбин, поскольку, чем крупнее может быть изготовлен и собран узел (не расчленен на части) в заводских условиях, тем качество его выше. В первую очередь это касается рабочих колёс. Неразрезное колесо по своим энергетическим качествам существенно выше разрезных, сочленяемых на месте монтажа. Так, неразрезные РК, изготовленные и обработанные целиком на заводе, были поставлены на Красноярскую ГЭС, Усть-Илимскую и Саяно-Шушенскую ГЭС из г. Ленинграда Северным Морским путём и далее по реке до места монтажа (рис. 7.29).

На ГЭС Итайпу (Бразилия – Парагвай) заготовки (ободья и лопасти) были доставлены на ГЭС, где был создан временный заводской цех по изготовлению и обработке рабочего колеса, поскольку доставить целиком РК не представлялось возможным. Это достаточно дорогостоящее мероприятие (создание заводского цеха непосредственно на ГЭС) подчеркивает важность задачи изготовления неразрезных конструкций РК.



Рис. 7.29 Доставка неразрезных рабочих колес турбин и ванн подпятников генераторов Саяно-Шушенской ГЭС водным путём. Вид на баржу с колесом и ванной, входящую в камеру судоподъёмника на плотине Красноярской ГЭС

Проектирование генераторов основано на знаниях физической сущности электрических и магнитных явлений, излагаемых в курсе теоретических основ электротехники. Напомним физический смысл некоторых законов и явлений, лежащих в основе принципа действия электрических машин, в первую очередь закона электромагнитной индукции, понятие которого приводится в начале гл. 6.

В процессе работы электрической машины в режиме генератора происходит преобразование механической энергии в электрическую. Природа этого процесса объясняется законом **электромагнитной индукции**: если внешней силой F воздействовать на помещённый в магнитное поле проводник и перемещать его (рис. 7.18 а), например, слева направо перпендикулярно вектору индукции B магнитного поля со скоростью v , то в проводнике будет наводиться ЭДС равная:

$$E = Blv, \quad (7.52)$$

где: B – магнитная индукция, Тл – (тесла);

l – активная длина проводника (длина части проводника в пределах магнитного поля), м;

v – скорость движения проводника, м/с.

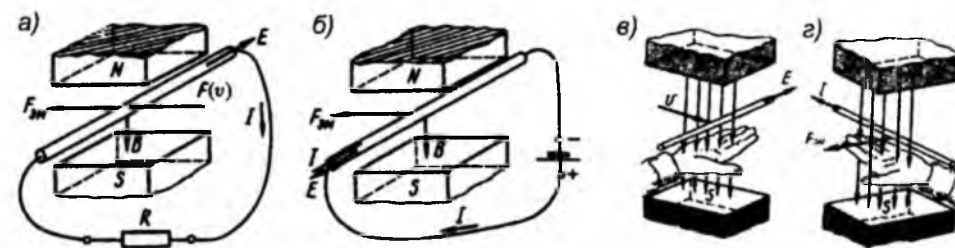


Рис. 7.30 схемы: а) – элементарного электрогенератора; б) – элементарного электродвигателя; в) – правило правой руки; г) – правило левой руки

Для определения направления ЭДС следует воспользоваться правилом «правой руки» (рис. 7.30, в). Применив это правило, определяем (по стрелке) направление ЭДС в проводнике.

Если концы проводника замкнуты на внешнее сопротивление (потребитель электроэнергии), то под действием ЭДС в проводнике возникнет ток (ток статора – якоря) такого же направления, что и ЭДС. Таким образом, проводник в магнитном поле можно рассматривать в этом случае как **элементарный генератор**.

В результате взаимодействия тока I с магнитным полем возникает действующая на проводник электромагнитная сила, равная:

$$F_{эм} = BlI \quad (7.53)$$

Направление силы $F_{эм}$ можно определить по правилу «левой руки» (рис. 7.30, г). В рассматриваемом случае эта сила направлена справа налево, т.е. противоположно движению проводника. Таким образом, в рассматриваемом

элементарном генераторе сила $F_{эм}$ является тормозящей по отношению к движущей силе F . При равномерном движении проводника $F = F_{эм}$. Умножив обе части равенства на скорость движения проводника, получим: $Fv = F_{эм}v$. Подставив в это выражение значение $F_{эм}$ из (7.26), получим:

$$Fv = B\dot{I}v = E\dot{I} \quad (7.54)$$

Левая часть этого равенства определяет значение механической мощности (турбины), затрачиваемой на перемещение проводника в магнитном поле; правая часть – значение электрической мощности (генератора), развиваемой в замкнутом контуре электрическим током $\dot{I}$. Знак равенства между этими частями показывает, что в генераторе механическая мощность, затрачиваемая внешней силой, преобразуется в электрическую энергию.

Если внешнюю силу F к проводнику не прикладывать, а от источника электроэнергии подвести к нему напряжение U так, чтобы ток $\dot{I}$ в проводнике имел направление, указанное на рис. 7.30, г, то на проводник будет действовать только электромагнитная сила $F_{эм}$. Под действием этой силы проводник начнёт двигаться в магнитном поле. При этом в проводнике индуцируется ЭДС с направлением, противоположным напряжению U . Таким образом, часть напряжения U , приложенного к проводнику, уравнивается ЭДС E , наведённой в этом проводнике, а другая часть составляет падение напряжения в проводнике:

$$U = E + \dot{I}r, \quad (7.55)$$

где: r – электрическое сопротивление проводника.

Умножая обе части равенства на ток $\dot{I}$, $UI = E\dot{I} + \dot{I}^2r$ и, подставляя вместо E значение ЭДС из (7.52), получим:

$$UI = B\dot{I}v + \dot{I}^2r, \text{ или согласно (7.53), } UI = F_{эм}v + \dot{I}^2r \quad (7.56)$$

Из этого равенства следует, что электрическая мощность (UI), поступающая в проводник, частично преобразуется в механическую ($F_{эм}v$), а частично расходуется на покрытие электрических потерь в проводнике ($\dot{I}^2r$). Следовательно, проводник с током, помещённый в магнитном поле, можно рассматривать как **элементарный электродвигатель** (рис. 7.30, б). Таким образом, взаимное преобразование механической и электрической энергии в электрической машине может происходить в любом направлении, т.е. одна и та же электрическая машина может работать как в режиме генератора, так и в режиме двигателя, в частности, как мы знаем, на ГЭС генераторы используются в режиме синхронных компенсаторов, что должно предусматриваться при их проектировании.

Проектирование гидрогенераторов, также как и всего основного оборудования ГЭС, неразрывно связано с проектированием гидростанции в целом.

Стремление удешевить строительство ГЭС приводит к созданию генераторов меньшего веса и размеров, и росту единичной мощности машин путём применения более эффективного охлаждения активных частей генератора. Например, непосредственное охлаждение обмоток водой даёт

возможность увеличить почти в два раза мощность генератора в тех же габаритах по сравнению с машинами воздушного охлаждения. При этом расход активного железа на 1 кВА установленной мощности уменьшается примерно в 1,5-2 раза, меди – в 3-4 раза.

Наряду с номинальными данными генератора в задании на его проектирование указывается угонная частота вращения и приводятся требования к маховому моменту, системе охлаждения, а также требования соответствующих ГОСТов.

Главные размеры генератора (диаметр по расточке статора и длина сердечника) зависят в основном от расчётной мощности S и частоты вращения, а также от коэффициента угонной частоты вращения, требуемого минимального махового момента ротора GD^2 и переходного индуктивного сопротивления по продольной оси X_d (см. ниже).

Роторы генераторов должны без вредных последствий выдерживать угонную частоту вращения в течение 2 минут. Поэтому все вращающиеся части генератора рассчитываются не на номинальную, а на угонную частоту вращения, при которой центробежные силы, пропорциональные квадрату угловой скорости, значительно возрастают. Так, например, при угонной частоте вращения, превышающей номинальную в три раза, центробежные силы и механические напряжения во вращающихся частях возрастают *в девять раз* по сравнению с номинальными.

Угонная частота вращения не должна вызывать напряжений материалов ротора, превосходящих предел текучести, т.е. остаточные деформации не допускаются. Упругие деформации обода ротора должны быть не более размера воздушного зазора между ротором и статором генератора.

Чтобы частота вращения генератора оставалась практически постоянной за время срабатывания системы регулирования, необходимо, чтобы ротор агрегата обладал определенным запасом кинетической энергии, которая при заданной частоте вращения характеризуется величиной махового момента. Маховой момент для случая сброса нагрузки приближенно может быть определён как:

$$GD^2 = \frac{182 \cdot NT_3 K_z}{n^2 n_d}, \text{ тм}^2 \quad (7.57)$$

где: G – вес ротора;
 D – диаметр инерции массы ротора относительно оси вращения;
 N – номинальная мощность агрегата, кВт;
 n – номинальная частота вращения, об/мин.;
 T_3 – допустимое время закрытия НА турбины;
 n_d – допустимое повышение частоты вращения при сбросе нагрузки, равное 0,2-0,5.

Чем больше маховой момент ротора при той же частоте вращения, тем больше кинетическая энергия, запасённая ротором, тем меньше изменяется его частота вращения при изменении нагрузки. Накапливая кинетическую энергию при ускорении вращения и отдавая её при замедлении вращения, ротор агрегата является своеобразным аккумулятором кинетической энергии.

Маховой момент агрегата определяется главным образом по значению махового момента ротора генератора, так как маховой момент рабочего колеса турбины, вследствие его малого диаметра и относительно небольшого веса, составляет 5-6% от махового момента агрегата.

Инерционные качества вращающихся частей генератора характеризует **механическая постоянная времени** (или постоянная инерции вращающихся частей). Она выражает время в секундах, в течение которого ротор машины под действием момента, определенного по номинальной полной мощности генератора при $\cos\varphi = 1$, разгоняется из неподвижного состояния до номинальной частоты вращения.

Требуемый маховой момент учитывают при проектировании главных размеров генератора.

Главные размеры генератора зависят в основном от его расчётной мощности, частоты вращения, от требуемого минимального махового момента ротора и переходного индуктивного сопротивления по продольной оси X'_d (см. ниже), а также от кратности угонной частоты вращения.

Кроме главного назначения, как индуктора магнитного поля и маховика с необходимым моментом инерции, ротор ещё является мощным вентилятором, создающим движение воздуха (вентиляцию) для охлаждения генератора.

В гидрогенераторах средней и большой мощности роторы изготовляют отдельными элементами и поставляют на место монтажа (остов, спицы, листы толщиной 3-5 мм (сегменты), из которых собирается обод на монтаже).

В конструкциях роторов со спицами создаётся только тангенциальная связь между спицами и ободом. В радиальном направлении связь отсутствует. Благодаря этому в ободе ротора возникают только растягивающие напряжения, что является большим преимуществом, поскольку нет напряжений изгиба по сравнению с роторами, где обод радиально связан.

Собранный ротор разогревают, создавая увеличение зазоров, после чего расклинивают (забивают клинья между ободом и торцами спиц) для создания натяга обода ротора.

В нижней части ротора прикрепляют кольцевые тормозные стальные сегменты с радиальными пазами для лучшего их охлаждения (рис. 6.3, поз. 15).

На ободе ротора закрепляются полюсы. На полюсах закрепляются катушки обмотки возбуждения, а в полюсные наконечники вставляются стержни демпферной обмотки, которая, как мы уже отмечали, служит: для успокоения колебаний ротора при переходных процессах; гашения поля

обратной последовательности, создаваемого токами обратной последовательности при несимметричных режимах работы генератора; улучшения условий входа в синхронизм; уменьшения перенапряжений при несимметричных КЗ.

Ток в обмотку возбуждения поступает через неподвижный **щеточный аппарат**, щётки которого с нажимом соприкасаются с вращающимся на валу **контактными кольцами**, к которым присоединена обмотка возбуждения.

Ответственным элементом обмотки возбуждения является междуполусное соединение, поскольку действующие центробежные и вибрационные нагрузки, а также загрязнение электропроводящей пылью приводят часто к нарушению их работы и замыканиям на землю. Примером этого является показательный случай, когда в период эксплуатации генераторов Красноярской ГЭС пришлось по указанным причинам перепроектировать междуполусные соединения и провести их реконструкцию на всех генераторах.

Величина **напряжения** при проектировании генератора определяется мощностью генератора, условиями подключения его к электрической сети, а также его конструкцией и технологией изготовления. Для мощных генераторов напряжение стремятся повышать до уровней 15-18 кВ. Разрабатываются конструкции специальных генераторов, имеющих на выводах напряжение 110-220 кВ. В зависимости от этого проектируются все узлы генератора, в том числе и его обмотка статора.

Конструкция обмотки статора в значительной мере влияет на свойства генератора, в первую очередь на его стоимость, КПД и рабочие характеристики.

В задании на проект генератора должны указываться необходимые для нормальной эксплуатации в электрической системе параметры обмотки статора. Исходя из требований по пределу статической устойчивости и режима работы на длинную линию электропередачи задают индуктивное сопротивление генератора по продольной оси X_d (синхронная реактивность) или отношение короткого замыкания (ОКЗ, см. ниже).

Для обеспечения необходимого предела динамической устойчивости генератора требуются определённые значения X'_d и X''_d (см. ниже). Чем длиннее ЛЭП, через которые ГЭС присоединяется к системе, и чем больше время отключения КЗ, тем меньшие индуктивные сопротивления в установившемся и переходном режиме должен иметь генератор. Однако уменьшение индуктивных сопротивлений удорожает генератор и может потребовать увеличения его размеров.

С целью уменьшения динамических перенапряжений при двухфазных КЗ генераторов, работающих на длинные ЛЭП, необходимо, чтобы отношение сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям генератора было близким к единице:

$$\frac{X''_d}{X''_q} \approx 1, \text{ что выполнимо путем устройства демпферной обмотки.}$$

Как уже отмечалось, кроме наименьших затрат на активные материалы и обеспечения технологичности изготовления обмотки проект обмотки должен гарантировать синусоидальную форму ЭДС, наводимой в обмотке статора. Повторим, что при несинусоидальной форме кривой ЭДС генератора появляются высшие гармоники тока, оказывающие вредное воздействие на работу электрической сети, возрастают потери электроэнергии, возникают опасные перенапряжения, усиливается вредное влияние ЛЭП на цепи связи, а также неблагоприятное звуковое воздействие на персонал, обслуживающий генераторы.

От шага обмотки, от числа её пазов, приходящихся на полюс и фазу, зависит кривая ЭДС и вредное влияние высших гармонических колебаний электрического тока (часть дуги внутренней расточки статора, приходящаяся на один полюс, называется полюсным делением; измеренное по этой же поверхности статора расстояние между пазами обмотки, называется шагом обмотки по пазам; шаг обмотки выражают в пазах; шаг обмотки называют полным, если он равен полюсному делению; если же шаг обмотки меньше полюсного деления, то он называется укороченным).

Поскольку кривая ЭДС симметрична относительно оси абсцисс, то она содержит лишь нечётные гармоники, поэтому задача получения в обмотке статора синусоидальной ЭДС сводится к устранению или существенному ослаблению высших синусоидальных гармоник, в первую очередь третьей, пятой и седьмой. Из-за неравномерности воздушного зазора в пределах полюса (рис. 7.31, а) график магнитной индукции имеет трапецеидальную форму, поэтому и кривая ЭДС также трапецеидальна. Однако скошенность краёв полюсов лишь приближает кривую к синусоидальной форме, но точно ей не соответствует и остаётся трапецеидальной. Практическое влияние на форму кривой ЭДС оказывают гармоники не выше седьмой. На рис. 7.31б представлено разложение кривой ЭДС в гармонический ряд.

Уменьшение содержания высших гармонических в кривой ЭДС достигается путём укорочения шага обмотки статора, размещения её катушек в достаточно большом числе пазов, а также путём соединения фаз обмотки в звезду или треугольник.

Обмотки укладываются в пазы в один слой (однослойные) или в два слоя (двухслойные) (рис. 7.32). Обмотки бывают катушечными или стержневыми, волновыми или петлевыми (подробно о их свойствах в специальном курсе).

В гидрогенераторах средней и большой мощности проектируют стержневые двухслойные обмотки, они более просты и технологичны в изготовлении. Чтобы уменьшить потери энергии от вихревых токов, стержни изготавливают из элементарных проводников с термостойкой изоляцией каждого проводника. Для уменьшения добавочных потерь энергии от полей пазового рассеяния элементарные проводники **транспонируют** (переплетают – перекручивают) (рис. 7.32, б). Стержни соединяют между собой в лобовой части, для обеспечения хорошего контакта применяется пайка, место спайки называется **головкой** стержней (рис. 7.33).

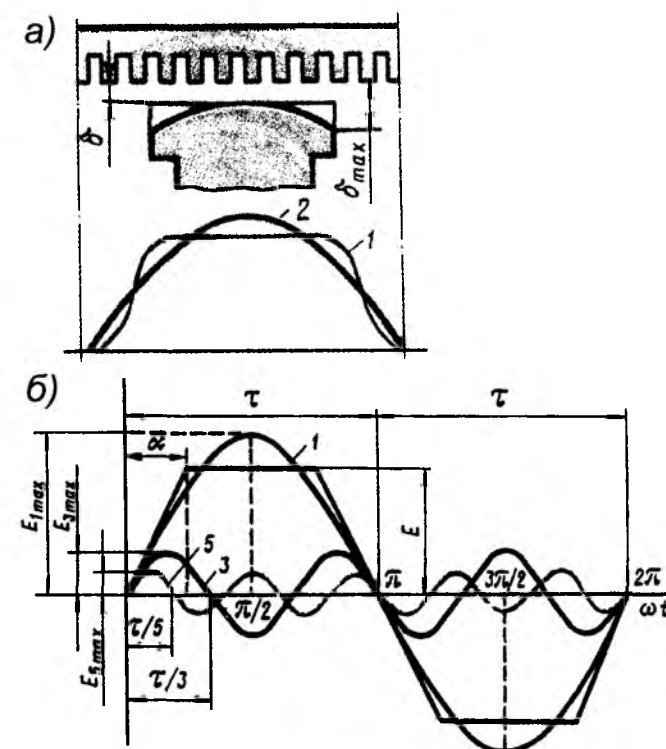


Рис. 7.31 а) графики распределения магнитной индукции в воздушном зазоре генератора

1 – кривая при равномерном зазоре; 2 – кривая при скошенных краях полюсов;
б) разложение трапецеидальной кривой ЭДС в гармонический ряд
1 – основная гармоника; 3, 5 – третья и пятая гармоники; τ – полюсное деление

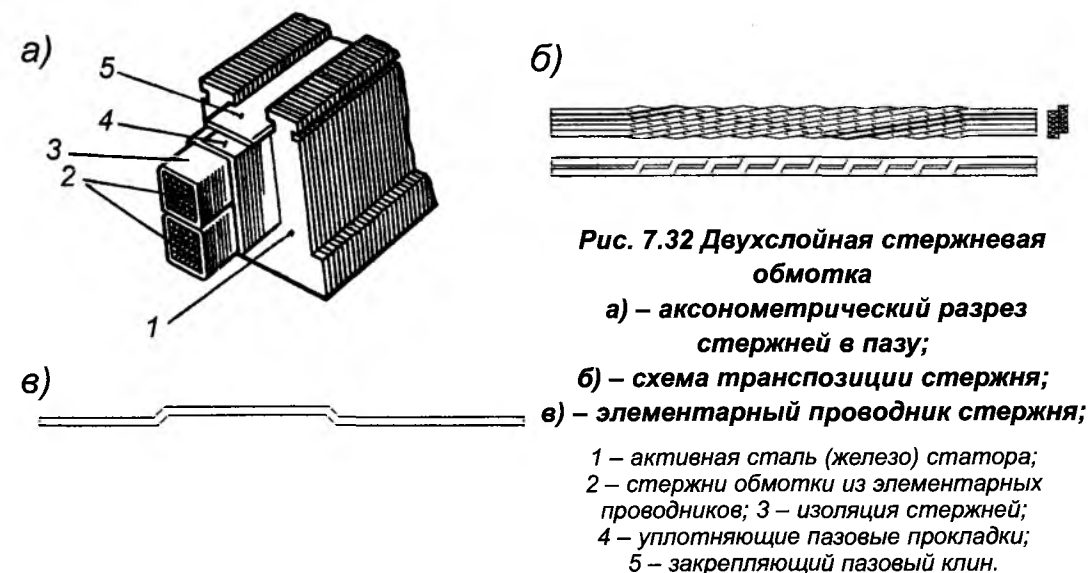


Рис. 7.32 Двухслойная стержневая обмотка

а) – аксонометрический разрез стержней в пазу;

б) – схема транспозиции стержня;

в) – элементарный проводник стержня;

1 – активная сталь (железо) статора;
2 – стержни обмотки из элементарных проводников; 3 – изоляция стержней;
4 – уплотняющие пазовые прокладки;
5 – закрепляющий пазовый клин.

Стержни обмоток всех современных генераторов имеют терморезистивную изоляцию на основе эпоксидных и полиэфирных смол, которая обладает повышенными диэлектрическими свойствами и механической стойкостью, что позволяет наносить более тонкий слой корпусной изоляции на стержень, благодаря чему улучшаются условия теплоотвода. Терморезистивные пластмассы – пластические массы, переработка которых в изделие сопровождается необратимой химической реакцией, приводящей к образованию неплавкого и нерастворимого материала. Они создаются на основе феноло-формальдегидных смол, полиэфирных смол, эпоксидных смол, карбамидных смол. Наполнители – сажа, стекловолокно, мел и др.

При укладке стержней в пазы для обеспечения высокой плотности их прилегания применяются уплотняющие упругие прокладки из гофрированного материала, а для закрепления стержней по длине паза забивают специальные клинья из гетинакса или стекловолокна.

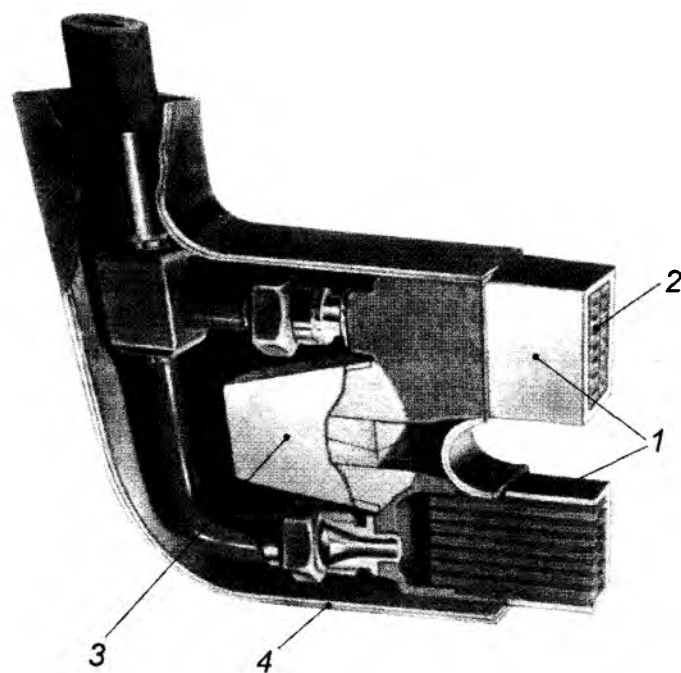


Рис. 7.33 Головка стержневой обмотки с непосредственным водяным охлаждением

1 – изоляция стержней; 2 – элементарные проводники (сплошные и полые с водяными каналами); 3 – место спайки стержней (электрическое соединение); 4 – изолирующая коробочка

Лобовые части обмотки удерживаются от динамических и вибрационных воздействий путём прикрепления их к бандажным кольцам (рис. 7.34). Между бандажными кольцами и стержнями, а также между собственно стержнями лобовых частей должны быть уложены прокладки, а

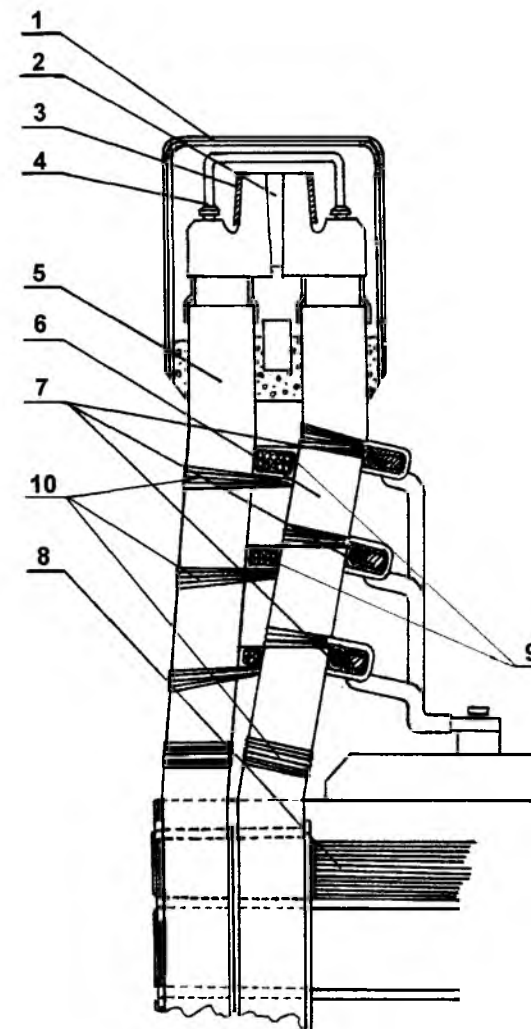


Рис. 7.34 Схема крепления лобовых частей обмотки статора генератора Саяно-Шушенской ГЭС

1 – изолирующая коробочка; 2 – место спайки стержней; 3 – соединительный хомут (устанавливается перед пайкой); 4 – водосоединительная трубка; 5 – верхний стержень; 6 – нижний стержень; 7 – бандажные кольца; 8 – активное железо статора; 9 – распорки; 10 – лавсановый шнур бандажной вязки

также специальные распорки из прочного изоляционного материала. Все эти элементы взаимно скрепляются между собой специальным вязальным шпагатом с проклейкой его специальными лаками. В последних конструкциях применяется самоутягивающийся лавсановый шнур, который после нанесения на него лака даёт большую усадку, чем достигается прочная и достаточно жёсткая конструкция лобовых частей обмотки, способная противостоять воздействию на них усилиям.

Корпус статора проектируется для передачи на фундамент усилий от веса размещённых на нём узлов и деталей и электромагнитных усилий, возникающих в различных режимах работы генератора. В корпусе главная деталь – сердечник статора. Корпус изготавливается из толстолистного проката путём

сварки. Для крупных генераторов корпус изготавливается разъёмным из нескольких частей по условиям габаритов транспортного пути (рис. 7.35). **Сердечник статора**, являясь магнитопроводом собирается (шихтуется) из отдельных сегментов электротехнической стали, имеющий меньшие потери энергии и обладающей большой магнитной проницаемостью в сильных полях. На внутренней дуге сегментов выштамповываются пазы под обмотку, на внешней – пазы обычно в форме «ласточкиного хвоста» под крепление через клинья к корпусу статора. Слабым местом крупных (разрезных) сердечников

является стык, поэтому в последнее время для крупных генераторов стремятся проектировать сердечники неразрезной конструкции, которые шихтуются в кольцо без стыков на месте монтажа на монтажной площадке или в кратере, а чаще при реконструкции генераторов непосредственно в кратере агрегата. Первый и успешный опыт в России шихтовки сердечника в неразрезное кольцо был применён на Саяно-Шушенской ГЭС.

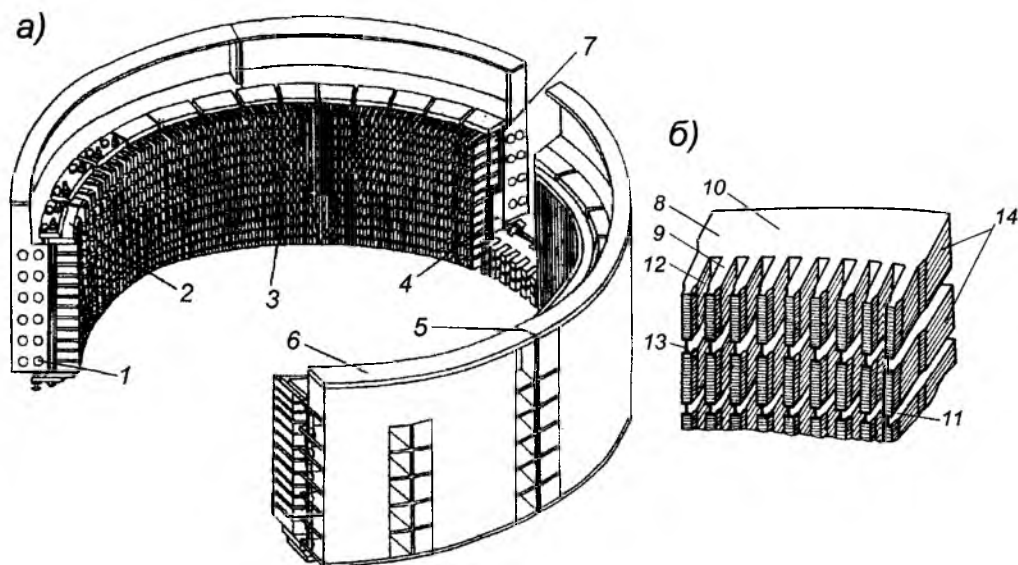


Рис. 7.35 а) статор генератора разрезной конструкции;
б) сегментный пакет сердечника статора

1 – стыковая плита корпуса; 2 – нажимная плита сердечника; 3 – активное железо сердечника; 4 – прокладка в стыке между секторами сердечника; 5 – стык между секторами корпуса; 6 – корпус статора; 7 – стыковая поверхность сердечника; 8 – сегмент; 9 – зубец сегмента; 10 – спинка сегмента; 11 – радиальный вентиляционный канал; 12 – паз для обмотки; 13 – межпакетная распорка; 14 – пакеты активной стали

Для понимания некоторых физических процессов, происходящих в генераторе, что лежат в основе их проектирования повторим и заострим внимание на взаимодействии главных элементов магнитной системы статора и ротора генератора.

Трёхфазная обмотка статора создаёт вращающуюся синхронно с ротором МДС, вектор которой может занимать разные пространственные положения относительно **оси полюсов ротора**.

В явнополюсном генераторе воздушный зазор неравномерен из-за наличия значительного межполюсного пространства, не заполненного сталью (рис. 6.5) и магнитное сопротивление потоку статора Φ_d по **продольной оси dd** (рис. 7.36) намного меньше магнитного сопротивления потоку статора Φ_q по **поперечной оси qq**. Поэтому здесь величина индукции магнитного поля статора и график её распределения в воздушном зазоре в явнополюсном генераторе зависят от пространственного положения вектора МДС обмотки статора F_i или его составляющих.

Так, амплитуда основной гармоники индукции магнитного поля статора по продольной оси $B_i d_i$ больше амплитуды основной гармоники индукции поля по поперечной оси $B_i q_i$:

$$B_i d_i = B_i K_d; \quad B_i q_i = B_i K_q; \quad (7.58)$$

где: B_i – амплитудное значение магнитной индукции поля статора при равномерном зазоре;

K_d и K_q – коэффициенты формы поля статора (якоря) по продольной и поперечной осям.

Коэффициенты K_d и K_q определяют степень уменьшения амплитуды основной гармоники поля статора по продольной и поперечной осям, обусловленную неравномерностью воздушного зазора в явнополюсных генераторах.

Минимальный зазор между статором и ротором выбирают так, чтобы получилось заданное значение индуктивного сопротивления взаимоиндукции по продольной оси X_{ad} (см. далее).

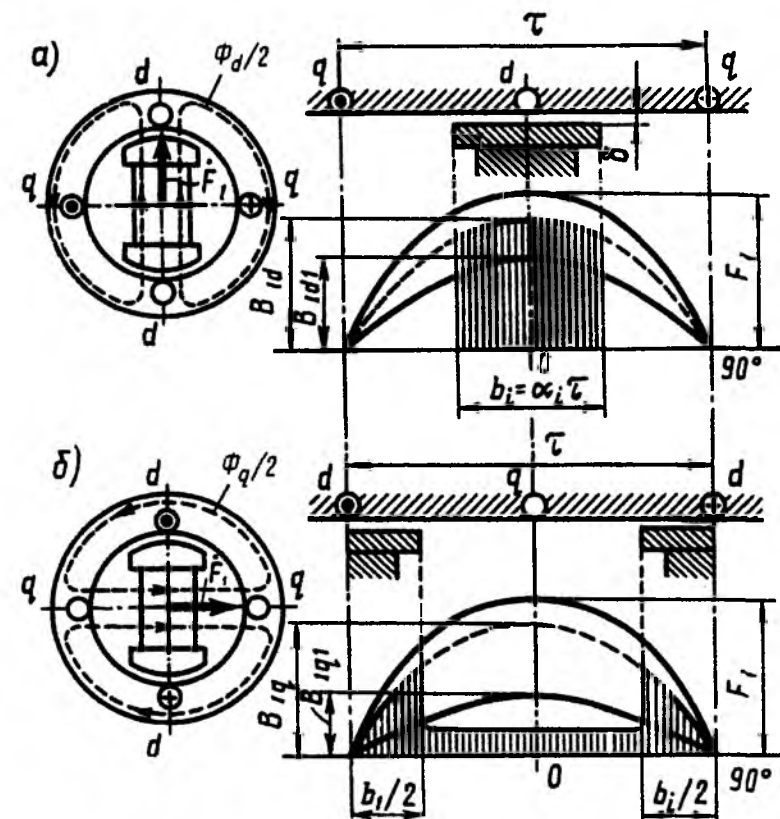


Рис. 7.36 Магнитные поля статора синхронного явнополюсного генератора
а) по продольной и б) поперечной осям; τ – полюсное деление; δ – воздушный зазор

Обмотка возбуждения генератора при прохождении по ней тока создаёт МДС на пару полюсов. При этом форма магнитного поля возбуждения в зазоре зависит от конструкции ротора. Амплитуда основной гармоники этого поля B_{ω_1} определяется коэффициентом формы поля возбуждения:

$$K_f = B_{\omega_1} / B_{\omega}, \quad (7.59)$$

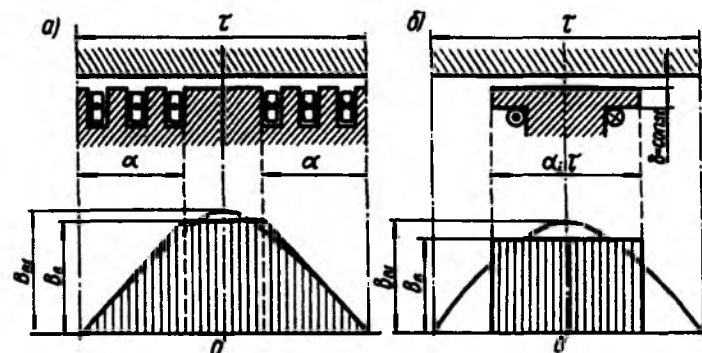


Рис. 7.37 Магнитные поля возбуждения

а) – не явнополюсного генератора; б) – явнополюсного генератора

Увеличение зазора на краях полюсов способствует приближению коэффициента K_f к единице, т.е. приближает форму кривой индукции поля к синусоиде.

При проектировании генераторов значения K_f определяют по специальным графикам, составленным для неравномерного воздушного зазора.

В процессе работы нагруженного генератора, в нём одновременно действуют МДС возбуждения F_{ω_0} и статора (якоря) F_1 , при этом МДС якоря воздействует, как мы уже отмечали, на МДС возбуждения, усиливая или ослабляя поле возбуждения или же искажая его форму (реакция якоря). Реакция якоря оказывает влияние на рабочие свойства генератора, так как изменение магнитного поля в генераторе сопровождается изменением ЭДС, наведенной в обмотке статора, а следовательно, изменением и ряда других величин, связанных с этой ЭДС. Влияние реакции якоря на работу генератора зависит от значения и характера нагрузки. Взаиморасположение векторов наглядно можно видеть на векторных диаграммах при разных нагрузках на генераторе. Вектор ЭДС E_0 , индуцируемой магнитным потоком ротора в обмотке статора, отстаёт по фазе от вектора этого потока, (а следовательно, и вектора МДС F_{ω_0}) на 90° . Вектор тока I_1 в обмотке статора может занимать по отношению к вектору E_0 различные положения, определяемые углом ψ_1 в зависимости от вида нагрузки.

При активной нагрузке ($\psi_1 = 0$, рис. 7.38, а) ток совпадает по фазе с ЭДС. МДС статора F_1 направлена перпендикулярно МДС ротора F_{ω_0} . Такое воздействие МДС якоря F_1 на МДС ротора F_{ω_0} вызовет искажение результирующего поля генератора (рис. 7.39): магнитное поле машины ослабляется под набегающим краем полюса (вращение ротора против часовой стрелки) и усиливается под сбегающим краем полюса.

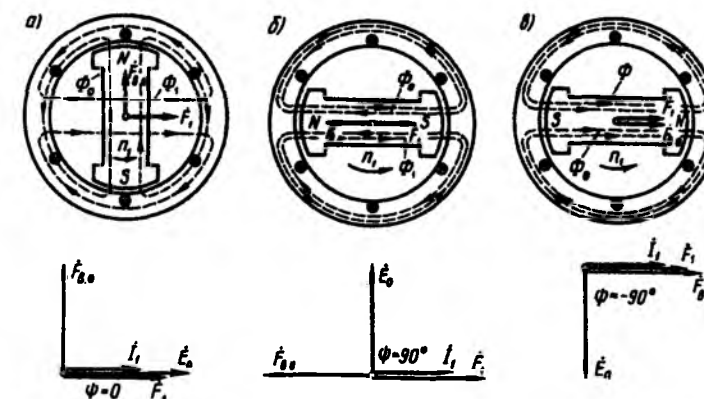


Рис. 7.38 Векторные диаграммы МДС реакции якоря генератора

а) – активная нагрузка; б) – индуктивная нагрузка; в) – ёмкостная нагрузка

В итоге при чисто активной нагрузке результирующий магнитный поток генератора ослабляется, т.е. магнитная система несколько размагничивается, что ведёт к уменьшению ЭДС генератора.

При чисто индуктивной нагрузке генератора ($\psi = 90^\circ$) ток статора I_1 отстаёт по фазе от ЭДС E_0 на 90° . Поэтому он достигает максимального значения лишь после поворота ротора вперед на 90° относительно его положения, соответствующего максимуму ЭДС E_0 (рис. 7.38, б). При этом МДС статора F_1 действует вдоль оси полюсов ротора встречно МДС ротора F_{ω_0} . Такое действие МДС статора ослабляет магнитное поле ротора, т.е. реакция якоря при чисто индуктивной нагрузке оказывает продольно-размагничивающее действие в магнитной системе генератора.

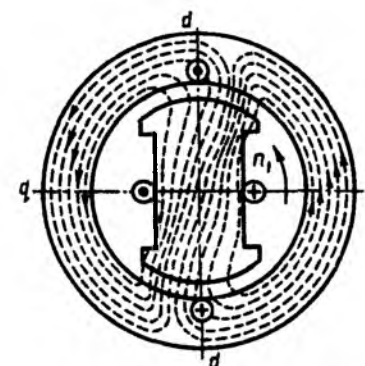


Рис. 7.39 Магнитное поле генератора при активной нагрузке

d-d – продольная ось;
q-q – поперечная ось

При ёмкостной нагрузке ($\psi = -90^\circ$) ток I_1 опережает по фазе ЭДС E_0 на 90° , т.е. когда ротор займёт положение по рис. 7.38, (в), ток наибольшего значения достигает раньше, чем ЭДС. МДС статора и ротора действуют по оси полюсов согласно. В результате происходит усиление магнитного поля ротора, т.е. при чисто ёмкостной нагрузке генератора реакция якоря оказывает продольно намагничивающее действие в магнитной системе.

При смешанной нагрузке: (активно-индуктивной) реактивная составляющая тока нагрузки отстаёт по фазе от ЭДС, поэтому МДС размагничивает генератор; а при активно-ёмкостной нагрузке реактивная составляющая тока нагрузки опережает по фазе ЭДС, поэтому МДС подмагничивает генератор.

Магнитодвижущие силы реакции якоря (рис. 7.40) по продольной F_{ld} и поперечной F_{lq} осям создают в магнитопроводе генератора **магнитные потоки реакции якоря**. Основные гармоники этих потоков:

$$- \text{ по продольной оси } \Phi_{ld} = F_{ld}/R_{md} = F_1 \sin \psi_1 / R_{md}; \quad (7.60)$$

$$- \text{ по поперечной оси } \Phi_{lq} = F_{lq}/R_{mq} = F_1 \cos \psi_1 / R_{mq}, \quad (7.61)$$

Магнитные потоки реакции якоря, сцепляясь с обмоткой статора наводят в этой обмотке ЭДС реакции якоря:

$$- \text{ по продольной оси } \dot{E}_{ld} = -j \dot{I}_d X_a = -j \dot{I}_1 X_a \sin \psi_1; \quad (7.62)$$

$$- \text{ по поперечной оси } \dot{E}_{lq} = -j \dot{I}_q X_a = -j \dot{I}_1 X_a \cos \psi_1, \quad (7.63)$$

где: X_a — индуктивное сопротивление взаимоиндукции реакции якоря, представляющее собой главное индуктивное сопротивление обмотки статора (Ом);

j — плотность электрического тока, А/м².

Главное индуктивное сопротивление генератора связано зависимостью с размерами генератора, величиной воздушного зазора, конструкцией обмотки статора и другими параметрами. Индуктивные сопротивления оказывают на качество генератора решающее значение, поэтому при его проектировании их выбору и расчету уделяется особое внимание.

В явнополюсных генераторах магнитные сопротивления машины магнитным потокам основной гармоники по продольной и поперечной осям не одинаковы ($R_{mq} > R_{md}$) и составляют:

$$R_{md} = R_m / K_d, \quad (7.64)$$

$$R_{mq} = R_m / K_q, \quad (7.65)$$

где: R_m — магнитное сопротивление генератора при равномерном воздушном зазоре по всему периметру расточки статора.

Это обстоятельство оказывает влияние на значение магнитных потоков реакции якоря, а следовательно, и на ЭДС реакции якоря. Количественно это влияние учитывается коэффициентами формы магнитного поля K_d и K_q :

$$\dot{E}_{ld} = -j \dot{I}_d X_a K_d = -j \dot{I}_1 X_a \sin \psi_1, \quad (7.66)$$

$$\dot{E}_{lq} = -j \dot{I}_q X_a K_q = -j \dot{I}_1 X_a \cos \psi_1, \quad (7.67)$$

Здесь X_{ad} и X_{aq} — главные индуктивные сопротивления реакции якоря генератора:

$$- \text{ по продольной оси } X_{ad} = X_a K_d, \quad (7.68)$$

$$- \text{ по поперечной оси } X_{aq} = X_a K_q, \quad (7.69)$$

— (знак минус в выражениях 7.62; 7.63; 7.66 и 7.67 свидетельствует о реактивности ЭДС).

Индуктивные сопротивления по продольной и поперечной осям складываются из индуктивных сопротивлений рассеяния X_σ и главных индуктивных сопротивлений для соответствующих систем токов $\dot{I}_d$ или $\dot{I}_q$.

Индуктивное сопротивление якоря по продольной оси:

$$X_d = X_\sigma + X_{ad}, \quad (7.70)$$

Индуктивное сопротивление якоря по поперечной оси:

$$X_q = X_\sigma + X_{aq}, \quad (7.71)$$

Уже отмечалось, что напряжение на выводах генератора, работающего с нагрузкой, отличается от напряжения этого генератора в режиме холостого хода. Это объясняется влиянием ряда причин: реакцией якоря, магнитным потоком рассеяния, падением напряжения в активном сопротивлении обмотки статора. В генераторе действует результирующий магнитный поток, являющийся суммой взаимодействия нескольких МДС, и рассмотрение независимости магнитных потоков используется лишь в учебных целях для лучшего понимания влияния всех факторов на работу генератора. Исходя из этого, отметим и повторим влияние следующих магнитодвижущих сил на работу генератора:

— МДС обмотки возбуждения F_{ω} создаёт магнитный поток возбуждения Φ_o , который, сцепляясь с обмоткой статора, наводит в ней основную ЭДС генератора E_o ;

— МДС реакции якоря по продольной оси F_{ld} создаёт магнитный поток Φ_{ld} , который наводит в обмотке статора ЭДС реакции якоря E_{ld} (выражение 7.66), значение которой пропорционально индуктивному сопротивлению реакции якоря по продольной оси X_{ad} (выражение 7.68). Это сопротивление характеризует уровень влияния реакции якоря по продольной оси на работу генератора. Так, при насыщенной магнитной системе генератора магнитный поток реакции якоря Φ_{ld} меньше, чем при ненасыщенной магнитной системе. Объясняется это тем, что поток Φ_{ld} почти полностью проходит по стальным участкам магнитопровода, преодолевая небольшой воздушный зазор (рис. 7.36а), а поэтому при магнитном насыщении сопротивление этому потоку заметно возрастает. При этом индуктивное сопротивление обмотки статора X_{ld} уменьшается.

— МДС реакции якоря по поперечной оси F_{lq} создаёт магнитный поток Φ_{lq} , который наводит в обмотке статора ЭДС E_{lq} (выражение 7.67), значение которой пропорционально индуктивному сопротивлению реакции якоря по поперечной оси X_{aq} (выражение 7.69). Сопротивление X_{aq} не зависит от магнитного насыщения генератора, так как у явнополюсного генератора поток Φ_{lq} проходит в основном по воздуху междуполюсного пространства (рис. 7.36, б).

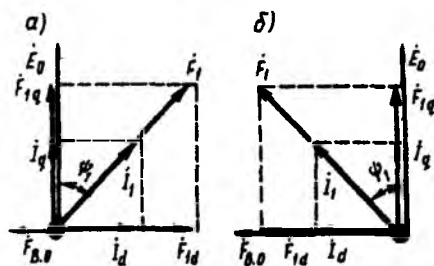


Рис. 7.40 Векторная диаграмма реакции якоря при смешанной нагрузке генератора

– Магнитный **поток рассеяния** обмотки статора $\Phi_{\sigma l}$ (рис. 7.41) наводит в обмотке статора ЭДС рассеяния $E_{\sigma l}$, значение которой пропорционально индуктивному сопротивлению рассеяния фазы обмотки статора X_l :

$$\dot{E}_{\sigma l} = -j \dot{I}_l X_l, \quad (7.72)$$

– Ток в обмотке статора $\dot{I}_l$ создаёт активное падение напряжения в активном сопротивлении фазы обмотки статора r_l :

$$\dot{U}_{al} = \dot{I}_l r_l, \quad (7.73)$$

Геометрическая сумма всех перечисленных ЭДС, наведенных в обмотке статора, определяет напряжение на выводах генератора:

$$\dot{U}_l = \Sigma \dot{E} - \dot{I}_l r_l = \dot{E}_o + \dot{E}_{ld} + \dot{E}_{lq} + \dot{E}_{\sigma l} - \dot{I}_l r_l, \quad (7.74)$$

Здесь $\Sigma \dot{E}$ – геометрическая сумма всех ЭДС, наведённых в обмотке статора **резльтирующем** магнитным полем генератора, образованным действием всех МДС (F_{o0}, F_{ld}, F_{lq}) и потоком рассеяния $\Phi_{\sigma l}$.

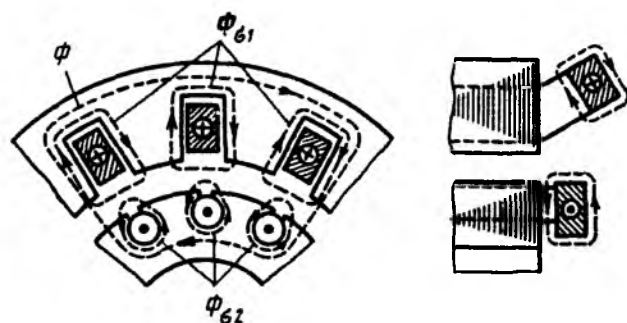


Рис. 7.41 Магнитные потоки рассеяния генератора

Поскольку активное сопротивление у генераторов невелико, то, пренебрегая им, можно записать:

$$\dot{U}_l \approx \Sigma \dot{E} = \dot{E}_o + \dot{E}_{ld} + \dot{E}_{lq} + \dot{E}_{\sigma l}, \quad (7.75)$$

Выражения 7.74 и 7.75 представляют собой **уравнения напряжений явнополюсного синхронного генератора**.

Подпятник, или упорный подшипник, является очень ответственным узлом генератора, поэтому при проектировании ему уделяется особое внимание. На крупных агрегатах величина осевой нагрузки достигает нескольких тысяч тонн.

В подпятнике находятся две основных части: вращающаяся (**пята**), укрепленная на роторе в виде диска с зеркальной поверхностью и неподвижная, находящаяся под пятой (**собственно подпятник**) в виде отдельных концентрически расположенных опор (сегментов) с антифрикционным слоем, (рис. 7.42) соприкасающимся с зеркальной поверхностью диска (зеркала). Вся эта система помещается в ванну с маслом (рис. 5.34). Работа сил трения между

этими трущимися поверхностями превращается в тепло и нагревает подпятник. Для существенного уменьшения потерь на трущихся поверхностях сегменты проектируют так, чтобы центр геометрической площади сегмента относительно оси опоры имел эксцентриситет, благодаря которому при вращении зеркала сегмент *самоустанавливается* и поворачивается навстречу движению. В результате чего образуется «**масляный клин**» с минимальной толщиной на входе около 0,1 мм, на выходе приблизительно 0,06 мм, т.е. при вращении в подпятнике имеет место жидкостное трение.

Наиболее тяжёлые режимы для подпятника – при пусках и остановках агрегатов, когда возникает полусухое трение. Опыт применения баббита в виде антифрикционного слоя на сегментах на крупных подпятниках оказался неудачным. Подпятники стали надёжно работать на таких машинах лишь тогда, когда было найдено антифрикционное покрытие в виде металлопластмассовых композитов на основе фторпласта.

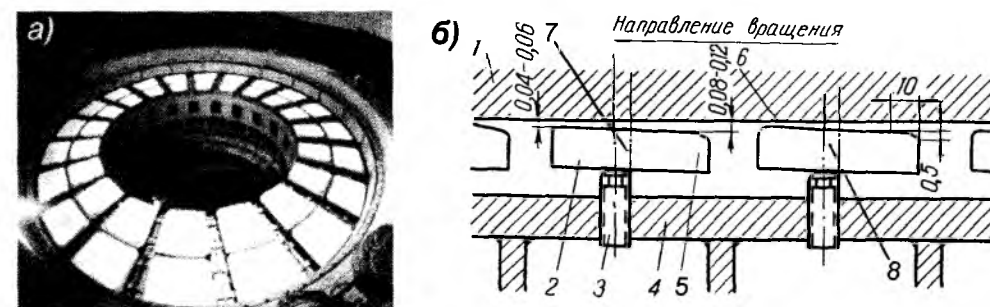


Рис. 7.42 а) Подпятник генератора Саяно-Шушенской ГЭС с покрытием сегментов металлопластмассовым композитом на основе фторпласта.

б) Схема работы подпятника

- 1 – вращающийся диск; 2 – сегмент подпятника; 3 – опорный винт;
4 – опорная кольцевая плита; 5 – набегающая кромка сегмента;
6 – сбегающая кромка сегмента; 7 – ось середины сегмента; 8 – эксцентриситет

Направляющие подшипники воспринимают радиальные усилия ротора, о чём уже указывалось ранее. Подшипники современных генераторов проектируются также с самоустанавливающимися сегментами, которые размещаются в масляной ванне. Подача масла к трущейся поверхности обеспечивается через специальные сверления во вращающейся втулке, поверхность которой соприкасается с поверхностью сегментов. Поскольку давление в трущихся поверхностях подшипников невелико, антифрикционный слой сегмента из баббита работает достаточно надёжно.

Подшипниковые токи в генераторе возникают в результате образования магнитного потока вдоль оси вала. Например, это поле может возникнуть благодаря круговому току возбуждения, протекающему по перемычкам, соединяющим полюса (если посмотреть на ротор с торца, то все межполюсные соединения образуют один виток; при протекании тока

возбуждения по нему создаётся магнитное поле вдоль оси вала). Кроме того, это же поле будет возникать из-за несимметрии магнитной цепи генератора, витковых замыканий, переходных процессах и др. Учитывая, что элементы: вал, подшипники (подпятник), крестовины и статора образуют контур, в нём при потокоцеплении с переменным магнитным потоком наведётся ЭДС, обычно в пределах 2-3 В. Под действием этой ЭДС в контуре протекают подшипниковые токи. Даже небольшие токи вызывают электролитическую эрозию, которая при длительном действии разрушает трущиеся поверхности подшипников, а большие токи в месте пробоя масляной пленки вызывают даже оплавление поверхностей в точках электрических контактов. Поэтому при проектировании генераторов предусматривают электрическую изоляцию зеркала подпятника, болтов, штифтов крепящих зеркало, сегментов подшипника, сальниковых уплотнений масляных ванн и т.д.

Системы вентиляции на всех изготовленных и проектируемых генераторах по их основному принципу можно разделить на два типа: разомкнутая система или протяжная и замкнутая система.

Разомкнутая система, когда воздух забирается за пределами здания ГЭС и выбрасывается из генератора в машинный зал или за его пределы, применяется реже – либо в генераторах небольшой мощности, либо, когда экономичнее использовать тепло генератора для обогрева здания ГЭС, нежели создавать специальную систему его теплоснабжения. К недостаткам разомкнутой системы относятся трудности охлаждения генератора в районах с высокой температурой окружающего воздуха (жаркий климат), а главный её недостаток – усиленное запыление вентиляционных каналов и поверхности изоляции обмоток генератора, резко снижающее теплопередачу от активных частей воздушному потоку. Сужение вентиляционных каналов из-за отложений пыли приводит к сокращению расхода воздуха, что в свою очередь, ведёт к ухудшению охлаждения генератора, и, следовательно, увеличению потерь мощности.

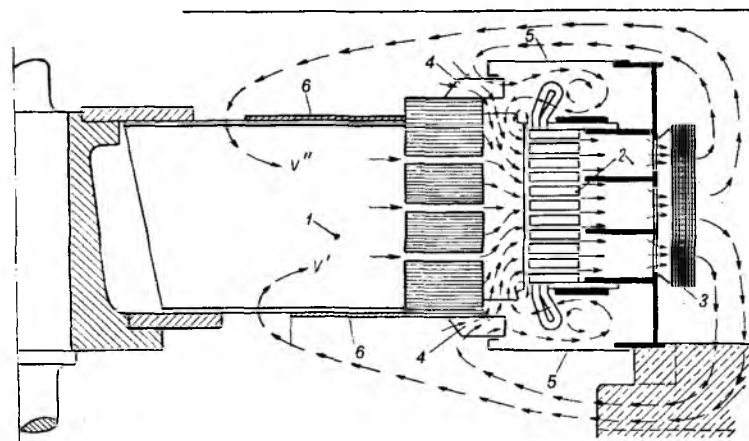


Рис. 7.43 Схема двусторонней замкнутой системы вентиляции генератора

1 – спица ротора; 2 – статор; 3 – воздухоохладитель; 4 – лопатки вентилятора, прикрепленные к ободу ротора; 5 – верхний и нижний воздухоотводящие щиты; 6 – перекрытия между спицами ротора

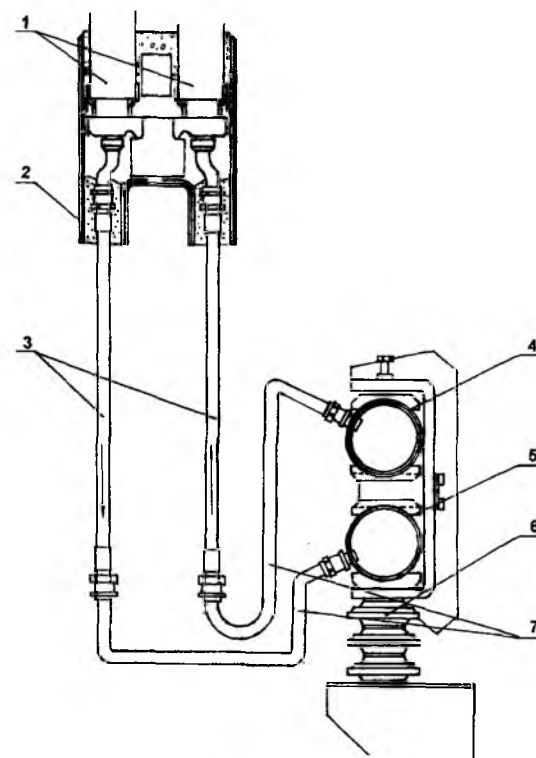


Рис. 7.44 Головки нижних лобовых частей обмотки статора генератора Саяно-Шушенской ГЭС с системой подвода и отвода охлаждающей воды

1 – стержни обмотки статора;
2 – изолирующая коробочка головки;
3 – фторопластовый шланг водоподвода;
4 – напорный коллектор;
5 – сливной коллектор; 6 – изолятор;
7 – медная водосоединительная трубка

то, что непосредственно у нижнего воздухоотводящего щита расположен ответственный узел генератора, состоящий из совокупности элементов и узлов, надзор за которыми должен быть особенно пристальным: нижние лобовые части обмотки статора; коллекторы подвода и отвода дистиллированной воды; изоляторы коллекторов от земли; наконечники стержней лобовых частей обмотки с массой водосоединительных шлангов и штуцеров (рис. 7.44).

Доступ к этому узлу не только для ремонтно-профилактических работ, но даже для тщательного осмотра был возможен лишь после демонтажа нижнего воздухоотводящего щита. В этом стесненном месте генератора применить какую-либо механизацию практически невозможно (один сегмент нижнего воздухоотводящего щита, который закрепляется десятками болтов,

При замкнутой системе вентиляции в генераторе циркулирует почти один и тот же объём воздуха (хотя практически имеются некоторые присосы), что резко сокращает запыление обмоток и каналов. На рис. 7.43 представлена двусторонняя (радиальная) схема вентиляции, где поток разделяется поровну и после воздухоохладителей, возвращается и входит в звезду ротора сверху и снизу. На формирование потока воздуха оказывают влияние перекрытия между спицами ротора, а также воздухоотводящие щиты (рис. 7.43 поз. 5; 6).

В ряде случаев при замкнутой системе требуется отбор воздуха на обогрев здания ГЭС, для чего проектируются специальные люки в перекрытии генератора, через которые нагретый воздух подаётся в машинный зал.

Система вентиляции должна проектироваться так, чтобы обеспечить и необходимые условия ремонтнопригодности генератора. Пример создания крупнейшего генератора Красноярской ГЭС показал, что специальной проработки этого вопроса при проектировании, в должной мере не было, несмотря на

весит около 70 кг; весь щит состоит из десятков сегментов; затраты времени на демонтаж и последующий монтаж щита, который выполнялся бригадой в составе 12-13 человек, составляли 10-12 смен).

Кроме того, исследования показали, что система вентиляции указанного генератора не работает как двусторонняя. Фактически имелись рециркулирующие, паразитные потоки через проёмы звезды ротора, минующие воздухоохладители, режим был неустойчив, сопровождался резкими колебаниями давления и расхода и обратными перетеканиями воздуха, что носит название – **помпаж** (рис. 7.45).

В процессе эксплуатации система вентиляции этих генераторов перепроектировалась с переходом с двусторонней на одностороннюю (аксиальную рис. 6.14).

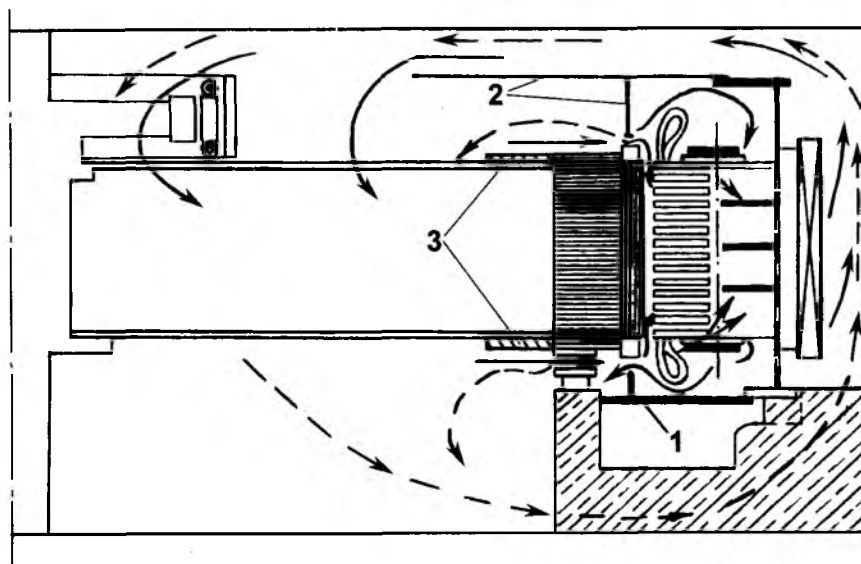


Рис. 7.45 Явление помпажа. Самопроизвольное перераспределение потоков воздуха в системе двусторонней вентиляции генератора

1 – нижний горизонтальный воздухоотделитель; 2 – верхний горизонтальный и вертикальный воздухоотделители; 3 – перекрытие между спицами ротора

Развитие генераторостроения потребовало поиска более эффективных способов их охлаждения. Одним из важных направлений при проектировании генераторов стало непосредственное водяное охлаждение (НВО), при котором внутри полых проводников обмоток циркулирует охлаждающая обмотку вода.

НВО генераторов имеет существенное преимущество перед системой косвенного воздушного охлаждения. Эти преимущества позволяют проектировать значительно большие электромагнитные нагрузки, что, как известно, приводит к существенному снижению относительных активных и конструктивных материалов и уменьшению веса генераторов, их легче транспортировать на место установки и легче монтировать. При меньших

размерах генераторов сокращаются объёмы, уменьшаются сроки и стоимость строительно-монтажных работ. Уменьшаются потери в стали и потери электрические за счёт уменьшения их массы, а также дополнительно ещё и за счёт легко достигаемого снижения температуры обмоток до 50–60°C.

Существенное снижение потерь мощности в генераторе с НВО происходит и за счёт уменьшения вентиляционных потерь, которые в генераторах с косвенным воздушным охлаждением составляют 25% от полных потерь, по данным исследований некоторых генераторов с НВО потери на вентиляцию в них в 5 раз меньше, чем у обычных.

Более подробно вопросы проектирования генераторов в целом и их отдельных узлов, на которых не акцентировано внимание в настоящей главе, читатель найдёт в специальной литературе.

Проектирование электрической части ГЭС (главной схемы первичных соединений ГЭС, включающей генераторы, трансформаторы, выключатели, шинопроводы, отходящие ЛЭП и др.) начинается с определения расчётных рабочих токов присоединений генераторов и ЛЭП, расчётных токов КЗ, расчётных параметров восстанавливающегося напряжения выключателей и др. Но для этого, как уже отмечалось, необходимо, исходя из требований энергосистемы, прежде всего построить электрическую схему ГЭС в целом, которая должна обеспечить её работу по заданным суточным, недельным и годовым графикам нагрузки. При этом должны учитываться:

- развитие электроэнергетической системы на перспективу;
- схема размещения мощностей в энергосистеме;
- система номинальных напряжений и схемы (конфигурации) основных сетей системы, включая ЛЭП, связывающие ГЭС с соседними системами;
- ориентировочная оценка необходимых капиталовложений на развитие электрической сети в связи с сооружением ГЭС;
- очередность ввода в эксплуатацию агрегатов;
- распределение нагрузки по ступеням напряжений;
- данные по токам КЗ от системы и др.

В проекте анализируются рабочие токи *нормального и ремонтного* (утяжеленного) режима. Нормальный режим предполагает состояние электрической схемы (или её частей), при котором все её элементы находятся в рабочем состоянии или в состоянии готовности к работе. Ремонтный режим является более тяжёлым, поскольку часть элементов схемы выведена из работы либо по причине их повреждения, либо по причине планового ремонта. В ремонтной схеме рабочие токи других (работающих) присоединений могут быть значительно больше, чем в нормальном режиме. Первый режим позволяет определить экономическое сечение многопроволочных проводов или шинопроводов (плотность тока А/мм², при которой капиталовложения в провода и шины, а также себестоимость потерь в них на нагрев электроэнергии являются минимальными, называется **экономической плотностью тока**). Второй режим позволяет определить номинальные

продолжительные токи электроаппаратов, сечения проводов и шин, которые соответствуют наибольшей допустимой температуре в продолжительном (ремонтном) режиме.

Самым опасным режимом является режим КЗ. Короткое замыкание в электрической сети энергосистемы, сопровождающееся значительным понижением напряжения в сети, может привести к нарушению устойчивости параллельной работы отдельных электростанций, выходу их из синхронизма и отключению ЛЭП, связывающих электростанции. В результате этого энергосистема может распасться на ряд несинхронно работающих электростанций. Это, в свою очередь, может привести к перегрузке некоторых электростанций, что потребует отключения значительной части потребителей. Чем больше понижение напряжения при КЗ, чем больше время действия релейной защиты и время действия выключателей, отключающих поврежденные участки электрической сети, тем вероятнее нарушение устойчивости параллельной работы электростанций энергосистемы.

Наряду с этим, режим КЗ может сопровождаться значительными разрушениями элементов электроустановок. Наиболее тяжёлым режимом КЗ является короткое замыкание на сборных шинах электростанции (рис. 7.46), когда могут отключиться часть генераторов и ЛЭП, а в некоторых случаях и вся электростанция.

При вычислении токов КЗ в электроустановках высокого напряжения, в частности на ГЭС, учитывают индуктивные сопротивления только тех элементов цепи, которые существенно влияют на величину тока КЗ. К таким элементам относятся генераторы, силовые трансформаторы, реакторы, воздушные и кабельные ЛЭП. Активное сопротивление этих элементов (кроме ЛЭП) не учитывают, поскольку оно невелико по сравнению с их индуктивным сопротивлением. Активное сопротивление ЛЭП учитывают только при большой их протяженности, при этом большее значение имеет учёт активного сопротивления кабельных ЛЭП из-за относительно малого их индуктивного сопротивления. Суммарное активное сопротивление цепи КЗ обычно учитывается в том случае, если оно больше одной трети суммарного индуктивного сопротивления цепи КЗ.

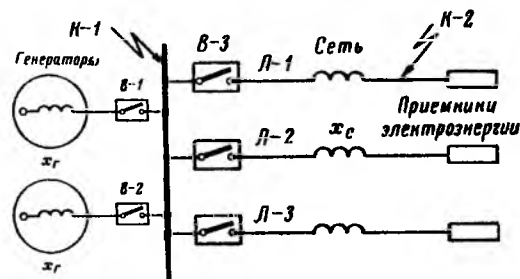


Рис. 7.46 Схема короткого замыкания на шинах ГЭС (К-1) и в электрической сети (К-2)

Как уже отмечалось, в нормальных условиях работы ток генератора определяется согласно закону Ома величиной ЭДС, наведенной в статоре, и полным сопротивлением цепи, состоящим из сопротивления самого генератора, сети и приёмников электроэнергии.

При КЗ, например, в сети в точке К-2 (рис. 7.46) сопротивление цепи, на которую работают генераторы, складывается из сопротивления сети и сопротивления самих генераторов, а при КЗ на сборных шинах ГЭС в точке К-1 только из сопротивления генераторов. В обоих случаях сопротивление цепи значительно меньше, чем при нормальном режиме, вследствие чего и ток КЗ значительно больше нормального. Чем дальше место КЗ от генератора, тем больше сопротивление цепи до этой точки и тем меньше ток КЗ.

Поскольку активное сопротивление невелико по сравнению с индуктивным, поэтому и ток КЗ оказывается почти индуктивным, отстающим от ЭДС на угол, близкий к 90° .

Ток короткого замыкания при КЗ на выводах генератора или вблизи электростанции изменяется по некоторой кривой (рис. 7.47). Из этой кривой видно, что в начале КЗ ток i_k достигает некоторого наибольшего значения i_y , называемого **ударным током короткого замыкания** (амплитуда), а затем уменьшается до установившегося значения $i_{уст}$.

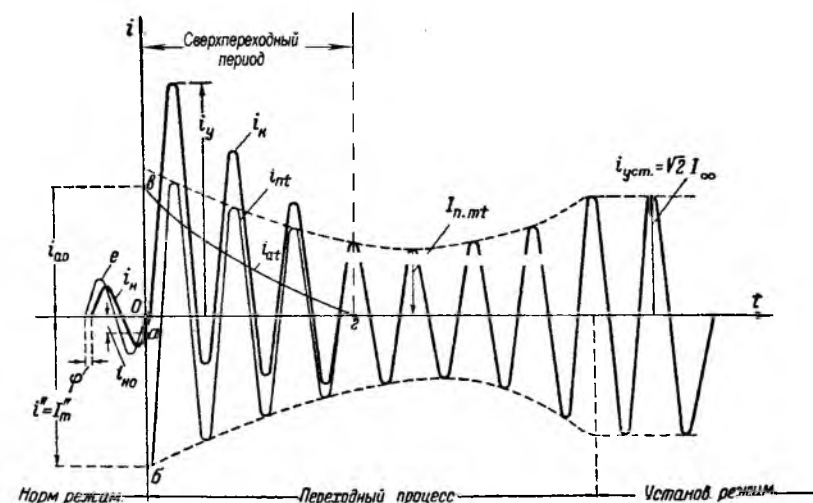


Рис. 7.47 Кривая гашения тока КЗ

Полный ток КЗ i_k состоит из двух слагающих: периодической i_n и аperiodической i_a . Периодическая составляющая с амплитудой $\dot{I}_m$, t , изменяется во времени в соответствии с параметрами генераторов, характеристиками их регуляторов возбуждения, удаленностью места КЗ и другими условиями:

$$i_n = \dot{I}_m(t) \cos \omega t, \quad (7.76)$$

где $\dot{I}_m(t)$ – функция, определяющая изменение амплитуды периодической составляющей тока $\dot{I}_{m,t}$ от начального ее значения, равного $\dot{I}_{m,0}$

Апериодическая составляющая i_a в первый момент КЗ противоположна по направлению i_n изменяется экспоненциально с постоянной времени T_a (постоянная времени – это промежуток времени t , в течение которого параметр, характеризующий переходный процесс, изменяется в e раз; $e \approx 2,72$):

$$i_a = \dot{I}_{m,0} e^{-t/T_a} \quad (7.77)$$

Период изменения тока от момента возникновения КЗ до установившегося значения носит название переходного процесса, состоящего из **сверхпереходного и переходного периодов**.

Принципиальное отличие переходных процессов от установившихся состоит в том, что при установившихся процессах работы генератора с симметричной нагрузкой в сердечнике и обмотках ротора не индуцируются никакие токи. В то же время при переходных процессах и несимметричных нагрузках между ротором и статором возникают трансформаторные связи.

Первые 0,1-0,2 с ток КЗ уменьшается очень быстро (сверхпереходный процесс), а затем значительно медленнее.

Затухание тока КЗ объясняется следующим образом. Так как ток КЗ почти индуктивный, то создаваемый им магнитный поток реакции якоря Φ_{ad} , как мы видели, направлен против магнитного потока создаваемого ротором Φ_s (рис. 7.48 а), т.е. стремится размагнитить генератор. Однако, вследствие того, что обмотка возбуждения обладает значительной индуктивностью (состоит из большого числа витков катушек полюсов), связанный с ней магнитный поток возбуждения не может измениться мгновенно (в обмотке возбуждения ротора и в демпферной (успокоительной) обмотке будут индуцироваться дополнительные токи i_{dv} и i_{dv} , которые препятствуют изменению результирующего магнитного потока в генераторе, согласно закону Ленца), а следовательно, в первый момент КЗ, наведенная в статорной обмотке ЭДС, остаётся такой же, как и при нормальном режиме. Этим и объясняется значительная величина ударного тока i_y (ЭДС генератора велика, а сопротивление цепи КЗ мало – по закону Ома ток КЗ получается большой).

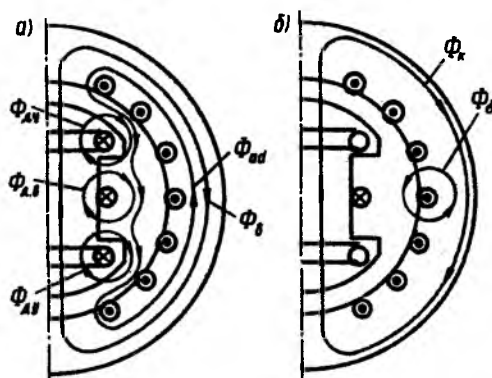


Рис. 7.48 Изменение магнитного поля генератора при КЗ

Токи i_{dv} и i_{dv} , создавая собственные магнитные потоки Φ_{dv} и Φ_{dv} , противодействуют проникновению потока Φ_{ad} в сердечники полюсов ротора и вытесняют его в воздушное междуполюсное пространство. В результате поток статора значительно уменьшится до значения $\Phi'' < \Phi_{ad}$ (индексом '' – два штриха отмечают величины, относящиеся к сверхпереходному процессу; ' – один штрих – к переходному процессу). Из-за уменьшения потока статора соответственно уменьшится и индуктивное сопротивление обмотки статора по продольной оси, достигнув значения $X''_d < X_d$. Поэтому в начальный момент переходного процесса (сверхпереходный период), возникающий ударный ток можно выразить:

$$i_y = E_0 / X''_d, \quad (7.78)$$

где X'' – **сверхпереходное индуктивное сопротивление** (мгновенно-переходная реактивность)

Обмотки и роторная, и успокоительная обладают некоторым активным сопротивлением, поэтому индуцируемые в них дополнительные i_{dv} и i_{dv} будут постепенно затухать. Этот процесс протекает не одинаково, так как демпферная обмотка и обмотка ротора имеют разные постоянные времени T . Обмотка ротора, имея значительно большее число витков на катушках полюсов, чем демпферная стержневая обмотка, обладает большей индуктивностью, поэтому её постоянная времени T_s больше T_y . Поэтому к моменту времени, когда дополнительный ток i_{dv} в демпферной обмотке уменьшится до нуля, в обмотке возбуждения дополнительный ток i_{dv} ещё имеет некоторую величину. При этом магнитный поток реакции якоря частично будет переходить через обод ротора, отчего его величина несколько возрастает до значения $\Phi X'_d > \Phi X''_d$. Соответственно возрастает индуктивное сопротивление статора по продольной оси, достигнув значения X'_d , называемого **переходным индуктивным сопротивлением** (переходная реактивность), $X'_d > X''_d$. При этом ток КЗ несколько уменьшится до значения:

$$i_k = E_0 / X'_d, \quad (7.79)$$

Через некоторое время уменьшится до нуля и добавочный ток в обмотке возбуждения i_{dv} . При этом магнитный поток статора будет замыкаться полностью через ротор и его значение станет ещё больше $\Phi_{ad} > \Phi'_d$. Соответственно возрастёт и индуктивное сопротивление статора, достигнув значения $X_d > X'_d$, а ток КЗ станет:

$$i_k = E_0 / X_d \quad (7.80)$$

В результате в генераторе установится результирующий магнитный поток $\Phi_k = \Phi_s - \Phi_{ad}$ (рис. 7.48, б).

С уменьшением магнитного потока, сцепленного с обмоткой статора, уменьшится ЭДС статора до значения $E_k < E_0$, что приведёт к уменьшению тока КЗ до установившегося значения:

$$i_{k,уст} = E_k / X_d, \quad (7.81)$$

Таким образом, при трёхфазном КЗ происходит постепенное затухание тока КЗ (гашение поля генератора).

Для гидрогенераторов ударный ток КЗ достигает 10-15 кратного значения от номинального тока, а установившееся значение от 1,5 до 3,4 от номинального, т.е. уменьшение установившегося тока КЗ происходит по причине размагничивания генератора магнитным полем реакции якоря.

Ударный ток КЗ создаёт значительные электромагнитные силы, действующие на обмотку статора в особенности на её лобовые части, имеющие достаточно большой вылет и их крепление по сравнению с пазовой частью менее жесткое (их труднее зафиксировать).

Кроме того, при КЗ возникают значительные электромагнитные моменты, действующие на статор и ротор, передающие механические нагрузки на фундамент крепления статора, его корпус, а также детали ротора. Поэтому при проектировании генераторов воздействие режима КЗ учитывается специальными механическими расчетами.

В электромагнитных расчетах учитывается, что снижение величины X_d ведёт к увеличению устойчивости параллельной работы генератора в электрической сети и его перегрузочной способности, однако это связано с увеличением габаритов генератора и **дополнительными потерями** (добавочные потери).

Для обычных генераторов X_d составляет 0,52-1,15. Для мощных и сверхмощных генераторов с непосредственным охлаждением обмоток $X_d = 1,0-1,8$. Например, у генераторов Саяно-Шушенской ГЭС $X_d = 1,58$.

Чем меньше величина X'_d , тем меньше колебания напряжения при сбросах нагрузки и больше крутящие моменты, передаваемые при КЗ статором на его опорные конструкции. Снижение X'_d влечёт за собой также увеличение габаритов генератора и добавочных потерь. При уменьшении X'_d вдвое против обычных пределов стоимость генератора возрастает примерно в 1,6 раза. Обычно для генераторов с воздушным охлаждением $X'_d = 0,20-0,35$; с непосредственным водяным охлаждением $X'_d = 0,37-0,56$. У генераторов Саяно-Шушенской ГЭС $X'_d = 0,43$.

Влияние X'_d по своему физическому смыслу идентично X''_d (для генераторов без демпферной обмотки $X'_d = X''_d$). Обычные значения $X'_d = 0,15-0,27$. У генераторов Саяно-Шушенской ГЭС $X'_d = 0,295$.

При проектировании генераторов также задают один из важнейших параметров – **отношение короткого замыкания (ОКЗ)**.

ОКЗ представляет собой отношение тока короткого замыкания к номинальному току в относительных единицах при токе возбуждения, при котором обеспечивается равенство ЭДС и номинального напряжения ($E_0 = U_n$). Для гидрогенераторов ОКЗ = 0,8-1,8, для турбогенераторов ОКЗ = 0,4-1,0. ОКЗ имеет большое практическое значение, генераторы с малым ОКЗ менее устойчивы при параллельной работе, имеют значительные колебания

напряжения при изменениях нагрузки. ОКЗ, также как X_d , определяет перегрузочную способность синхронного генератора. Чем больше ОКЗ, тем больше предельная нагрузка. ОКЗ тем больше, чем больше воздушный зазор, т.е. при той же мощности меньше концентрация энергии магнитного поля. Такие машины требуют больших вложений материалов, что увеличивает их стоимость.

Потери энергии в генераторе возникают в результате преобразования в нём механической энергии в электрическую. Все виды потерь разделяются на *основные и добавочные*.

Основные потери складываются: из электрических потерь в обмотке статора, пропорциональные квадрату тока статора и активного сопротивления; потерь на возбуждение в возбuditелях; магнитных потерь в сердечнике от гистерезиса и от вихревых токов; механических потерь от суммы потерь на трение в подшипниках и подпятнике и потерь на вентиляцию.

Добавочные потери в генераторе разделяются на два вида: пульсационные потери в полюсных наконечниках ротора от магнитной индукции в зазоре из-за зубчатости внутренней поверхности статора; потери при нагрузке, которые для генераторов мощностью более 1000 кВт при проектировании принимают 0,25-0,4% от полезной мощности генератора.

Режим КЗ в период проектирования электрической части ГЭС исследуется применительно как к генераторам, так и ко всем другим основным элементам главной электрической схемы (трансформаторам, выключателям, разъединителям, шинпроводам и проводам).

При проектировании выключателей или их выборе из имеющейся номенклатуры необходимо определить не только расчётные токи КЗ в присоединениях рассматриваемой схемы, но также расчётные скорости восстанавливающегося напряжения на контактах выключателей.

Между величинами тока КЗ и скорости восстанавливающегося напряжения имеется определённая зависимость: в присоединениях с большим током КЗ (близким к номинальному току отключения выключателя) скорость восстанавливающегося напряжения относительно невелика; наоборот, в присоединениях с небольшим током КЗ (меньшим номинального тока отключения) скорость восстанавливающегося напряжения велика.

Упрощенно поясним физический процесс, протекающий в дугогасительной системе выключателя.

При размыкании контактов выключателя цепь тока не прерывается, так как образовавшийся промежуток перекрывается электрической дугой, сопротивление которой относительно мало. По мере приближения токовой паузы (синусоида тока пересекает ось абсцисс) температура, ионизация и проводимость дугового промежутка быстро уменьшаются и в какой-то момент времени, близкий к моменту естественного прихода тока к нулю, дуга угасает. В этот момент промежуток между расходящимися контактами, ещё в некоторой

степени ионизирован вследствие отставания тепловых процессов в дуговом промежутке от скорости изменения тока. После погасания дуги процесс деионизации дугового промежутка и превращения его в диэлектрик протекает исключительно быстро, но не мгновенно. Одновременно происходит процесс *восстановления напряжения* на контактах выключателя. Пока дуга горит, напряжение на разрыве относительно мало. В момент погасания дуги напряжение меняет знак и восстанавливается до напряжения сети, близкого к амплитудному значению. Если восстанавливаемая электрическая прочность промежутка все время превышает восстанавливающееся напряжение на контактах, дуга вновь не возникает и процесс отключения цепи на этом заканчивается. Если же скорость восстановления напряжения превышает, то отключения тока не произойдет. Обычно дуга в выключателях горит в течение 1-3 полупериодов частоты тока в зависимости от конструкции и характеристик выключателя.

Таким образом, основными факторами, определяющими процесс деионизации промежутка между контактами являются вид отключаемого тока, скорость восстанавливающегося напряжения и свойства дугогасительной системы выключателя.

Выключатели должны отключать ток КЗ, когда его апериодическая составляющая ещё не успела затухнуть, т.е. обладать способностью отключения асимметричного тока. Наибольшая асимметрия тока КЗ возникает при замыкании вблизи генераторов и сборных шин и наименьшая – в точках электрической сети, удаленных от ГЭС.

При проектировании трансформаторов, также как и генераторов, основная задача сводится к тому, чтобы выбрать наилучшее соотношение удельных электромагнитных нагрузок (плотность тока, магнитная индукция), т.е. чтобы превышения температуры частей трансформатора были равны или несколько меньше установленных стандартом предельных значений.

При проектировании трансформаторов стремятся отдавать преимущество трёхфазным трансформаторам, экономические показатели которых выше показателей групп из однофазных трансформаторов при одинаковой надёжности. Группы однофазных трансформаторов проектируются для крупных ГЭС с мощными и сверхмощными агрегатами, когда по соображениям транспортного веса невозможно создать трёхфазный трансформатор.

Обеспечение устойчивости трансформаторов к коротким замыканиям также одно из важнейших направлений в составе проектных работ.

Отсутствие у трансформаторов вращающихся частей уменьшает их нагрев из-за отсутствия механических потерь энергии, но это же обстоятельство усложняет процесс охлаждения, так как исключает применение внутри трансформаторов самовентиляции. В трансформаторах средней и большой мощности проектируют эффективные методы принудительного охлаждения по сравнению с маломощными трансформаторами, где в основном

применяется естественное охлаждение за счёт теплопередачи у масляных трансформаторов от масла стенкам бака и пристроенным радиаторам. От них тепло отводится путём конвекции при соприкосновении воздуха со стенками бака и радиаторами или непосредственно с обмоткой у сухих низковольтных трансформаторов.

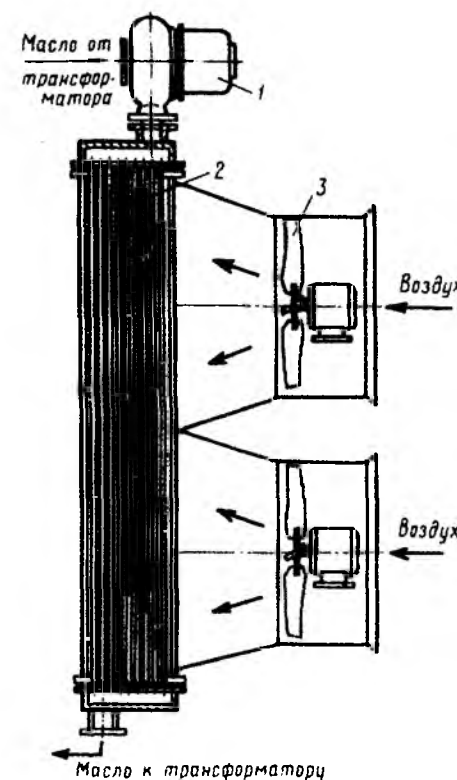


Рис. 7.49 Схема масляного охлаждения трансформатора с дутьем и принудительной циркуляцией масла

1 – насос; 2 – маслоохладители;
3 – вентиляторы

На рис. 7.49 представлена схема масляного охлаждения трансформатора с дутьем и принудительной циркуляцией масла.

С помощью насоса (1) нагретое масло забирается из верхних слоёв трансформатора и прогоняется через маслоохладители в нижнюю часть бака, образуя принудительную циркуляцию масла. Одновременно вентиляторами создаются направленные потоки воздуха (дутье), обдувающие поверхность трубок маслоохладителей, по которым циркулирует масло, и отбирающие тепло от маслоохладителей.

Ещё более эффективный способ охлаждения применяется у сверхмощных трансформаторов, где маслоохладители охлаждаются водой (вода циркулирует по трубкам, масло – между трубками). Кроме того, дополнительно к баку пристраиваются маслонасосы, которые дополнительно перемешивают масло в трансформаторе и создают направленные струи масла на наиболее нагретые части трансформатора.

Поскольку напряжение генераторов составляет в основном 6-18 кВ, то их цепь выполняется из шин большого сечения, которые рассчитаны, как мы видели, на значительную величину тока – десятки килоампер. Поэтому чем короче шины генераторного напряжения, тем лучше. Существенно уменьшаются электрические потери, стоимость коммуникаций. В связи с этим, в проекте при компоновке здания ГЭС расположение повышающих трансформаторов предусматривают как можно ближе к генераторам.

Продолжительность короткого замыкания составляет обычно доли секунды, но в исключительных случаях оно может продолжаться несколько

секунд. В течение этого, хоть и крайне короткого времени, выделение тепла в проводах, шинах и аппаратах электрической цепи КЗ настолько велико, что температура их выходит за пределы, установленные для нормальной работы. Процесс нагревания прекращается в момент отключения тока КЗ, после чего происходит медленное остывание (рис. 7.50).

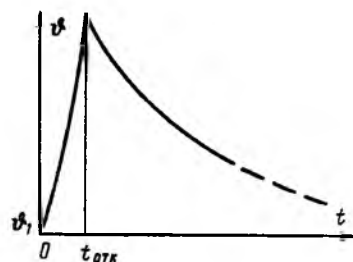


Рис. 7.50 Изменение температуры проводника при КЗ

Способность аппарата или проводника противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, препятствующих дальнейшей их исправной работе, называется **термической стойкостью** (термической устойчивостью).

Допускаемые конечные температуры при КЗ для проводов, шин и частей аппаратов лежат в пределах 120-130°C, а допускаемые температуры для их нормального режима находятся в пределах 60-80°C.

При проектировании электрической части ГЭС все элементы её схемы проверяются на термическую и **электродинамическую устойчивость**. При недостаточной механической прочности обмоток генераторов, трансформаторов, элементов распределительных устройств, проводов шин и т.п. они могут быть разрушены при КЗ. Исключить повреждения можно путём правильного конструирования, т.е. выбором соответствующих расстояний, размеров поперечных сечений проводников, способов их крепления и крепления аппаратов на конструкциях и фундаментах, и т.п.

Расчёт аппаратов на электродинамическую стойкость значительно сложнее расчёта шинных конструкций, поскольку конфигурация токоведущих частей (контактной системы, обмоток) и способы их крепления очень сложны. Поэтому расчёты дополняют соответствующими испытаниями на стадии проектирования, изготавливая специальные испытательные модули (узлы).

При проектировании электрической части ГЭС должно обязательно учитываться влияние вихревых токов, возникающих в стальных каркасах распределительных устройств, железобетонных конструкциях и т.п., соседствующих с шинами, имеющими рабочие токи в тысячи ампер. В стальных конструкциях могут возникать недопустимые нагревы для обслуживающего персонала; в несущих железобетонных конструкциях из-за перегрева арматуры возникает опасность снижения их прочности; в помещениях повышается температура. Для предотвращения негативных процессов применяются изоляционные прокладки в сочленениях элементов пространственных металлических конструкций во избежание образования замкнутых контуров; используются немагнитные материалы; применяются экраны, которыми оконтуриваются проёмы в железобетонных конструкциях и другие мероприятия.

Проектирование главной электрической схемы ГЭС исходит из общих требований к электроустановкам. Схема определяет основное электрическое оборудование и эксплуатационные свойства электроустановки. Требования сформулированы в нормах технологического проектирования (НТП) электростанций и подстанций, в правилах устройств электроустановок (ПУЭ), в правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭС), в правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок (ПТБ), в ГОСТах и другой нормативной литературе, которые сводятся к тому, чтобы обеспечить:

- соответствие электрической схемы условиям работы ГЭС в энергосистеме, ожидаемым режимам, а также соответствие технологической схеме;
- ремонтпригодность (приспособленность к проверке технического состояния и ремонтно-профилактическим работам), в том числе простоту и наглядность схемы; минимальный объём переключений, связанных с изменением режима; доступность для профилактики без нарушения режима электроустановки;
- приспособленность к вводу в эксплуатацию мощностей (агрегатов) очередями;
- обязательность максимальной автоматизации в экономически целесообразном объёме;
- высокую степень надёжности выдачи мощности, т.е. способность выдавать мощность в сеть в соответствии с запланированным графиком, обеспечивая электроснабжение потребителей с сохранением качества электроэнергии в пределах, установленных действующими нормативами (см. ниже).

Руководствуясь материалами задания на проектирование, а также нормативными документами, проектная организация должна разработать несколько вариантов главной электрической схемы ГЭС, на которых указываются мощности генераторов, трансформаторов (включая мощности трансформаторов собственных нужд), сборные шины распределительных устройств (РУ) всех ступеней напряжений, отходящие ЛЭП, присоединяемые к сборным шинам, коммутационные и измерительные аппараты, токоограничивающие аппараты, ограничители перенапряжений и т.п.

В качестве критерия экономичности сравниваемых вариантов исполнения электроустановки принимают полные расчетные затраты руб./год (З), состоящие из трёх слагаемых:

$$З = K E_n + И + У, \quad (7.82)$$

где: K — капитальные вложения в проектируемую электроустановку;

E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, установленный для расчетов в электроэнергетической отрасли, равный 0,12;

$И$ — ежегодные издержки производства;

У — вероятный народохозяйственный ущерб, вызванный возможным нарушением нормальной работы энергосистемы и нарушением электроснабжения потребителей.

При подсчете капиталовложений используют укрупненные показатели стоимости, отнесённые к единице основного оборудования (генератору, трансформатору, ячейке РУ и др.), включающие стоимости оборудования, строительных и монтажных работ, а также накладные расходы.

Разновременность капиталовложений не учитывается. Иногда допускается подсчёт стоимости лишь элементов установки, стоимость которых существенно отличается в сравниваемых вариантах.

Издержки производства слагаются из отчислений на амортизацию оборудования, обслуживание и текущий ремонт, а также из стоимости электроэнергии, теряемой ежегодно в трансформаторах, реакторах, ЛЭП.

(В рыночных условиях формула оценки для сравнения проектных вариантов ещё не сложилась, не исключено, что в ближайшие годы в оценочные критерии будут внесены коррективы).

Как правило, при компоновке главных схем учитываются: количество и мощность генераторов и возможность их резервирования; количество систем **сборных шин** и их резервирования (дублирование); количество и отключающую способность выключателей и их резервирование; возможность вывода в ремонт любого элемента схемы. При этом важно, чтобы в условиях ремонтного варианта при непредвиденных отключениях собственных генераторов ГЭС, либо отключениях других источников или приёмников в энергосистеме — главная схема ГЭС позволяла обеспечить бесперебойность электроснабжения потребителей, остающихся в работе.

Опыт показывает, что в общем случае прекращение подачи электроэнергии, как правило, приводит к недовыработке продукции на промышленных предприятиях; к серьёзной порче сырья и необратимым повреждениям производственного оборудования, например, в химической и электрометаллургической отраслях; ухудшению санитарно-гигиенических условий и в производстве, и в быту.

Практика подтверждает, что аварии в электроустановках возникают как вследствие ошибок, допущенных при проектировании, изготовлении и монтаже, так и по причине плохо организованной эксплуатации, когда несвоевременно проводятся ремонтно-профилактические мероприятия, а также вследствие прямых ошибочных действий **оперативного персонала** электроустановок, в особенности, когда схемы электрических соединений **не наглядны** и сложны для производства **оперативных переключений**. Из изложенного следует, что от построения главной схемы, равно как и схемы собственных нужд ГЭС, во многом зависит её надёжность и безопасность персонала, обслуживающего электроустановку.

Ниже рассматриваются вопросы компоновки схем при проектировании распределительных устройств на примере некоторых РУ,

применяемых на ГЭС, а также схемы некоторых подстанций (п/ст), достоинства и недостатки которых в равной степени полезно учитывать при проектировании главных электрических схем ГЭС. Кроме того, анализ приводимых схем РУ и п/ст поможет в изучаемом материале заострить внимание на подходах в оценке эффективности компоновки схем электрических соединений.

Развитие потребителей электроэнергии, в свою очередь, потребовало развития электрических распределительных сетей и подстанций. До конца 50-х годов XX века в нашей стране на подстанциях почти исключительно применялись схемы с одной сборной системой шин и одним выключателем на присоединение. Иногда применялись двойные системы сборных шин, **секционированные** (разделенные на части) и **несекционированные**. Для возможности производства ремонта выключателей без перерыва питания сооружалась **обходная система шин** с обходным выключателем.

Применение упрощенных схем подстанций вызвало разработку схем с так называемым **глубоким вводом**, т.е. высокое напряжение доводилось до места потребления электроэнергии. В совокупности оба мероприятия позволили получить значительный эффект. Принцип глубокого ввода широко применяется в схемах электроснабжения промышленных предприятий, где трансформаторные подстанции находятся непосредственно в цехах или на территории предприятия, вблизи сосредоточения наибольших нагрузок. Глубокие вводы применяются также для электроснабжения крупных городов. В Москве и Ленинграде благодаря освоению **маслонаполненных кабелей** 110 и 220 кВ оказалось возможным осуществить глубокий ввод в центр городской застройки. Из-за разных нагрузочных, экономических и географических условий, а также степени ответственности потребителя, применяется множество самых разнообразных компоновок структурных схем распределительных и питающих подстанций. На рис. 7.51 представлены схемы подстанций с одной системой сборных шин.

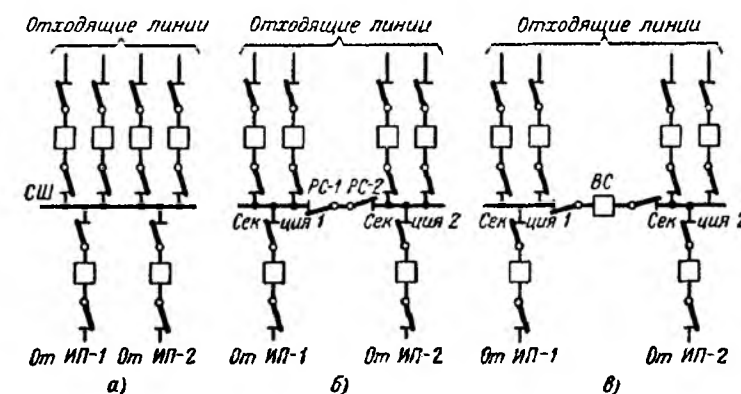


Рис. 7.51 Структурные схемы подстанций с одной системой сборных шин

а) — несекционированные сборные шины; б) — секционированные разъединителем сборные шины; в) — секционированные выключателем сборные шины; ИП — источник питания; СШ — сборные шины; РС — разъединитель секционный; ВС — выключатель секционный

Основными достоинствами установок с одной системой сборных шин являются простота и небольшая стоимость выполнения распределительного устройства, напомним, что разъединители во всех цепях предназначены только для обеспечения безопасности выполнения ремонтных работ, что соответствует их главному назначению.

Установки с одной несекционированной системой сборных шин отличаются следующими недостатками:

- для ремонта сборных шин и шинных разъединителей необходимо отключение всех источников питания, что приводит к прекращению работы электроустановки на всё время ремонта;
- для ремонта выключателя любой, отходящей к потребителю линии, необходимо отключение этой линии и прекращение питания потребителя на всё время ремонта выключателя, которое при некоторых типах выключателей может длиться от нескольких часов до нескольких дней;
- КЗ на сборных шинах или на шинных разъединителях вызывает автоматическое отключение всех источников питания и, как следствие, полное прекращение работы электроустановки на время, необходимое для устранения повреждения.

Из-за указанных недостатков схему с одной несекционированной системой сборных шин применяют лишь в электроустановках с одним источником питания и, как правило, с применением комплектных распределительных устройств, обладающих повышенной надёжностью.

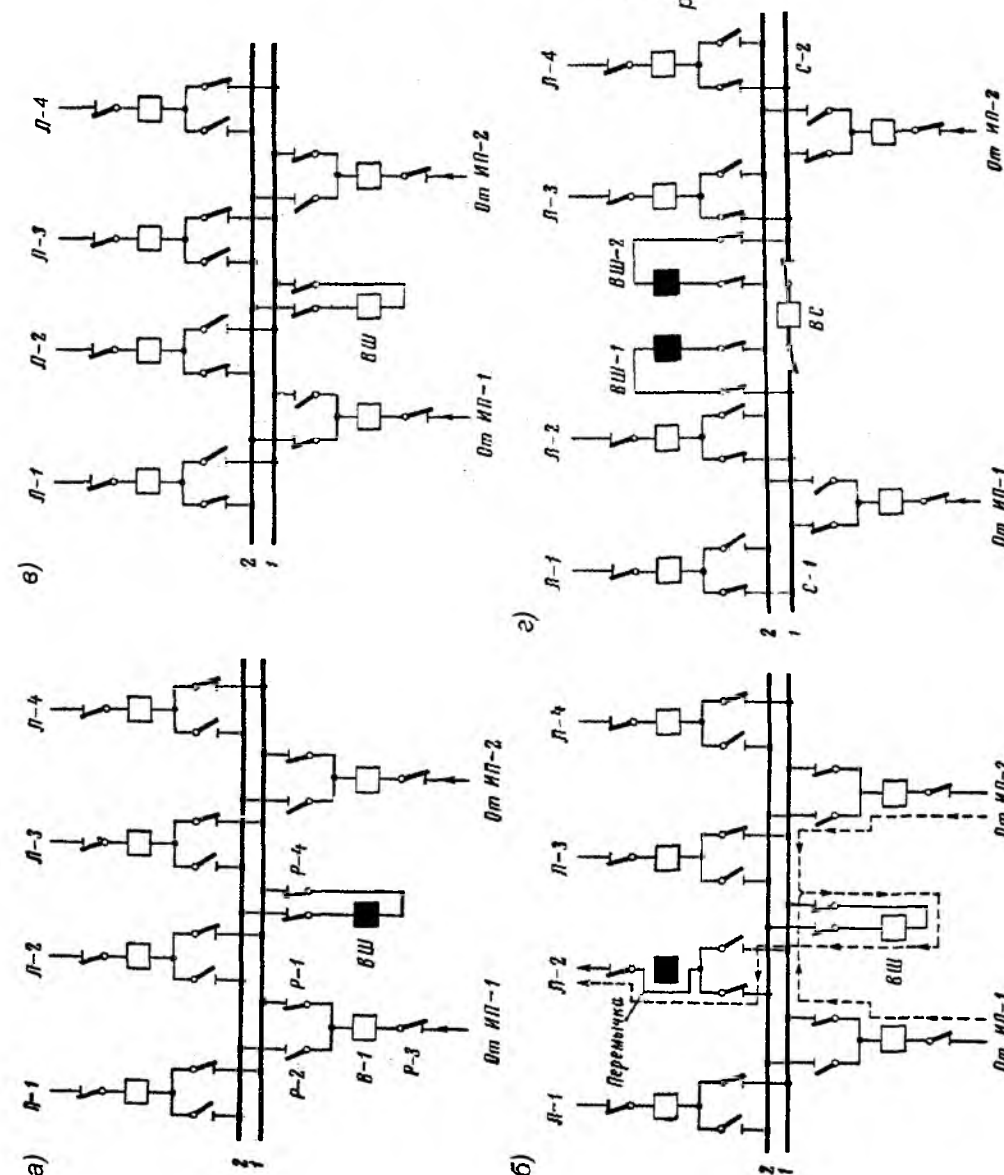
Для увеличения надёжности сборные шины секционируют, стремясь к тому, чтобы каждая секция шин имела лишь один источник питания. Если секции разделены только разъединителем, то хотя надёжность подстанции и возрастает, но при КЗ на разъединителе (при включении) или при его включенном состоянии возникновение КЗ на одной из секций шин вызовет отключение обеих сборных шин.

Надёжность секционированных распределительных устройств значительно возрастает, если шины разделены выключателем, снабженным релейной защитой и АВР. В этом случае одна из секций останется в работе даже при КЗ на другой секции сборных шин.

Однако при указанных достоинствах схема с одной системой сборных шин, несмотря на секционирование выключателем и даже с АВР, не может гарантировать бесперебойность электроснабжения ответственных потребителей, так как при ремонте одной из секций сборных шин потребитель остается без резерва, а при ремонте выключателя, например, источника питания, мощность электроустановки уменьшается. Частично эти недостатки можно устранить, применяя обходную систему шин с одним обходным выключателем и обходными разъединителями на каждое присоединение от обходной системы шин. В этой схеме присоединение (источник питания или потребительская ЛЭП) переключают с помощью разъединителя к обходной

Рис. 7.52 Структурные схемы с двумя системами сборных шин и одним выключателем на присоединение

а) – режим работы на одной системе сборных шин;
б) – случай питания Л-2 с выведенным в ремонт её выключателем;
в) – режим работы на обеих системах сборных шин;
г) – рабочая система шин секционирована выключателем;
ИП – источник питания;
Л – линия электропередачи;
1, 2 – номер секций сборных шин (рабочая – первая система шин; резервная – вторая система шин);
Р – разъединитель;
ВШ – шинно соединительный выключатель;
ВС – секционный выключатель.



системе шин, а его выключатель выводят в ремонт. Обходная система шин запитывается от основной системы шин через обходной выключатель. Но при ремонте сборных шин недостаток в отсутствии резервирования остается.

Наилучшим с точки зрения надёжности являются: во-первых, схемы, где предусмотрена двойная секционированная система сборных шин (основная – рабочая и резервная); во-вторых, с устройством обходной системы шин; и в-третьих, с подключением каждого присоединения через два выключателя. На рис. 7.52, 7.53 и 7.54 представлены варианты различных схем.

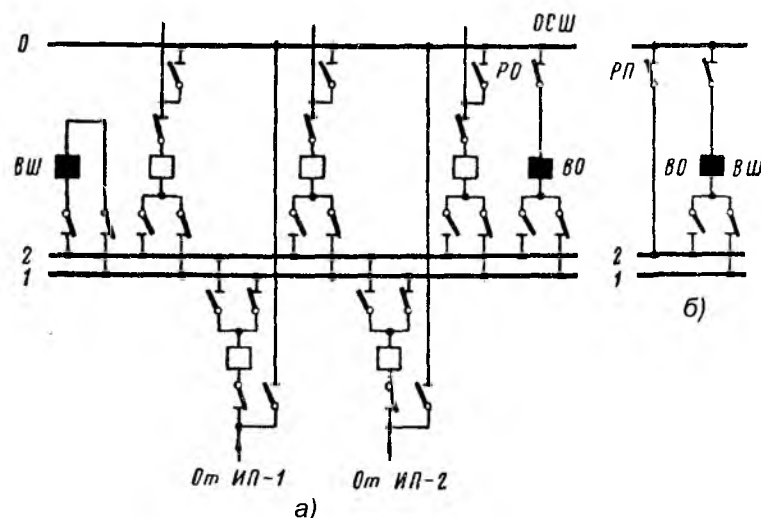


Рис. 7.53 Структурная схема подстанции с двумя рабочими и одной обходной системой шин

а) – схема с обходным и шинносоединительными выключателями;
б) – схема, где функции обходного и шинносоединительного выключателя выполняет один и тот же выключатель; ОСШ – обходная система шин; ВО – обходной выключатель; ВШ – шинносоединительный выключатель

На схеме рис. 7.53а, кроме обходного выключателя предусмотрен также шинносоединительный выключатель. Обходной выключатель позволяет ремонтировать выключатель любого присоединения, сохраняя в то же время работу электроустановки с заданным порядком присоединения цепей. Разновидность данной схемы – (рис. 7.53б), где один и тот же выключатель выполняет роль и обходного, и шинносоединительного выключателя.

Подключением каждого присоединения через два выключателя (рис. 7.54а) можно не допустить отключение источников питания и отходящих линий при коротком замыкании на одной из сборных шин.

В исходном случае в указанной схеме обе системы сборных шин и все выключатели включены, т.е. находятся в работе. При КЗ, например, на линии Л-1 отключаются её выключатели В-1 и В-2. При КЗ на одной из систем сборных шин её релейная защита отключает все выключатели, присоединенные к данной системе шин; вторая система шин и все цепи остаются в

работе. При ремонте любого выключателя цепь питается через второй её выключатель.

Схема с двумя системами шин может быть выполнена также с тремя выключателями на две цепи ($3/2$), называемая «полуторной» (рис. 7.54б) или с четырьмя выключателями на три цепи ($4/3$), называемой «четыре третьих» (рис. 6.28).

В полуторной схеме с двумя секционированными системами шин в исходном положении по рис. 7.54б – все выключатели включены и обе системы шин находятся в работе. При КЗ, например, на Л-1 отключаются выключатели В-1 и В-2; другие все присоединения останутся в работе. При КЗ на одной из секций, например, на секции второй системы шин – С-4_{рез.} отключаются выключатели В-9, В-12 и ШВ-2, но все присоединения остаются в работе.

Полуторная схема по надёжности близка к схеме с двумя выключателями на присоединение, поэтому получила широкое применение.

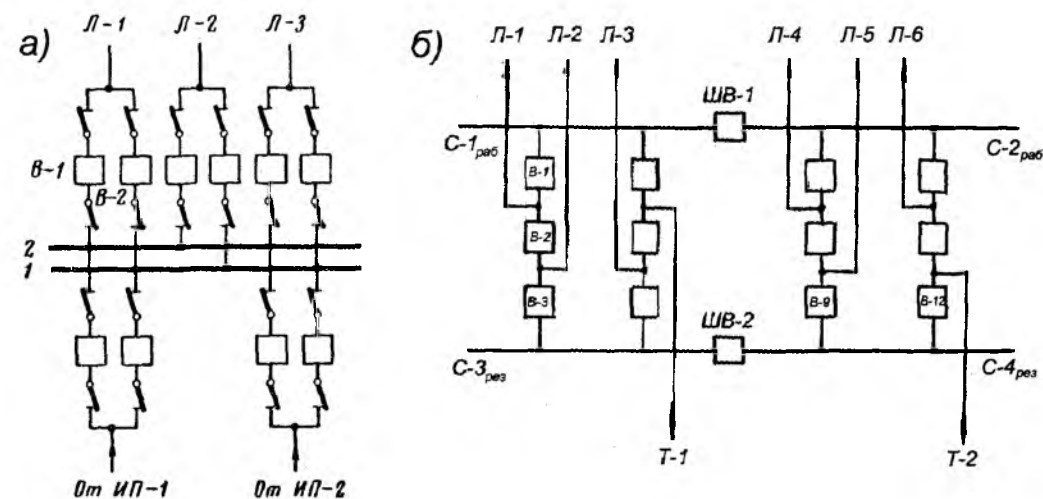


Рис. 7.54 Структурные схемы распределительных устройств

а) – с двумя выключателями на цепь; б) – с тремя выключателями на два присоединения; ИП, Т – источники питания; С – секции шин электроустановки; ШВ – секционный выключатель шин. Л – отходящие ЛЭП (разъединители на схеме (б) не показаны)

С точки зрения финансовых затрат схема « $4/3$ » дешевле, чем схема, где каждое присоединение подключено через два выключателя. Анализ структур главных схем будет рассматриваться в специальном курсе, здесь лишь отметим на примере схемы « $4/3$ » основные её недостатки. В геометрическом пространстве выведенной в ремонт ячейки (пространство на территории или в помещении РУ, в котором размещаются электрические элементы и аппараты одного присоединения), во-первых, в ряде случаев в схеме « $4/3$ » оказываются элементы другой ячейки, находящиеся под напряжением, а, во-вторых, эта схема не обладает и необходимой наглядностью. И то и другое содержат

потенциальную угрозу безопасности персонала. Некоторые варианты ремонтных схем не обеспечивают оптимальных условий сохранения генерирующей мощности ГЭС при аварийных отключениях, т.е. схема не обладает необходимой гибкостью, а следовательно, проигрывает в надёжности, например, схеме с двумя выключателями на одно присоединение.

С ростом надёжности электроаппаратов и с целью удешевления электроустановок в электрических сетях 35 кВ, а иногда и выше, применяются упрощенные схемы электроустановок с уменьшенным количеством выключателей, а иногда и без них. На рис. 7.55 представлены примеры упрощенных структурных схем: **четырёхугольника и мостика**. В схеме четырёхугольника сборные шины замкнуты в кольцо и секционированы по числу цепей; на присоединениях к сборным шинам выключателей нет; в них установлены только разъединители. Каждый выключатель обслуживает две цепи, например, выключатель В-1 обслуживает цепи Л-1 и Т-1. В этом случае релейную защиту Л-1 задействуют на одновременное отключение выключателей В-1 и В-2, а защиту трансформатора Т-1 – на отключение выключателей В-1 и В-4 и т.д. Эта схема имеет недостатки, одним из которых является разрыв четырёхугольника при ремонте любого из выключателей или его разъединителя, что при выборе аппаратов заставляет учитывать не ток цепи, который она обслуживает, а ток, проходящий по петле при одном разомкнутом выключателе, т.е. утяжеляющие аппаратуру условия. Кроме того, развитие такой подстанции путём дополнения новых присоединений практически невыполнимо.

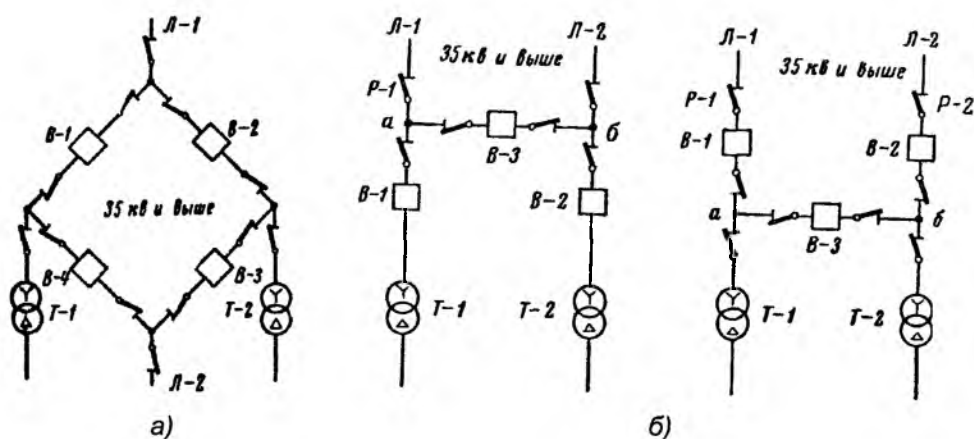


Рис. 7.55 Структурные схемы подстанций

- а) – соединения по схеме четырёхугольника;
 б) – соединение по схеме мостика с перемычкой со стороны линий;
 в) – соединение по схеме мостика с перемычкой со стороны трансформаторов;
 Л – линия; В – выключатель; Р – разъединитель; Т – трансформатор

Схему соединения мостиком (рис. 7.55б) применяют при кольцевом питании, а также при двух линиях и двух трансформаторах на подстанциях с неравномерным суточным графиком нагрузки, где для уменьшения потерь энергии в трансформаторах целесообразно периодическое в течение суток отключение одного из них. Последнее объясняется простотой отключения

трансформатора в данной схеме; отключение, например, со стороны высшего напряжения трансформатора Т-1 достигается отключением только одного выключателя В-1. Однако в данной схеме КЗ, например, на линии Л-1 вызывает отключение двух выключателей В-1 и В-3 и прекращение на некоторое время работы трансформатора Т-1. Для восстановления работы последнего необходимо отключить разъединитель Р-1 и включить выключатели В-1 и В-3.

В схеме мостика (рис. 7.55в) при КЗ на Л-1 отключается лишь выключатель В-1; оба трансформатора остаются в работе. Однако чтобы вывести из работы, например, трансформатор Т-1, сначала необходимо отключить В-1 и В-3, затем разъединитель трансформатора и далее включить В-1 и В-3. Но нужно иметь в виду, что при этом разъединитель трансформатора будет отключать ток холостого хода трансформатора, что не всегда разрешается конструкцией и мощностью и трансформатора, и разъединителя, т.е. в этом случае вывод трансформатора ещё усложняется дополнением переключений на стороне низшего напряжения.

Снижающим стоимость подстанций мероприятием является применение *короткозамыкателей и отделителей*.

Отделитель представляет собой обычный трёхполюсный разъединитель, снабженный приводом для автоматического управления и способный по команде автоматики отключать и включать участки электрических цепей, предварительно отключенных выключателями. Время отключения отделителя не превышает 0,1 с. Их применяют самостоятельно или в сочетании с короткозамыкателями.

Короткозамыкатель представляет собой однополюсный разъединитель (в сетях с глухозаземленной нейтралью), обеспечивающий быстрое (менее 0,5 с) искусственное КЗ на землю при повреждениях в силовых трансформаторах подстанций, не имеющих выключателей на стороне высшего напряжения (рис. 7.56).

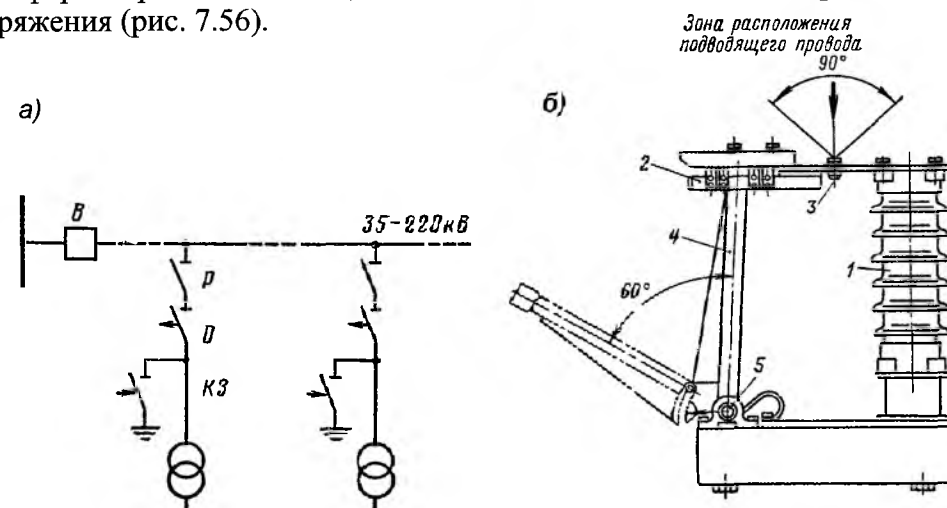


Рис. 7.56 а) Структурная схема подключения подстанций (ТП) к ЛЭП путём отщепления от неё без выключателей,
 б) короткозамыкатель 35 кВ открытого типа

В – выключатель ЛЭП; Р – разъединитель; О – отделитель; Кз – короткозамыкатель

При повреждении трансформатора его релейная защита действует на включение короткозамыкателя (при повреждении трансформатора релейная защита, защищающая ЛЭП от КЗ, «не чувствует» КЗ в трансформаторе из-за небольшой величины тока и значительного удаления выключателя ЛЭП от места КЗ). После включения короткозамыкателя возникает большой ток на землю, который выявляется релейной защитой выключателя ЛЭП и он отключается; потом отключается отделитель, а затем действует автоматика АПВ и ЛЭП вновь включается в работу. После всех этих действий релейной защиты и автоматики поврежденный трансформатор оказывается быстро отделённым со стороны высшего напряжения.

Приведённые примеры структурных схем электроустановок и применения электрических аппаратов указывают на многокритериальность и многовариантность при выборе их для какого-либо конкретного применения как для распределительного устройства гидро- или тепловой электростанции, так и для распределительных (повышающих, понижающих) подстанций электрических сетей. Но главными критериями должны быть в первую очередь надёжность и лишь затем экономичность для каждого конкретного случая.

Схемы распределительных устройств высшего напряжения определяются положением подстанции в электрической сети, напряжением сети, числом присоединений. Различают следующие типы подстанций по признаку их положения в сети высшего напряжения: **подстанции узловые, проходные, присоединенные на ответвлениях ЛЭП и концевые** (рис. 7.57).

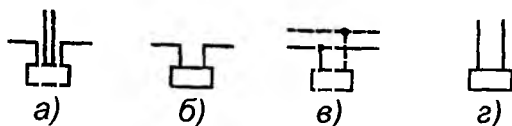


Рис. 7.57 Принципиальные схемы типов подстанций по их положению в сети высшего напряжения

а) узловая; б) проходная; в) на ответвлениях ЛЭП; г) концевая

Как известно, узлом называют точку сети, в которой сходятся не менее трёх линий. Предполагается при этом, что каждая ЛЭП связывает узел с источником энергии. Однако встречаются подстанции с двумя питающими ЛЭП, к сборным шинам которых присоединено ещё несколько линий, питающих подстанции того же напряжения. Такие подстанции также принято называть узловыми. Узловые и проходные подстанции являются транзитными, ответственность которых особая, поскольку мощность, передаваемая по ЛЭП, проходит через сборные шины этих подстанций.

Более подробно компоновки распредустройств и подстанций, их достоинства и недостатки, а также устройство сетей и ЛЭП будут рассматриваться в специальном курсе.

Проектированию общестанционных устройств и вспомогательного оборудования должно уделяться не меньше внимания, чем основному

оборудованию, поскольку они обеспечивают нормальный режим всего технологического процесса гидростанции по выработке электроэнергии и регулиющую роль ГЭС в энергосистеме.

Грузоподъёмные краны – их тип и количество определяются на основании технико-экономического сравнения в зависимости от габаритов и расположения здания ГЭС и, в частности, машинного зала, наибольшего монтажного веса, интенсивности монтажных работ, а также условий разгрузки и монтажа трансформаторов. На многоагрегатных ГЭС обычно проектируют два одинаковых крана машинного зала грузоподъёмностью, равной половине максимально заданной. Это улучшает маневренность кранов в процессе монтажа, а в последующем и при капитальных ремонтах с демонтажем агрегатов и уменьшает эксплуатационные расходы. Применение двух кранов уменьшает нагрузки на подкрановые конструкции.

Для испытаний кранов необходимо запроектировать анкерные устройства (тяги с проушинами), рассчитанные на вырывающее (испытательное) усилие, равное 1,25 – грузоподъёмности крана.

Для водосбросной плотины, где краны предназначены обеспечивать маневрирование затворами, необходимо предусматривать резервирование кранов на случай выхода из строя одного из кранов, во избежание неуправляемых режимов по пропуску половодий и паводков.

Масляное хозяйство при проектировании должно компоноваться так, чтобы обеспечить производство всех необходимых операций с маслом, исходя из функционального назначения маслохозяйства (см. гл. 5) при наименьшем количестве запорной арматуры и минимальной длине маслопроводов. Для достаточно удаленных потребителей масла (агрегаты; распределительные устройства, где имеются масляные трансформаторы и реакторы; гидроподъёмники водосбросных плотин и т.п.) должны проектироваться автономные масляные хозяйства.

Ёмкости маслохозяйств должны обеспечивать возможность периодической замены отработанного масла, соответствующий запас, а также возмещение потерь масла в процессе работы оборудования.

Ранее считалось, что масляное хозяйство достаточно запроектировать на два сорта масла (изоляционное и смазочное). Развитие высоковольтной техники потребовало создания масел с высокими параметрами, поэтому, например, масла, заливаемые в силовые трансформаторы и в высоковольтные вводы, как правило, не смешиваются. В связи с этим требования к проектированию масляного хозяйства усложняются.

Кроме того, ужесточение требований, например, к трансформаторному маслу вызвали необходимость в проектировании крупных дополнительных технологических устройств. Так, на Красноярской и Саяно-Шушенской гидростанциях были запроектированы и построены специальные масляные хозяйства трансформаторов, а по существу специализированные трансформаторные хозяйства – мастерские (ТМХ), в которых масло

обрабатывается с определением его качества по количественному влагосодержанию и газосодержанию. Для Саяно-Шушенских силовых трансформаторов кондиционность масла определяется следующими значениями: пробивное напряжение не менее 65 кВ; тангенс угла диэлектрических потерь при температуре +70°C не более 2%; влагосодержание не более 0,002% при температуре масла не ниже +20°C; газосодержание не более 1% по объёму. Это достаточно высокие показатели параметров трансформаторного масла.

Более того, в ТМХ обеих ГЭС проводятся специализированные работы по ремонту трансформаторов, со вскрытием (подъёмом) верхней части их баков (колоколов), для чего там были запроектированы и смонтированы специальные мостовые краны.

Количество масла определяется специальным расчётом, исходя из соответствующих данных состава оборудования на ГЭС. Ориентировочно в хранилище должен быть примерно 45-дневный запас на доливки смазочного (турбинного) масла, а также объём изоляционного масла в количестве, требующемся для заливки не менее чем в одну единицу из состава трансформаторов (трёхфазного и однофазного исполнения) плюс 1% от общего объёма трансформаторного масла, залитого в маслonaполненную аппаратуру и силовые трансформаторы.

Объём масла (G) в кг для системы регулирования и смазки одного агрегата можно ориентировочно определить по формуле:

$$G = kP \sqrt{\frac{D_l}{H}}, \quad (7.83)$$

где: k — коэффициент, зависящий от типа турбины $k_{po} = 0,6-0,9$;
 $k_{nl} = 1,2-1,5$; $k_{ковш} = 1,8-2,4$;

P — мощность турбины, кВт;

H — номинальный напор, м;

D_l — диаметр рабочего колеса, м;

Особого внимания при проектировании маслохозяйств требуют вопросы противопожарной защиты и пожарной безопасности, а также максимального снижения воздействия маслonaполненных аппаратов на окружающую среду.

Все устройства масляного хозяйства (баки хранения, маслоочистительная аппаратура, баки аварийного слива, маслопроводы, маслоприёмники и др.) должны соответствовать жестким требованиям пожарной безопасности и противопожарной защиты. Эти требования определяют в основном все компоновочные решения маслохозяйства, они изложены в соответствующей нормативной документации, которой должны строго следовать проектные организации.

Техническое водоснабжение, как мы уже отмечали (см. гл. 5), представляет достаточно сложную и ответственную систему. Проектирование ее требует технико-экономического обоснования, в котором, в первую очередь, должны рассматриваться вопросы надёжности системы и минимизации затрат на её обслуживание, соображения об экономии воды не должны иметь преобладающего значения. Одним из факторов надёжности является резервирование, поэтому в системе ТВС должны предусматриваться резервные водозаборы, фильтры, трубопроводы, запорная арматура и т.п. элементы, из которых состоит ТВС.

С помощью воды тепло, выделяемое оборудованием, отбирается в аппаратах, называемых общим словом — теплообменники: воздухоохладители в системе вентиляции генераторов; теплообменники в системе охлаждения дистиллированной воды, циркулирующей внутри обмоток статора и ротора, где применено непосредственное водяное охлаждение; маслоохладители в системах охлаждения подпятников, подшипников, трансформаторов; теплообменники в системах охлаждения дистиллированной воды, циркулирующей в выпрямительных устройствах системы возбуждения генераторов (напомним, теплообмен в резиновых или лигнофоловых подшипниках турбин происходит непосредственно при омывании водой трущихся поверхностей без теплообменных аппаратов, при этом происходит и смазка подшипников).

Отказ системы ТВС приводит к прекращению работы того или иного узла из-за недопустимого его перегрева, т.е. к остановке агрегата или отключению трансформатора, что влечёт прекращение подачи электроэнергии потребителю.

В теплообменниках существует опасность попадания технической (охлаждающей) воды в масло или дистиллированную воду из-за неплотностей в системе первого контура (контур, в котором тепловыделяющий элемент отдаёт тепло циркулирующему маслу или дистилляту). Поэтому при проектировании необходимо строить контуры охлаждения так, чтобы давление технической воды не превышало давление хладагента в первом контуре или принимать иные технические решения, предотвращающие попадание технической воды в масло или в дистиллят, в противном случае это приведёт к потере диэлектрических свойств масла или дистиллята, электрическому пробое и повреждению оборудования.

Пневматическое хозяйство должно быть спроектировано таким образом, чтобы подача воздуха всем потребителям, обеспечивающим оперативные функции (в первую очередь — приводам выключателей электрических присоединений), осуществлялась бесперебойно. Группы потребителей воздуха отличаются между собой по давлению воздуха, объёму его потребления и непрерывности подачи к аппаратам (эксплуатация и ремонт). Воздухообеспечение каждой из групп следует проектировать путём создания самостоятельных пневматических систем, учитывая их специфику (см. гл. 5) с самостоятельными компрессорными установками, магистралями

воздухопроводов, воздухоборниками и редуционно-запорной арматурой с обеспечением резервирования указанных элементов соответствующей категории потребителей.

При проектировании осушающих устройств (откачка проточной части агрегата, откачка дренажных вод) необходимо уделять внимание живучести откачиваемых средств и их резервированию, а также обеспечению доступности элементов схем осушения для осмотров и ремонтов. В проекте необходимо прорабатывать вариант наиболее тяжёлой аварии, связанной с затоплением здания ГЭС до уровня нижнего бьефа. Предусматривать в проекте все мероприятия, чтобы предотвратить такой случай, а если он возникнет, то проектные решения должны позволить после ликвидации источника затопления обеспечить эффективную откачку помещений.

Вопросы проектирования гидроэлектростанций, их технологического оборудования и электрических схем будут изучаться в специальных курсах.

Использованная литература

1. Абрамов А.И., Иванов-Смоленский А.В. Проектирование гидрогенераторов и синхронных компенсаторов: Учеб. пособие для ВУЗов. – М.: Высш. шк., – 1978. – 312 с., ил.
2. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под общ. ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семёнова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 648 с., ил.
3. Баптиданов Л.Н., Тарасов В.И. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Т. 1. Л.: Госэнергоиздат, 1952. – 296 с., ил.
4. Бетонные плотины (на скальных основаниях). – М.: Стройиздат, 1975.
5. Брызгалов В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. – Красноярск: Сибирский издательский дом «Суриков», 1999. – 560 с., ил.
6. Введение в гидротехнику: Учеб. пособие для ВУЗов. Можевитинов А.Л., Симаков Г.В. и др. / Под ред. А.Л. Можевитинова – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 232 с., ил.
7. Вольдек А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1974. – 839 с., ил.
8. Высоковольтное аппаратостроение: Сб. научн. тр. М-во эл. техн. пром. Ленинградский з-д «Электроаппарат». – Л.: Энергия, 1969. – 359 с., ил.
9. Гидротехнические сооружения. Учеб. для ВУЗов. Ч.1 / Рассказов Л.Н., Орехов В.Г., Правдивец Ю.П. и др. / Под ред. Л.Н. Рассказова. – М.: Стройиздат, 1996. – 435 с., ил; Ч. 2. – 344 с., ил.
10. Гордон Л.А., Готлиф А.А. Статический расчет бетонных и железобетонных гидротехнических сооружений. – М.: Энергоиздат, 1982. – 240 с., ил.
11. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. – М.: Мир, 1975.
12. Использование водной энергии. / Под ред. Д.С. Щавелева. – Л.: Энергия, 1976. – 656 с., ил.
13. Кацман М.М. Электрические машины. – М.: Высшая шк., 2000. – 463 с., ил.
14. Ковалев Н.Н. Проектирование гидротурбин: Учеб. пособие для ВУЗов. – Л.: Машиностроение, 1974. – 280 с., ил.
15. Манойлов В.Е. Основы электробезопасности. Изд. 3-е, перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1976. – 344 с., ил.
16. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 216 с.
17. Пособие по проектированию бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений к СНиП 2.06.08-87. – Л., 1991.
18. Пособие по проектированию арочных плотин (к разделу 9 СНиП 2.06.06-85. П-892-92). – М., 1992.
19. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России». – М.: СПО ОРГРЭС, 1996. – 288 с.
20. Проектирование оснований гидротехнических сооружений (Пособие к СНиП П-16-76). П 13-83. – Л., 1984.
21. Ревякин А.И., Кошолкин Б.И. Электробезопасность и противопожарная защита в электроустановках. – М.: Энергия, 1980. – 160 с., ил.
22. СНиП 2.0107-85. Нагрузки и воздействия. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.
23. СНиП 2.02-85. Основания гидротехнических сооружений. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.
24. СНиП 2.06.01-86. Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987.
25. СНиП 2.06.05-84*. Плотины из грунтовых материалов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1991.
26. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.
27. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987.
28. СНиП 2.06.09-84. Туннели гидротехнические. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985.
29. Справочник по гидротехнике ВНИИ ВОДГЕО. – М.: Гослитиздат по строительству и архитектуре, 1955. – 828 с., ил.
30. Тимошенко С.П., Гудьер Дж. Теория упругости. – М.: Наука, 1975.
31. Чугаев Р.Р. Гидротехнические сооружения. Глухие плотины: Учеб. для ВУЗов. – М.: – Высш. шк., 1975. – 328 с., ил.
32. Чугаев Р.Р. Гидротехнические сооружения. Волосливые плотины: Учеб. для ВУЗов. – М.: Высшая школа. 1978. – 352 с., ил.
33. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / А.А. Васильев, И.П. Крючков и др. / Под ред. А.А. Васильева – М.: Энергия, 1980. – 608 с., ил.
34. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 1, 2. Общие вопросы. Электротехнические материалы. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.И. Герасимова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 1995. Т. 1. – 440 с., ил.; 1998. Т. 2. – 518 с., ил.

8.1. Организация и этапы строительства

В строительстве гидроэлектростанции участвуют многие организации, поскольку появляется мощный источник электроэнергии и образуются водохранилища (в особенности, когда они крупные – комплексного назначения для всех отраслей хозяйства страны). Инициаторами строительства являются **заказчики**, для удовлетворения потребностей которых в воде и электроэнергии возводится гидроузел. Заказчиков может быть несколько, они могут как порознь реализовывать проект на строительство ГЭС (например, строительство ГЭС и строительство водохранилищ в России осуществляется разными заказчиками), так и объединившись в ассоциации (участники связаны одной целью). Например, строительство ГЭС Итайпу (Бразилия – Парагвай) управлялось и финансировалось на межправительственном уровне консорциумом (соглашение на осуществление единого капиталоемкого проекта), во главе которого стоял объединенный Совет Директоров.

В зависимости от того, кому Заказчик поручает строительство, в России принято различать **хозяйственный и подрядный** способы ведения строительно-монтажных работ. При хозяйственном способе заказчик создает собственное строительное подразделение, строительную базу, обеспечивает их материалами, машинами и рабочей силой. Этот способ обычно применяется при строительстве относительно небольших объектов. При строительстве крупных гидроузлов используется подрядный способ ведения строительства. Заказчик поручает строительство одной из строительных организаций – **Генеральному подрядчику**, финансирует строительно-монтажные работы и организует контроль качества выполнения работ (генеральный подрядчик – генподрядчик – подрядная строительная организация, на которую, согласно договору, возлагаются все строительно-монтажные работы по данному гидроузелу несмотря на то, что часть работ могут выполнять субподрядчики, см. ниже, поэтому за все работы перед заказчиком несёт ответственность генподрядчик). Генеральных подрядчиков на крупных ГЭС может быть несколько в зависимости от специфики сооружения объектов гидроузла (гидросооружения, ЛЭП, железные дороги и т.д.).

Контроль качества технологии работ обеспечивает Генеральный подрядчик. Технический надзор в части приёмки строительно-монтажных работ ведёт и служба заказчика. Наряду с заказчиком и подрядчиком контроль выполнения проекта и качества строительных работ ведется **Генеральным проектировщиком**, организующим на строительстве группу авторского надзора.

Генеральный подрядчик может привлекать для выполнения отдельных видов работ **субподрядчиков** – специализированные строительные и монтажные организации.

В составе проекта гидроузла имеется важный раздел – проект организации строительства (ПОС), который определяет **генеральную схему** возведения гидроузла (генеральная схема – одна из важнейших частей проекта гидроузла, включающая генеральный план гидроузла, содержащая комплексное

решение всех вопросов его возведения – последовательность, этапы и сроки строительства, механизмы, расположение строительных баз, транспортные коммуникации и т.п.). На основе технических решений ПОС составляются **проекты производства работ (ППР)**, исходя из рабочих чертежей, наличия парка строительных машин и механизмов, трудовых ресурсов и материально-технического обеспечения строительной организации. ППР должен составляться при инициативном участии строительной организации, а в некоторых случаях должен разрабатываться только строительной организацией, исходя из своих технологических возможностей с последующим согласованием ППР проектной организацией. Без ППР к производству строительно-монтажных работ приступать нельзя.

Строительно-монтажные работы – это работы, выполняемые на строительной площадке при возведении зданий и сооружений. В гидротехническом строительстве весь комплекс строительно-монтажных работ принято называть *гидротехническими работами*, а процесс строительного производства – *производством гидротехнических работ*. Основная особенность строительного производства заключается в том, что его продукция (сооружения) имеет достаточно длительные сроки службы (плотины – 100 и более лет), что налагает дополнительные требования к *качеству строительно-монтажных работ*.

Иногда условия производства работ могут значительно повлиять даже на выбор створа ГЭС, приходится отказываться от узких створов в пользу более широких из-за большой опасности, какую представляют крутые склоны (оползни, вывалы, неустойчивость горных пород после смачивания и т.п.) хотя широкие створы менее экономичны с точки зрения затрат на сооружение плотины большего объёма.

Период строительства гидроэлектростанции можно условно разделить на три этапа: подготовительный, основной и заключительный.

Подготовительный период охватывает время от начала строительства (открытия титула) до начала работ по возведению основных сооружений. (Титульный список в Российской Федерации представляет собой перечень объектов, включаемых в инвестиционные программы (вложения капитала) и финансируемых централизованно). Открытие титула может осуществляться по иной схеме, если капиталовложения не государственные, а принадлежат частным владельцам (заказчикам).

Строительство ГЭС имеет ряд особенностей, отличающих его от других видов энергетического строительства (ТЭС, электросети) и промышленного строительства. Каждый гидроузел непосредственно связан с водным режимом реки (озера, моря) и во многом зависит от природных условий района строительства (топография, гидрология, инженерно-геологические условия, сейсмичность и т.п.) и его географического положения (удаленность от путей сообщения, источников энергии, необжитость района и т.п.). Строительство крупных ГЭС отличается большими объемами строительно-монтажных работ, большими капиталовложениями и затратами материально-технических и

трудовых ресурсов. Поэтому подготовительный период включает в себя строительство дорог, линий электропередачи, жилья и создание производственной базы (бетонных заводов, автобаз, ремонтных мастерских, арматурных хозяйств, карьеров и т.п.). Создаваемая при строительстве ГЭС инфраструктура и возникновение мощного источника электрической энергии стимулирует впоследствии экономическое развитие региона строительства. На базе крупных ГЭС в России возник ряд городов и территориально-промышленных комплексов (ТПК).

На базе строительства Братской и Усть-Илимской ГЭС возникли города Братск и Усть-Илимск и Братско-Усть-Илимский ТПК, в состав которого входит мощный лесопромышленный комплекс и крупнейший в России Братский алюминиевый завод. На базе Красноярской ГЭС родился Дивногорск и был построен второй по величине в России Красноярский алюминиевый завод. Волжская ГЭС им. Ленина дала начало городам Жигулевску и Тольятти с крупнейшим в стране автомобильным заводом. На базе Саяно-Шушенской ГЭС возник город Саяногорск и Саянский алюминиевый завод.

В связи с необходимостью создания промышленной базы и инфраструктуры подготовительный период при строительстве крупной ГЭС может занимать по времени несколько лет, а объёмы его строительно-монтажных работ могут составлять до 30% общей стоимости строительства.

Организация строительства ГЭС в необжитых районах могла бы начинаться по иной схеме – с создания малочисленных, но высоко-механизированных подразделений, имеющих высокую профессиональную подготовку, которая позволяла бы широко совмещать строительно-монтажные профессии.

Одновременно с подготовкой таких подразделений необходимо создавать для них плавучие с небольшой осадкой для мелководных рек платформы, на которых следует располагать бетонные мини-заводы, склады цемента, мастерские по ремонту строительной техники, цеха деревообработки, дизельные электростанции, комфортабельные общежития, столовые, медицинские пункты и другое, что требуется для работы и жизни людей. Такой механизированный «десант» сразу же по прибытии на створ будущей ГЭС способен начать основные работы без затяжного подготовительного периода. Такой способ следует рекомендовать при сооружении малых и средних ГЭС, либо первоначальной ГЭС средней мощности, предшествующей крупной ГЭС (например, это могло бы быть вначале строительство контррегулирующей ГЭС). После строительства первоначальной ГЭС, в период которого будет построена производственная база, можно приступить к основной – большой ГЭС.

Период основных работ охватывает время от начала строительства основных сооружений до пуска первого агрегата ГЭС. Ввод в эксплуатацию каждого агрегата оформляется актом специальной комиссии, которая назначается вышестоящей организацией владельца для приёмки агрегатов.

Основной период строительства характерен тем, что строящиеся сооружения располагаются в русле реки или рядом с ним и подвергаются воздействию

воды. Поэтому возникает необходимость ограждать строительные площадки от этого воздействия и увязывать последовательность возведения сооружений с пропуском расходов реки в период строительства. В п. 4.2 были описаны основные способы последовательности возведения гидроузлов и пропуска строительных расходов: перемычный способ, с отводом реки в новое русло (рис. 8.1) и пойменный способ.



Рис. 8.1 Перемычный способ последовательности возведения гидроузла. Часть правобережного котлована (первая очередь) под строительство водосбросной плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Постоянные и временные сооружения стремятся расположить так, чтобы наилучшим образом используя рельеф местности, приблизить промышленную базу к створу гидроузла и минимизировать транспортные затраты. Для обеспечения оптимальной технологии строительства производится увязка взаимного расположения отдельных предприятий промышленной базы и сооружений гидроузла. Для увязки расположения постоянных и временных сооружений, а также инженерных сетей в плане и по высоте составляется *строительный генеральный план – стройгенплан*.

Во избежание неувязок в процессе строительства генеральный подрядчик должен составлять исполнительный стройгенплан, на котором регулярно (не реже одного раза в несколько дней) необходимо наносить фактическое расположение в плане и по высоте строящийся объект и инженерные коммуникации, в особенности подземные. Без такого повседневного контроля строительство очередного объекта, в особенности временного, может натолкнуться на занятую предыдущим объектом территорию, на проложенные подземные инженерные сети и т.п.

Важным элементом в организации строительства является **календарный план** (составная часть генеральной схемы), который определяет последовательность, сроки строительства и потребность в материальных, финансовых и трудовых ресурсах в период строительства.

Фактическая продолжительность строительства во многом зависит от характера финансирования по годам строительства (что хорошо видно на

примере строительства Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС, где финансирование основных работ сдерживалось, см. таблицу 8.1), материально-технического обеспечения стройки, своевременности изготовления и поставки оборудования ГЭС, а также от готовности производственной базы стройки. В таблице 8.1 приведена продолжительность строительства некоторых ГЭС от начала реализации плана ГОЭЛРО и до середины 80-х годов XX века:

Таблица 8.1. Показатели строительства некоторых ГЭС от начала реализации плана ГОЭЛРО

Наименование гидроэлектростанции	Установленная мощность ГЭС, МВт	Годы строительства до пуска первого агрегата	Продолжительность строительства до пуска первого агрегата
Волховская ГЭС (р. Волхов)	66	1919-1926	6,5
Днепровская ГЭС (р. Днепр)	650	1927-1932	5
Нижне-Свирская ГЭС (р. Свирь)	100	1928-1934	6
Цимлянская ГЭС (р. Дон)	160	1948-1952	4
Каховская ГЭС (р. Днепр)	351	1951-1955	4
Горьковская ГЭС (р. Волга)	520	1948-1955	7
Волжская ГЭС им. Ленина (р. Волга)	2300	1950-1955	5
Кременчугская ГЭС (р. Днепр)	625	1954-1959	5
Братская ГЭС (р. Ангара)	4050	1954-1961	6
Воткинская ГЭС (р. Кама)	1000	1955-1961	6
Плявиньская ГЭС (р. Даугава)	825	1961-1965	4
Красноярская ГЭС (р. Енисей)	6000	1955-1967	12
Саяно-Шушенская ГЭС (р. Енисей)	6400	1963-1978	15
Майнская ГЭС (р. Енисей)	321	1980-1985	5

Первоначальный период на строительстве Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС завершился соответственно в 1961 и 1970 гг., т.е. составил 6 и 7 лет, что сопоставимо со сроками продолжительности строительства других ГЭС.

Важнейшим этапом периода основных работ является перекрытие реки. Перекрытие рек выполняется после готовности бетонных сооружений к пропуску через них строительных расходов и обычно намечается на период минимальных расходов воды в реке. В отечественной практике применяются два способа перекрытия русел рек: **пионерный и фронтальный**. В том и другом способе производится отсыпка камня, бетонных кубов в текущую воду. Крупные равнинные реки перекрывались фронтальным методом с наплавных мостов. На рисунке 8.2 (а,б) представлено перекрытие р.Волги на строительстве обеих Волжских ГЭС фронтальным способом, на рис. 8.2 (в) – перекрытие р.Енисей в створе Саяно-Шушенской ГЭС пионерным способом.

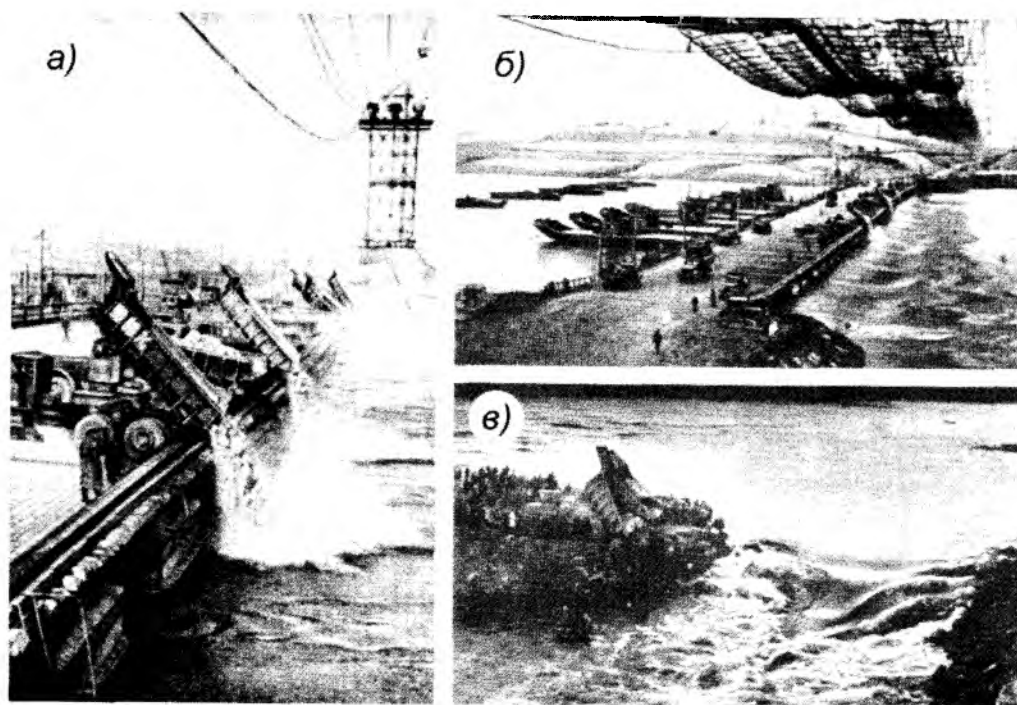


Рис. 8.2 Перекрытие русел рек Волги и Енисея:

- а) в створе ГЭС у г. Жигулёвска;
 б) в створе ГЭС у г. Волжский;
 в) в створе Саяно-Шушенской ГЭС

Перед началом перекрытия русло реки сужается до минимально возможной величины (**проран**), менее которой скорости воды уже не позволяют отсыпать камни мелкой и средней крупности.

В отечественной практике период от перекрытия реки и до пуска первого агрегата (*другой важнейший этап периода основных работ*) отличался наибольшей интенсивностью строительно-монтажных работ и привлечением максимального количества рабочих. Проектная организация разрабатывает, так называемый, **пусковой комплекс**, которым определяется некоторый (доля от полного) объем строительно-монтажных работ, обеспечивающий пуск первого агрегата. С одной стороны это создает условия получения электроэнергии на ранней стадии строительства, а с другой недостроенность объектов в определенной мере служит в последние годы XX века почвой для негативной оценки гидроэнергетического строительства в нашей стране со стороны общественности. Причина недостроенности кроется в значительной мере в том, что пусковые комплексы содержали нереальные задания по строймонтажным работам (например, на Красноярской, Саяно-Шушенской, Богучанской, Зейской, Бурейской и других крупных ГЭС, к пуску первого агрегата пусковыми комплексами предписывалось выполнить 70% и более от общей стоимости гидроузла). Поэтому в процессе строительства первоначальные объемы пусковых комплексов очень сильно сокращались.

Минимизация объемов пусковых комплексов зачастую была запредельной. Чтобы этого не случилось в дальнейшем, нужна иная концепция по созданию пусковых комплексов. Одна из них изложена выше – начинать стройки с первоначальных ГЭС. Другая в том, чтобы первая очередь строительства ГЭС изначально планировалась (проектировалась) с реальными для строительной организации объемами строительно-монтажных работ, но с тем условием, чтобы в пределах этих объемов была возможность нормально вводить и эксплуатировать агрегаты, которые по своим техническим данным должны соответствовать заданному этапу возведения сооружений.

Например, на Саяно-Шушенской ГЭС первая очередь могла бы быть сооружена не из двух, а из большего числа временных турбин и на достаточно продолжительный срок, но со всеми стопроцентно технологически готовыми для нормальной эксплуатации объектами, т.е. ГЭС с напором 60 м (пусковой напор при расчетном – 194 м) могла бы работать полноценно столько лет, сколько необходимо для достройки большой плотины и большого водохранилища до полного их завершения. При такой схеме энергетический эффект был бы не меньшим, чем при вводе в эксплуатацию постоянных турбин на промежуточных (нерасчетных) напорах.

В таблице 8.2 приведены основные данные по перекрытию рек на строительстве некоторых ГЭС:

Таблица 8.2. Показатели условий, в которых происходило перекрытие русел некоторых рек

Наименование строительства ГЭС	Дата перекрытия	Расход реки, м ³ /с	Ширина прорана, м	Максимальный перепад, м	Способ перекрытия
Горьковская ГЭС (р. Волга)	Август 1955 г.	1300	280	0,88	Фронтальный
Волжская ГЭС г. Жигулевск (р. Волга)	Октябрь 1955 г.	3800	340	1,96	То же
Бухтарминская (р. Иртыш)	Октябрь 1957 г.	460	80	2,0	Пионерный
Волжская ГЭС г. Волжский (р. Волга)	Октябрь 1958 г.	4500	300	2,0	Фронтальный
Братская ГЭС (р. Ангара)	Июль 1959 г.	3500	100	3,5	То же
Воткинская ГЭС (р. Кама)	Октябрь 1961 г.	1000	175	1,2	То же
Красноярская ГЭС (р. Енисей)	Март 1963 г.	540	90	1,4	Пионерный
Плявиньская ГЭС (р. Даугава)	Июль 1965 г.	260	17	1,55	То же
Усть-Илимская ГЭС (левая протока р. Ангары)	Февраль 1962 г.	600	30	2,2	То же
Саяно-Шушенская ГЭС (р. Енисей)	Октябрь 1975 г.	1210	24	2,4	То же
Майнская ГЭС (р. Енисей)	Ноябрь 1984 г.	700	9	2,27	То же

Основной период строительства характеризуется наиболее высокими темпами и объемами строительно-монтажных работ.

Значительным моментом основного периода перед пуском первого агрегата является постановка гидротехнических сооружений впервые под напор, чему предшествует не менее значительный этап: такой, как затопление котлованов после готовности к этому ГТС. Этому этапу должна предшествовать трудоёмкая работа по инвентаризации разного рода отверстий, связывающих внутренние помещения ГТС с нижним и верхним бьефами и надёжная заделка отверстий – это очень важная задача локального исполнительного стройгенплана. В практике строительства не раз имели место случаи затоплений технологических помещений в результате неудовлетворительно проведённой работы по отслеживанию своевременной заделки всякого рода временных коммуникаций (трубы, колодцы и т.п.), которые использовались для строительных нужд (проходы кабельных и воздушных коммуникаций, трубопроводов откачки воды, отверстия под бетоноводы, для системы охлаждения и т.п.).

Решение о затоплении подводной части ГТС должно приниматься лишь на основании акта, подтверждающего готовность этой части сооружений к затоплению специально созданной комиссией из состава генерального подрядчика, заказчика и проектной организации.

Готовность сооружений к моменту восприятия ими гидростатической нагрузки должна быть особенно высокой, поскольку все отклонения, ухудшающие напряженно-деформированное состояние ГТС в период начальной нагрузки, отразятся на них необратимыми последствиями в период эксплуатации под постоянной нагрузкой.

Заключительный период охватывает время от пуска первого гидроагрегата до сдачи ГЭС в целом в эксплуатацию, т.е. всех элементов гидроузла. В течение этого периода полностью заканчиваются строительно-монтажные работы, производится доводка и освоение оборудования, завершается окончательная планировка и благоустройство территории, ликвидируются, переносятся или передаются временные предприятия.

Наиболее рациональным способом организации строительства гидроэлектростанций считается **каскадное строительство**. В особенности это является целесообразным для строительства малых и средних ГЭС. На реке проектируется несколько гидроэлектростанций – каскад ГЭС. Это позволяет частично использовать созданную во время строительства первой ГЭС инфраструктуру и производственную базу для строительства последующих, а также организовать строительство так, чтобы с целью наилучшего использования механизмов и трудовых ресурсов взаимно увязать по срокам периоды строительства ГЭС каскада. Например, после выполнения основных земельно-кальных работ на первом гидроузле каскада можно перебросить технику и специалистов на второй гидроузел и т.п.

Начинать освоение реки целесообразно с верховьев. Это позволяет зарегулировать сток верховьев реки и тем самым сократить потребность в водосбросных сооружениях на гидроузле, расположенном ниже по течению. Для крупных ГЭС, удаленных друг от друга в каскаде на сотни километров и строящихся достаточно длительное время, указанная маневренность в использовании инфраструктуры может быть реализована лишь отчасти, например, для изготовления сборного железобетона или металлоконструкций.

8.2. Технология возведения гидротехнических сооружений

Подготовка основания для возведения гидротехнических сооружений является очень важным этапом в технологии строительного производства. Приемлемыми естественными основаниями для ГТС считаются такие, которые обеспечивают допустимые для принятых конструкций сооружений неравномерности осадок и горизонтальных смещений, а также их прочность и устойчивость. Если неоднородность основания не обеспечивает этих условий, то его укрепляют путем ряда инженерных мероприятий (инъекции цементных и других растворов, дренирование грунтовых вод, укрепление склонов, заделка крупных трещин, полостей и тектонических зон бетоном и т.п.).

По виду слагающих пород (грунтов) различают **скальные, полускальные и нескальные основания**. Скальные – это прочные горные породы с объемным весом в пределах 2,5-3,1 т/м³, пористостью до 1% и временным сопротивлением в водонасыщенном состоянии при одноосных сжатии и растяжении, превосходящем соответственно 5 и 1 МПа. Полускальные – это осадочные породы, известняки, раздробленные скальные породы с объемным весом 2,2-2,6 т/м³, пористостью до 20% и временным сопротивлением в водонасыщенном состоянии при одноосных сжатии и растяжении соответственно менее 5 и 1 МПа. Нескальные – это породы, обладающие силами внутреннего трения и сцепления (**связные**) и обладающие только силами внутреннего трения (**несвязные**), несущая способность которых в подавляющем большинстве случаев предопределяется степенью их водонасыщения и плотностью. Связные грунты – глины, суглинки, супеси, лессы. Несвязные – пески, гравий, галечник, их смеси, дресва, щебень. Сложное основание представляет собой чередование пород различных по своему происхождению, строению, залеганию и гидрогеологическим условиям.

Характер и физические свойства грунтов определяют наиболее целесообразный способ их выемки из котлованов под строительство ГТС (экскаваторами, (рис. 8.3) земснарядами, с предварительным рыхлением скальных грунтов путем буровзрывных работ и т.п.).

Под **земельно-скальными работами** понимают всю совокупность рабочих процессов по разработке, транспортировке и укладке грунтов в качественные насыпи (тело плотин и перемычек, обратные засыпки подпорных стенок и т.п.) или в отвал, выполняемые с помощью землеройных, транспортных и вспомогательных машин и механизмов.

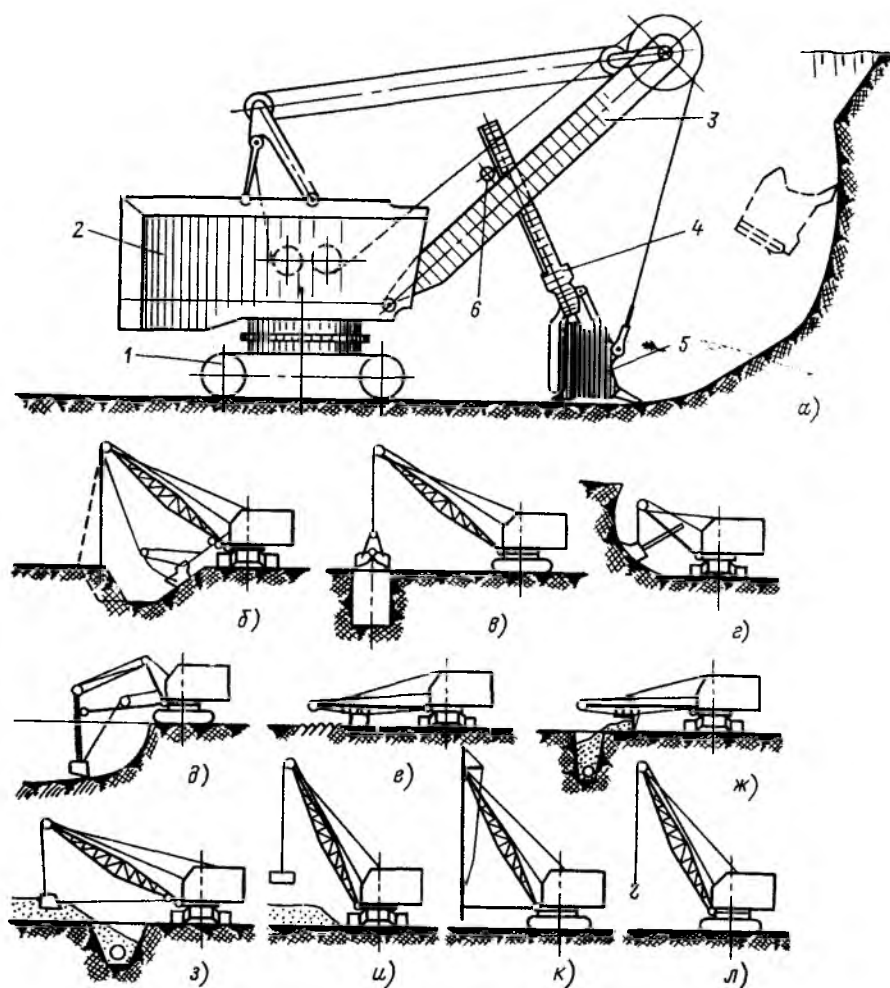


Рис. 8.3 Одноковшовый экскаватор и его сменное оборудование:
а) и г) – прямая лопата; б) – драглайн; в) – грейфер; д) – обратная лопата;
е) – струг; ж) – засыпатель канав; з) – скребок; и) – трамбовка грунта;
к) – приспособление для забивания свай; л) – кран

1 – ходовая гусеничная часть; 2 – поворотная платформа с электроприводом; 3 – стрела;
4 – рукоять; 5 – ковш; 6 – напорный механизм

При залегании в основании иловатых и переувлажненных глинистых грунтов, в которых возможно появление **порового давления**, устраивается их дренирование. Если слой таких грунтов невелик, их удаляют до коренных прочных грунтов. Грунты с неразложившейся корневой системой, а также имеющие ходы землеройных животных, необходимо удалять. Перед непосредственной укладкой бетона или земляного тела плотины готовность грунтового основания освидетельствуется комиссией с обязательным участием геологов с целью подтверждения, что грунт основания соответствует

проектным требованиям плотности и влажности (нескальные), а выветренные участки породы (скальные) удалены. На нескальных грунтах часто укладывают после приемки основания не основные массивы бетона, а бетонную подготовку (тонкий 20-25 см слой) во избежание разрушения поверхностного слоя основания от атмосферных воздействий за период подготовки к бетонированию основных массивов ГТС. Затем на бетонную подготовку укладывается основной бетон массивов.

Возведение грунтовых сооружений. В состав грунтовых сооружений гидроузла входят не только такие сооружения как плотины, туннели, дамбы, перемычки, но и насыпи дорог, котлованы под бетонные сооружения, каналы, карьеры.

Существует два принципиально различных способа технологии земельно-скальных работ: сухопутная технология и технология, использующая гидротранспорт.

Упрощенная схема сухопутной технологии возведения грунтовых сооружений включает:

- выем грунта из природного массива в карьерах (или использование грунта из полезных выемок – котлованов) с помощью мощных землеройных машин – экскаваторов;
- транспортировку грунта автосамосвалами из карьера (котлована) к месту укладки;
- разравнивание грунта бульдозерами горизонтальными слоями определенной толщины и уплотнение их с помощью грунтоуплотняющих машин – катков.

Принципиальная схема работ с применением гидротранспорта включает:

- добычу грунтовых строительных материалов из-под воды одним из двух способов: с помощью землечерпальных снарядов и с помощью грунтовых насосов – земляных снарядов (земснарядов);
- транспортировку грунта с помощью автосамосвалов и барж при использовании землечерпалок и по трубам (пульпопроводам) в виде гидросмеси (пульпы) при использовании земснарядов;
- укладку грунта с механическим уплотнением (или в прудки) при использовании для добычи землечерпалок или намыв – распределение пульпы по трубам на месте укладки при использовании земснарядов.

Гидромеханизацию можно применить и вне воды. Для этой цели используются гидромониторы (водометы) – аппараты, создающие мощную водяную струю, разрушающую и перемещающую горную породу. Они напоминают поворотный мощный пожарный ствол (брандспойт), установленный на специальной опоре. Гидромониторы применяются не только для разрыхления и добычи грунтов, но и для уплотнения каменной наброски.

В горных условиях для возведения плотин, перемычек и особенно тоннелей применяется взрывной метод возведения; в последние годы разработаны машины, режущие скалу достаточно точно по диаметру тоннеля без применения взрывов.

Способы возведения грунтовых сооружений выбираются, исходя из свойств грунтов и природных условий строительства.

Из всех грунтовых сооружений главными являются плотины, приблизительно 80% всех плотин в мире составляют грунтовые. При возведении грунтовых плотин используются только местные материалы с минимальным расстоянием от места выемки до места укладки. Грунтовые плотины могут быть построены и в сложных геологических условиях, и в условиях вечной мерзлоты как на скальных, так и не на скальных основаниях. Одно из достоинств этих плотин – их высокая сейсмостойкость.

Одними из сложных и ответственных элементов грунтовых плотин являются противофильтрационные устройства, отказ которых приводит к катастрофическому по последствиям очень быстрому размыву тела плотины, поэтому тщательность строительства противофильтрационных устройств – это обеспечение надежности грунтовой плотины и безопасности района её местонахождения.

Возведение бетонных сооружений.

Сооружения из бетона в гидротехническом строительстве занимают одно из ведущих мест, совершенствование бетонных работ имеет большое значение для удешевления и ускорения возведения гидроузлов. Технология производства бетонных работ на гидротехнических сооружениях более сложна, чем на иных промышленных и гражданских объектах. Это объясняется тем, что:

- к гидротехническому бетону предъявляются особые требования – **водонепроницаемость, морозостойкость, кавитационная стойкость** наряду с остальными требованиями, предъявляемыми к обычным бетонам промышленно-гражданских сооружений;
- бетонные гидротехнические сооружения бывают столь массивны, что требуют специальных мер по обеспечению их трещиностойкости в строительный период, когда бетонный массив разогревается вследствие **гидратации** цемента (присоединение воды к веществу); разогрев массива происходит неравномерно; температура внутри массива выше, а на наружных гранях существенно ниже за счет контакта с окружающим воздухом.

Бетон является композитным материалом и состоит из цемента и следующих основных составляющих (инертных материалов – заполнителей): мелкого заполнителя (песка), крупного заполнителя (гравия, щебня) и воды. Для повышения пластичности бетона и его удобоукладываемости в него добавляют различные пластифицирующие добавки. В зависимости от соотношения составляющих меняются свойства бетона как строительного

материала. Цемент и пластифицирующие добавки – материалы заводского изготовления, остальные составляющие являются местными строительными материалами и заготавливаются на близлежащих месторождениях – карьерах, разведанных в процессе инженерных изысканий. Состав гидротехнического бетона, соотношение между отдельными его составляющими подбирается на основе лабораторных исследований свойств бетона.

Для обеспечения должного качества бетона – его плотности, однородности, прочности заполнители сортируются по их крупности на **фракции** и промываются на гравийно-сортировочных или дробильно-сортировочных заводах.

Приготовление бетонной смеси производится в бетоносмесителях (**бетономешалках**) на бетонных заводах, куда поступают и перемешиваются строго дозируемые фракции заполнителя, цемент и вода. Бетономешалка представляет собой, обычно, вращающийся барабан с неподвижными лопастями на стенках или неподвижную емкость с вращающимися внутри лопастями.

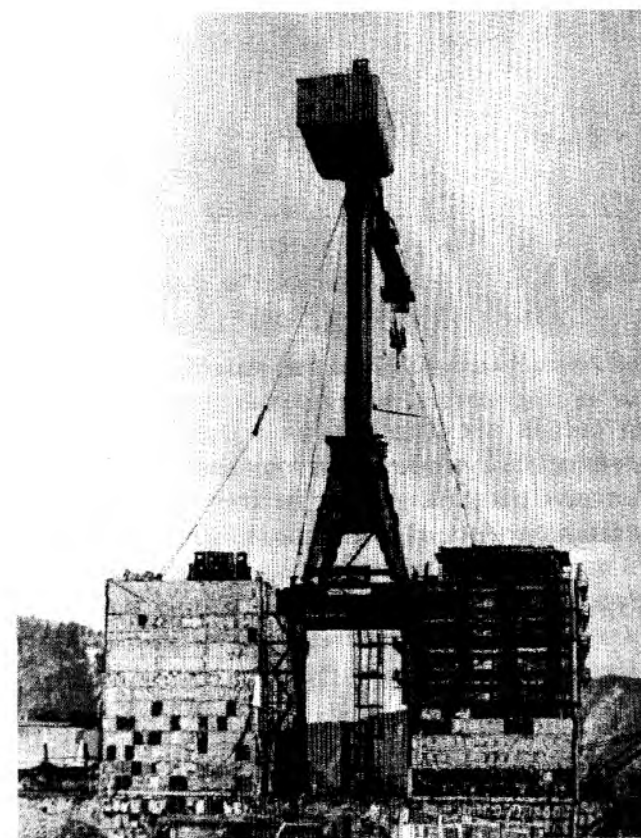


Рис. 8.4 Бетоноукладочный кран КБГС–1000 грузоподъемностью 25 т, с максимальным вылетом стрелы 40 м на строительстве плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Приготовленную бетонную смесь от бетонного завода транспортируют на строительную площадку специальным транспортом (автосамосвалы, транспортеры, железнодорожные бадьи и т.п.), соответственно оборудованным устройствами, защищающими смесь бетона от замерзания зимой и от солнечной радиации летом. Непосредственно к месту укладки бетон подается, как правило, разного рода кранами (рис. 8.4) и в специальных бадьях разных конструкций (рис. 8.5).



Рис. 8.5 Автосамосвал БелАЗ грузоподъемностью 25 т и бадья 8 м³ на строительстве плотины Саяно-Шушенской ГЭС

При небольших объемах бетона и производительности бетонных работ и достаточно больших расстояниях от бетонного завода до места укладки применяются специальные автомобили-миксеры, у которых емкость для перевозки бетона выполнена в виде бетономешалки; она от момента приема бетона и до выгрузки его на месте работ, постоянно вращаясь, перемешивает бетонную смесь, предотвращая ее расслоение и преждевременное схватывание.

После доставки бетонной смеси к месту укладки ее разравнивают и уплотняют с помощью вибраторов (рис. 8.6). Вибрирование удаляет из бетонной смеси пузырьки воздуха и повышает её плотность. Укладка бетона в сооружение производится в специальные формы-ограждения – **опалубку**.

После укладки бетонной смеси происходит переход её из жидкого состояния в твердое и в течение нескольких месяцев идет набор прочности бетона (рис. 8.7, кривая (1) по оси абсцисс отложено время в логарифмической шкале), а также увеличивается его водонепроницаемость (уменьшается

водопроницаемость), поэтому учет водонепроницаемости во времени может позволить существенно снизить стоимость бетона без снижения предъявляемых к нему других технических требований. На рис. 8.7 представлена кривая (2) – зависимость водопроницаемости от времени в процентах от 30-дневной её величины.



Рис. 8.6 Специальный манипулятор на пневмоходу с пакетом вибраторов в блоке бетонирования плотины Саяно-Шушенской ГЭС

Мероприятиям по вызреванию бетона с целью предотвращения трещинообразования придается особое значение. Главными из них являются: применение низкотермичных гидротехнических цементов, приготовленных по специальным техническим условиям; искусственное охлаждение заполнителей и воды на бетонном заводе; охлаждение бетонной кладки с первого момента поступления бетонной смеси в блок, а также выдерживание блоков с утепленными гранями (состояние термоса) в течение длительного времени. Иногда охлаждение с момента укладки бетона не прекращают и ведут его непрерывно, в течение определённого времени; массив тела плотины в результате одновременного охлаждения многих блоков может достигать значительного объема. Так, на строительстве плотины Саяно-Шушенской ГЭС объем одновременно охлаждаемого бетона достигал 800 тыс. м³, что создавало благоприятные условия по снижению температуры, обеспечивающей раскрытие швов для их омоноличивания на широком фронте. При этих условиях опыт строительства последних крупных массивных плотин в суровых климатических условиях в нашей стране показал, что период с момента приготовления бетонной

смеси на заводе и до вызревания бетона, когда угрозы трещинообразования практически уже нет, составляет приблизительно один год.

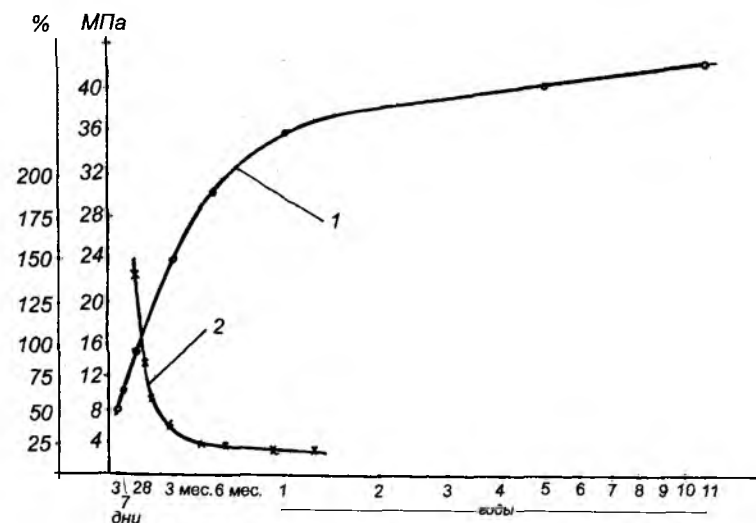


Рис. 8.7 Зависимости прочности и водопроницаемости гидротехнического бетона от времени при нормальном уходе за бетоном в первый период

1 — кривая прочности бетона на сжатие; 2 — изменение водопроницаемости бетона в процентах от тридцатидневной её величины (ось абсцисс в логарифмической шкале)

Гидротехнические сооружения имеют большие размеры и их невозможно возвести целиком, а, кроме того, бетон — материал усадочный. Поэтому бетонные сооружения разрезаются температурно-усадочными швами и осадочными швами. Разрезы вдоль потока (поперек сооружения) образуют секции сооружения. Разрезы поперек потока (вдоль оси сооружения) образуют в сочетании с секционными разрезами **столбы**. Примерами столбчатой разрезки являются плотины Братской, Красноярской, Саяно-Шушенской и других ГЭС. Кроме столбчатой разрезки существуют и другие способы разрезки: с перевязкой швов по типу кирпичной кладки; примером такой разрезки являются плотина ДнепроГЭС, водосбросная плотина Волжской ГЭС (Жигулевск) и разрезка на длинные блоки (рис. 8.8). По высоте, исходя из тех же требований, бетон укладывается ярусами, поэтому образуются горизонтальные швы (**строительные швы**). Объем бетона, образованный указанными горизонтальными швами и вертикальной разрезкой, называется **блоком бетонирования**.

Осадочными швами считаются обычно швы, которыми разрезаются железобетонные сооружения зданий ГЭС и другие на нескальных основаниях, например, здание ГЭС Волжской ГЭС (г. Жигулевск) разрезано осадочными швами на 10 секций длиной 60 м каждая. Назначение осадочных швов выполняют и усадочные швы в любых других бетонных и железобетонных конструкциях ГЭС, располагающихся на сложных неоднородных основаниях.

Размеры блоков бетонирования обычно задаются в плане 10-20 м, по высоте 1-6 м. Разрезка на блоки служит не только целям разбивки технологии

возведения на дискретные (прерывистые) этапы, но и позволяет более эффективно осуществлять меры по предотвращению температурного трещинообразования бетона. Для повышения трещиностойкости бетона вблизи граней блоков устанавливается нерабочая, **распределительная арматура** относительно малого диаметра и с относительно малым шагом.

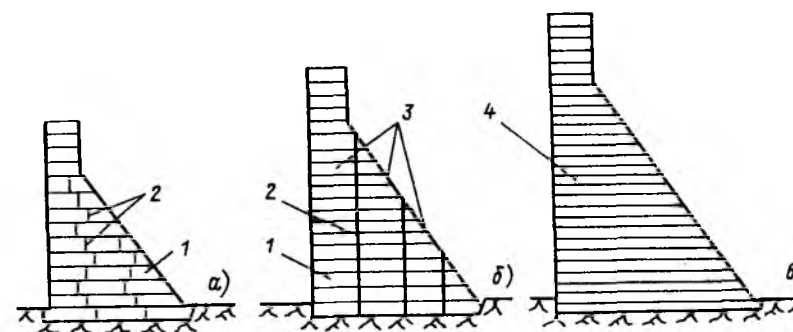


Рис. 8.8 Схемы разрезки тела плотины на блоки бетонирования: а) с перевязкой швов; б) столбчатая; в) длинные блоки

1 — блоки бетонирования; 2 — межблочные швы; 3 — столбы; 4 — длинные блоки

Примечания. 1. Выше описана наиболее распространенная технология производства бетонных работ при строительстве гидротехнических сооружений. Наряду с ней известны и используются иные технологии. Так, в последние 20-30 лет широкое применение находит непрерывная «дорожная» технология строительства бетонных сооружений из малоцементных укатанных бетонов. В этом случае сооружение не разрезается на блоки и возводится непрерывно целиком «от берега до берега». По строящемуся сооружению непрерывно движется колонна механизмов по типу цепочки механизмов, строящих автостраду, которая укладывает, разравнивает и уплотняет (чаще всего виброкатками) бетонную смесь. Чтобы избежать температурного трещинообразования в не разрезанном на блоки бетонировании массиве, плотины из укатанного бетона возводятся из малоцементных смесей.

2. При возведении пространственно работающих плотин (арочных, многоарочных), для работы которых необходима **монолитность** сооружения, производится омоноличивание (цементация) межсекционных швов. Цементация обычно производится в холодное время года, когда имеет место максимальное раскрытие швов.

Буровзрывные работы. Разработка скальных пород в открытых выработках — карьерах и котлованах ведется, как правило, с применением взрывов.

При этом в карьерах для получения щебня, как заполнителя бетона, когда выбираются очень прочные породы, взрывы применяют всегда, а на **вскрышных работах** карьеров, где бывают сильно выветренные породы, иногда работы могут выполняться без взрывов с помощью мощной рыхлительной техники (бульдозеры типа «Катерпиллер», «Интер» и др.) и экскаваторов.

При вскрытии котлованов должно уделяться особое внимание сохранению нижележащей здоровой скалы, на которую будет опираться плотина. Поэтому буровзрывные работы (БВР) должны проводиться с определенными ограничениями, чтобы не допускать увеличения природных трещин и не образовывать искусственных при БВР. Так, при вскрытии котлована на Красноярской ГЭС были приняты специальные технические условия на БВР, которыми устанавливалось, что при высоте съема скалы более 3-4 м, рыхление скалы необходимо было производить методом скважинных зарядов с оставлением защитного слоя 1,5 м до намеченного горизонта, на который должна ложиться подошва плотины. Затем защитный слой должен был разрыхляться маломощными мелкошпуровыми зарядами, отбойными молотками и ломами. Там же, где съем скалы был менее 3-4 м, взрывные работы должны были проводиться только мелкошпуровыми зарядами. Шпуров забуривались до проектного горизонта.

Там же, на строительстве Красноярской ГЭС, зачистка скального основания под укладку бетона выполнялась с минимумом ручного труда благодаря переоборудованию экскаватора ЭКГ-4.6 в обратную лопату, что превратило её в зачистную машину (пример творчества специалистов строителей-механиков, принесшего большой экономический эффект). В результате ручные работы сократились в 6 раз, что было равнозначно сокращению 500 рабочих.

Специальные работы. К специальным работам относится выполнение: противофильтрационных устройств (цементационные, шпунтовые и др. завесы), дренажа основания, цементации основания, понуров, гидроизоляции, уплотнений деформационных швов (осадочных), дренажа тела плотин, омоноличивания швов, проходок штолен, разного рода анкеров, крепления неустойчивых склонов и массивов, полимерных покрытий и т.п.

Одним из важнейших устройств – **флютбетов** (искусственное ложе потока, состоящее из понура, тела плотины, водобоя, рисбермы), являются противофильтрационные завесы, строительство которых занимает значительное время, а объёмы работ по созданию завес составляют основную долю в специальных работах. Например, цементационная завеса плотины Саяно-Шушенской ГЭС достигает глубины 100 м. *Линия контакта флютбета с грунтом называется подземным контуром* (рис. 8.9).

В скальных грунтах завесы, как правило, выполняются путем инъецирования цементных или иных растворов на основе цемента – **цементационные завесы**, в мягких грунтах часто применяются **шпунтовые завесы** – металлические, деревянные или железобетонные. В случае невозможности устройства шпунтовых завес противофильтрационные завесы выполняют в виде бетонных зубьев, бетонных стенок и диафрагм. В этом случае бетонные стенки выполняются либо путем предварительного устройства глубоких траншей либо путем **буронабивных свай** (скважины большого диаметра с частым шагом заполняются бетоном, т.е. образуются сваи, после чего промежутки между сваями, которые размером меньше диаметра свай также разбуриваются и заполняются бетоном, в результате получается сплошная стена).

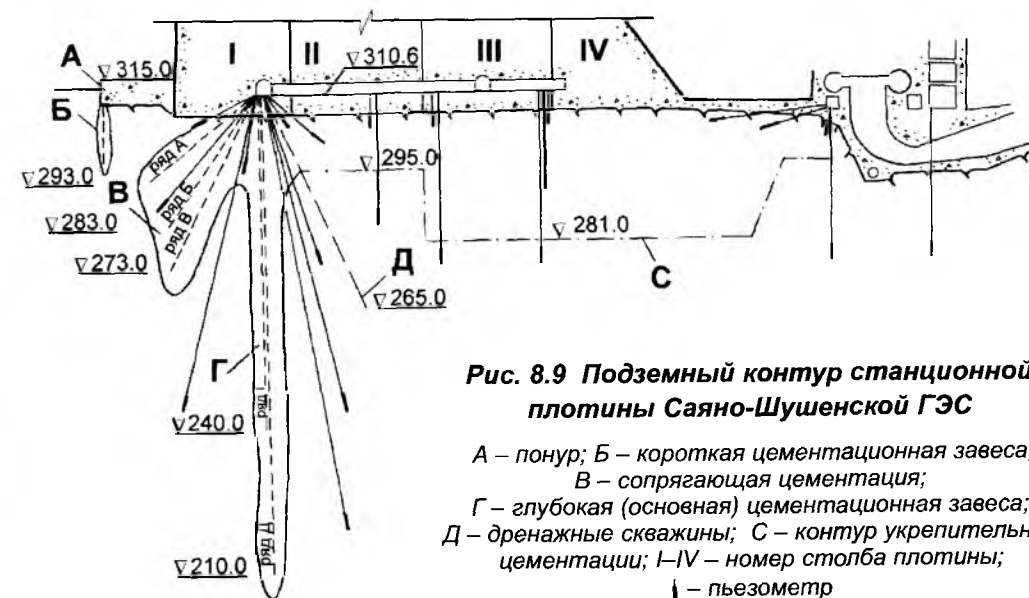


Рис. 8.9 Подземный контур станционной плотины Саяно-Шушенской ГЭС

А – понур; Б – короткая цементационная завеса;
В – сопрягающая цементация;
Г – глубокая (основная) цементационная завеса;
Д – дренажные скважины; С – контур укрепительной цементации; I–IV – номер столба плотины;
↓ – пьезометр

Другим важным элементом подземного контура является дренаж основания, который выполняется путем проходки скважин в скальных грунтах или горизонтальных дренажных слоев в нескальных грунтах с устройством **обратных фильтров** во избежание выноса мелких частиц из тела плотины и предотвращения ее разрушения, а также закупорки дренажа. Обратный фильтр представляет собой несколько слоев несвязных грунтов (песок, гравий, щебень), уложенных в порядке возрастания крупности частиц по направлению фильтрации воды. Слой мелкой фракции должен примыкать к телу плотины, а конечный слой крупной фракции должен примыкать к дренажу. Обратные фильтры в грунтовых плотинах устраиваются и вокруг устья пьезометров. Выполнение работы в больших масштабах по устройству обратных фильтров очень трудоемко из-за требования особой тщательности послойной укладки, когда строго регламентируются размеры и границы слоев, а также фракции материала.

К специальным работам относится и устройство уплотнений **шпонок** деформационных швов. На скальных основаниях, как правило, шпонки деформационных швов выполняются из пластинчатых материалов, на нескальных основаниях применяются объемные шпонки-колодцы, заливаемые битумным материалом. Шпонки – одни из самых ответственных элементов конструкции напорных сооружений. Особая ответственность заключается в том, что достаточно сложные работы (по установке и стыковке шпонок) должны выполняться непосредственно в блоках бетонирования по мере возведения сооружения, когда необходимо обеспечить герметичность уплотняющего материала и сохранить ее в период бетонной кладки. Объемные шпонки-колодцы достаточно глубокие, они требуют тщательной сохранности от засорения строительным мусором до момента их заливки. В качестве материала шпонок используются стальные, латунные, пластмассовые или резиновые листовые материалы (пластины). Стальным и латунным шпонкам

придают специальную форму, обеспечивающую их свободную деформацию в шве без потери герметичности при перемещении массивов смежных секций.

Омоноличивание бетонных плотин – это венчающая технологическая операция, позволяющая поставить гидротехнические сооружения под напор, поэтому является исключительно ответственной, а зачастую и очень сложной. Сложность в том, что швы могут оказаться заполненными льдом, слабым цементным камнем от протечек цементного молока при уплотнении бетонной смеси в блоках при её укладке, из-за выхода из строя **цементационной арматуры**, закладываемой по мере бетонирования, через которую в последующем цементируются (омоноличиваются) швы и т.п.

Проходка подземных выработок, тоннелей и устройство обделок на гидротехнических сооружениях производится либо так называемым горным способом, когда работы выполняются без крепи, либо щитовым способом с помощью передвижной механизированной крепи (щита), обеспечивающей защиту от горного давления и вывалов породы. Особенно большие объемы подземных работ выполняются на горных деривационных подземных гидроэлектростанциях. Так, на строительстве деривационной подземной Ингури ГЭС объем скальной выработки составил более 3 млн м³, а объем подземного бетона 1 млн м³.

Буровзрывные, специальные и подземные работы на строительстве ГЭС производятся в нашей стране, как правило, Гидроспецстроем.

8.3. Механизация строительно-монтажных работ

Строительство ГЭС требует выполнения больших объемов строительно-монтажных работ. В среднем на один киловатт установленной мощности ГЭС приходится от 30 до 120 м³ земельно-скальных работ и от 1 до 2 м³ уложенного бетона. Кроме этого, имеет место большая концентрация масс бетона и земельно-скальных объемов на сравнительно небольших строительных площадках.

На строительстве Волжской ГЭС (г. Жигулевск) объем уложенного бетона составил 7,04 млн. м³, на строительстве Саяно-Шушенской – 9,6 млн. м³, имеющей стройплощадку в полтора раза меньше. Самая высокая из построенных в мире плотин каменно-земляная плотина Нурекской ГЭС высотой 300 м имеет объем 58 млн. м³.

В таблице 8.3 приведены сравнительные данные об объемах бетонных работ на строительстве некоторых ГЭС.

Производство земельно-скальных и бетонных работ такого объема потребовало создания для строительства гидротехнических сооружений мощных машин и механизмов.

Машины для земляных работ (экскаваторы, бульдозеры, скреперы, автогрейдеры, грунтоуплотняющие машины, средства для гидромеханической разработки грунтов) обеспечивают уровень механизации выполнения земляных работ до 99,5%. Геометрическая вместимость ковшей применяемых при строительстве ГЭС экскаваторов может достигать 30 м³ (шагающие экскаваторы). Наибольшее распространение в гидротехническом строительстве получили экскаваторы ЭКГ-4.6 (прямая лопата) с вместимостью ковша 4,6 м³ (рис. 8.3).

Таблица 8.3 Удельные показатели объема бетона и интенсивности бетонных работ на строительстве некоторых крупных ГЭС

Наименование ГЭС	Площадь строй-площадки, тыс. м ²	Общий объем бетона, тыс. м ³	Объем бетона на 1 м ² , м ³	Максимальная интенсивность бетонных работ тыс. м ³		
				годовая	месяч-ная	суточ-ная
Волжская ГЭС (г. Жигулевск) на р. Волге	350	7035	20,1	3133	389,0	19,05
Красноярская ГЭС на р. Енисее	170	5450	32,1	1380	155,0	6,6
Братская ГЭС на р. Ангаре	130	4913	37,7	1239	135	6,7
Саяно-Шушенская ГЭС на р. Енисее	200	9600	48,0	1203	155,0	8,3

Бетонная смесь в блоки бетонирования, как правило, подается специальными бадьями (рис. 8.5) и бетоноукладочными кранами (рис. 8.10, а, б, в, г), а в некоторых случаях непосредственно из автосамосвала (рис. 8.10, д, е). На крупных гидроэлектростанциях часто специально разрабатывают бетоноукладочную технику, в том числе для горных условий, где в ряде случаев используют и кабельные краны (рис. 8.10, г).

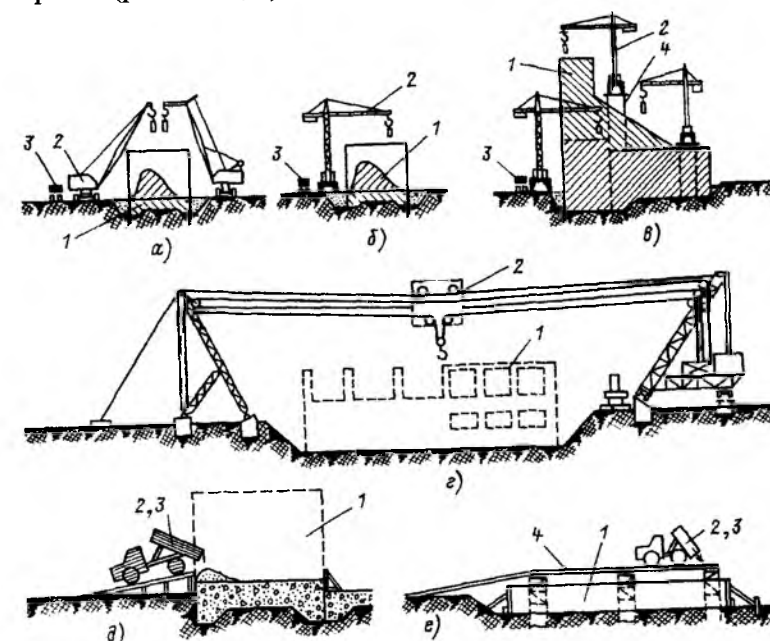


Рис. 8.10 Схемы подачи бетона в блоки бетонирования

а) – гусеничными кранами и автокранами; б) – башенными кранами; в) – с эстакады башенными кранами; г) – кабель-кранами; д) – самосвалами; е) – с эстакады самосвалами

Разравнивание поданного в блок бетона и его уплотнение на крупных гидротехнических стройках производится специальными малогабаритными маневренными машинами на гусеничном и пневматическом ходу (рис. 8.6),

оборудованных бульдозерными ножами и вибропакетами из вибраторов. В ряде случаев эти машины имеют дистанционное управление.

При строительстве высоких плотин различают два способа их возведения: с помощью высоких бетоновозных эстакад, где устанавливаются и бетоноукладочные краны и безэстакадный способ.

Имеется показательный пример безэстакадной схемы укладки бетона башенными кранами с установкой их на выштабках столбов и постепенным перемонтажом по вертикали по мере наращивания плотины, примененной на строительстве Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 8.11). Сначала краны располагают на отстающих столбах, образующих своеобразную транспортную магистраль и бетонируют все опережающие столбы на высоту крана. Затем их перемещают на опережающие столбы, где формируют новую транспортную магистраль. С неё бетонируют все отстающие столбы. Одним из главных преимуществ безэстакадного способа – это отказ от дорогостоящих эстакад, а основной недостаток в том, что невозможно возводить плотину равномерно и полным профилем, что негативно отражается на её напряженно-деформированном состоянии.

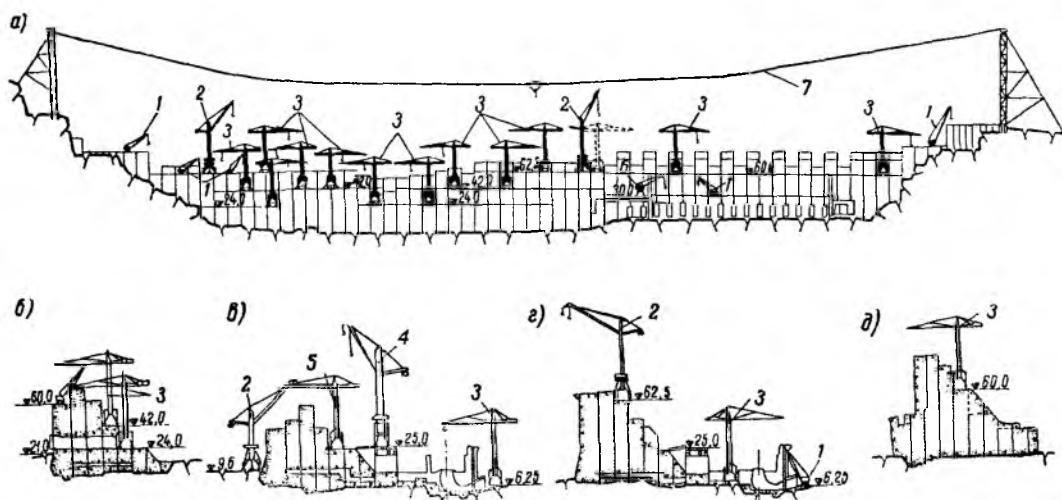


Рис. 8.11 Схема безэстакадного возведения плотины Красноярской ГЭС с применением кранов КБГС и кабель-крана: а) продольный разрез; б) поперечный разрез по правобережной глухой плотине; в, г) поперечные разрезы по станционной плотине и зданию ГЭС; д) поперечный разрез по левобережной глухой плотине

1 – стреловой кран УЗТМ; 2 – башенный кран БК-1000; 3 – башенный кран КБГС-101; 4 – башенный кран БК-1425; 5 – башенный кран БК-450; 6 – порталый кран АБУС; 7 – кабельный кран грузоподъемностью 25 т

На рис. 8.12 и 8.13 представлены схемы возведения русловой ГЭС и высокой бетонной плотины высоконапорной ГЭС с расстановкой бетоноукладочных кранов на эстакаде.

Уже отмечалось, что на стройках разрабатываются либо своими силами, либо в содружестве с проектными организациями проекты механизации строительно-монтажных работ.

Так, на строительстве Саяно-Шушенской ГЭС совместно со специализированными институтами был создан бетоноукладочный комплекс высокопроизводительной техники: специальные башенные бетоноукладочные краны КБГС-1000 грузоподъемностью 25 т и с вылетом стрелы 40 м (рис. 8.4); бады объемом 8 и 10 м³; специальные манипуляторы на пневмо- и гусеничном ходу с навесными пакетами мощных вибраторов ИВ-90 для уплотнения бетонной смеси в блоке; переставная консольная опалубка более чем с 50-разовой оборачиваемостью по сравнению с обычной 10-15-кратной оборачиваемостью; специальные зачистные машины по подготовке скального основания. В комплексе для доставки бетона применялись БелАЗы – 540 А (рис. 8.5).

Здесь же была впервые разработана механическая самодвижущаяся скользящая опалубка для обетонирования турбинных водоводов, позволившая вести непрерывное бетонирование, при этом исключалось образование швов и наплывов, что обеспечило высокое качество поверхности бетона. Учитывая это, такая же опалубка была разработана и для бетонирования дна лотков водосбросов плотины.

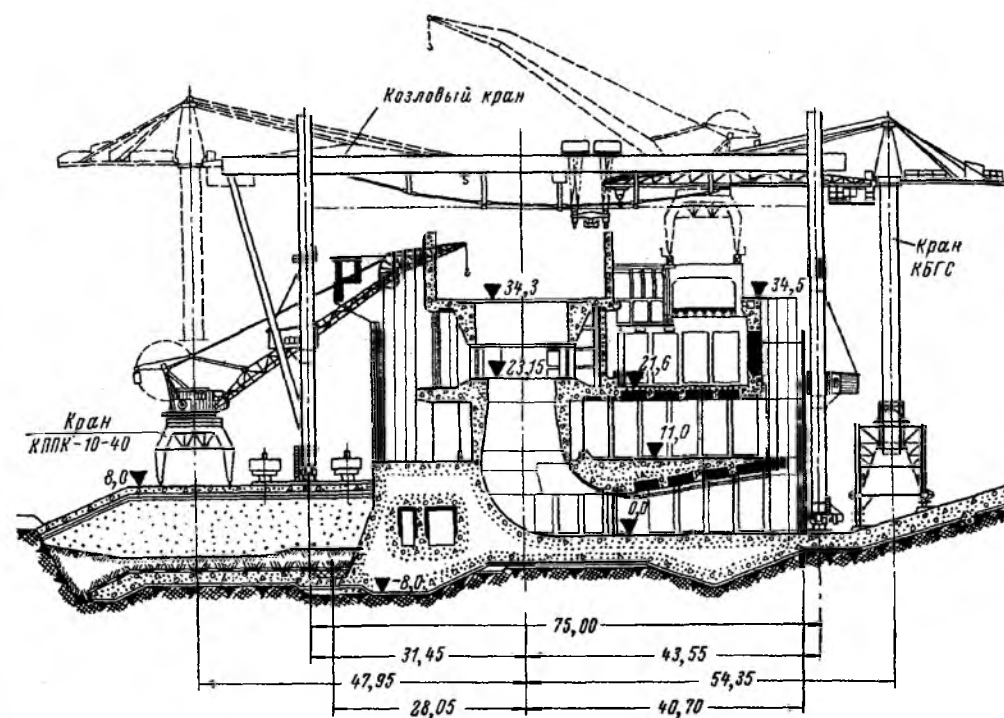


Рис. 8.12 Схема возведения здания Саратовской ГЭС

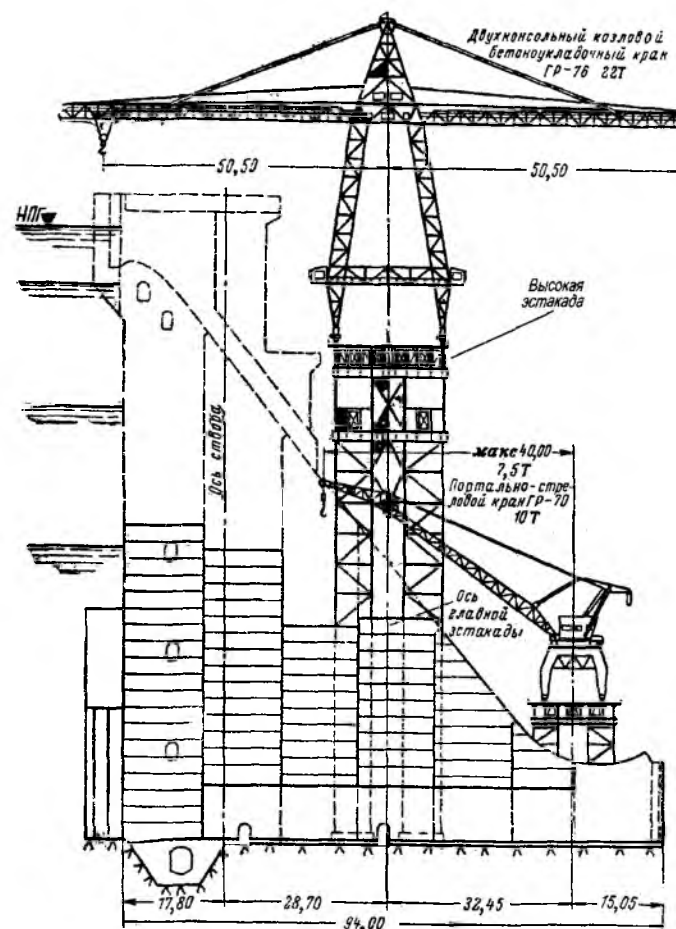


Рис. 8.13 Схема возведения плотины Братской ГЭС с устройством высокой эстакады и расположения на ней двухконсольных бетоноукладочных кранов, а также низкой эстакады со своим краном

В ряде стран с мягким климатом и длинным безморозным периодом бетонирование ведется сезонно, только в теплое время года. В суровых условиях Сибири и Дальнего Востока, где зима длинная, а благоприятный сезон очень короткий, бетонирование ведется круглогодично. Для обеспечения бетонирования в зимних условиях разработаны специальные методы и средства, в частности утепленная опалубка, укрытие блоков бетонирования специальными шатрами – тепляками (рис. 8.14) с искусственным обогревом внутри тепляка.

Механизация строительно-монтажных работ на строительстве ГЭС позволяет добиться высокой производительности труда.

8.4. Монтаж оборудования

Монтажные работы. Особое место в строительстве ГЭС занимают монтажные работы. Рост единичной мощности агрегатов, совершенствование электротехнического оборудования потребовали новых технологий монтажа,

специальной оснастки для его выполнения и повышенного шефского контроля со стороны заводов-изготовителей, а также создания новых грузоподъемных механизмов. Монтажные работы гидросилового, электротехнического и гидромеханического оборудования венчают период основных работ.

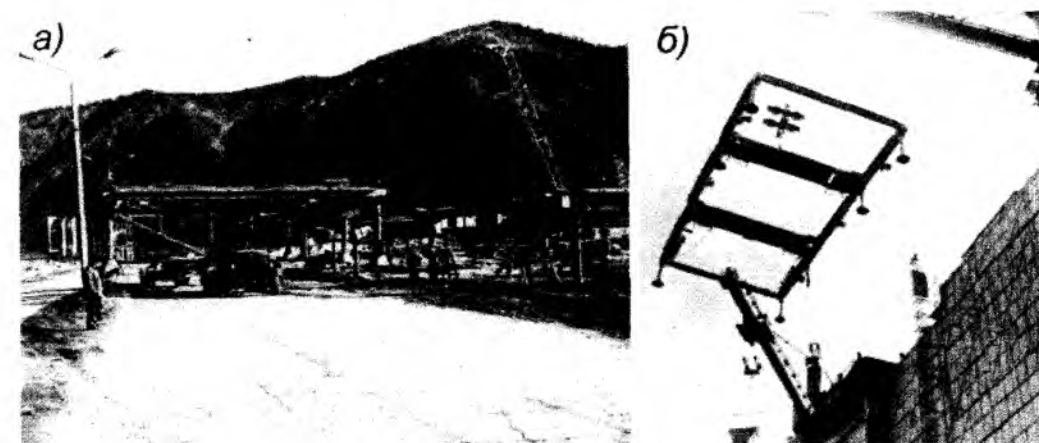


Рис. 8.14 Каркас шатра-тепняка, применявшегося на строительстве Саяно-Шушенской ГЭС

а) – момент транспортировки каркаса шатра от места сборки шатров;
б) – момент перестановки каркаса шатра краном в новый блок

Возросшие возможности транспортных средств и достижения конструкторов ЛМЗ позволили создать неразрезные рабочие колеса крупных турбин для

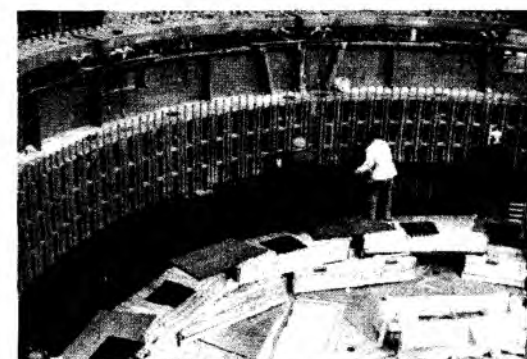


Рис. 8.15 Сборка неразрезного сердечника статора генератора непосредственно на месте монтажа на строительстве Саяно-Шушенской ГЭС

Красноярской, Усть-Илимской, Саяно-Шушенской и ряда зарубежных ГЭС, что упростило их монтаж и повысило существенно качество. Примером достижений монтажной организации в последние годы является сборка неразрезной конструкции статора генератора Саяно-Шушенской ГЭС непосредственно на месте его установки в машинном зале, в результате значительно возросла надежность генератора (рис. 8.15).

Монтаж турбин, генераторов, турбинных водоводов, затворов, кранов, высоковольтного оборудования, аппаратуры и т.п., составляет основной объем монтажных работ на ГЭС. Так, на Саяно-Шушенской ГЭС смонтировано 120 тысяч тонн оборудования и металлоконструкций. Масса наиболее крупного узла агрегата на Саяно-Шушенской ГЭС – ротора генератора вместе с траверсой составляет



Рис. 8.16 Установка полюсов на обод ротора генератора Саяно-Шушенской ГЭС

954 тонны, который с монтажной площадки переносился в кратер двумя кранами с помощью специальной траверсы рис. 6.10. На рис. 8.16 представлен момент установки полюсов на обод ротора генератора Саяно-Шушенской ГЭС.

На строительстве, как правило, разрабатывается много приспособлений и механизмов, обеспечивающих повышение производительности монтажных работ. Так, на строительстве Саяно-Шушенской ГЭС был создан комплекс механизмов, позволивших создавать арматурные каркасы методом непрерывной навивки арматуры большого диаметра для водоводов. Для перевозки укрупненных обечаек водоводов и армокаркасов была создана специальная автомобильная платформа.

Не менее уникальны работы на крупных ГЭС по укрупнению и монтажу металлоконструкций и оборудования. На рис. 8.17 а, б представлены: стадия монтажа турбинных водоводов на Саяно-

Шушенской ГЭС и укрупненный армокаркас, доставляемый на специальной автомобильной площадке к месту монтажа. На рис. 8.18 (а, б, в) представлены электромонтажные работы на оборудовании ОРУ-500 кВ, а также монтаж уникальной опоры воздушного перехода 500 кВ от ГЭС до ОРУ-500 Саяно-Шушенской ГЭС и момент заводки ротора в статор генератора на одной из ГЭС с горизонтальными капсульными агрегатами.

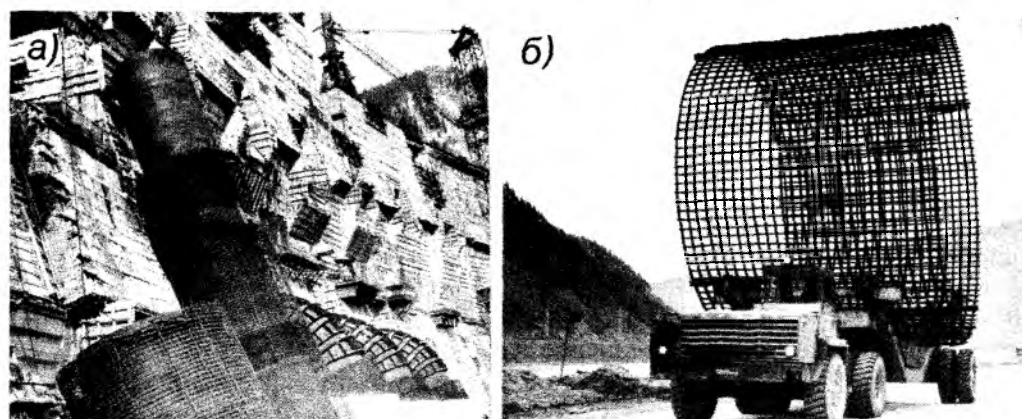


**Рис. 8.17 а) Монтаж турбинных водоводов на Саяно-Шушенской ГЭС
б) Доставка армокаркасов от арматурного двора к месту монтажа на специальной автомобильной площадке**

Монтажные работы в нашей стране обычно выполняются специализированными монтажными организациями: Спецгидроэнергомонтаж (турбины и генераторы), Гидромонтаж (затворы, трубопроводы, подъемные механизмы, металлоконструкции), Гидроэлектромонтаж (электротехническое оборудование, кабельные конструкции, аппараты и ЛЭП).

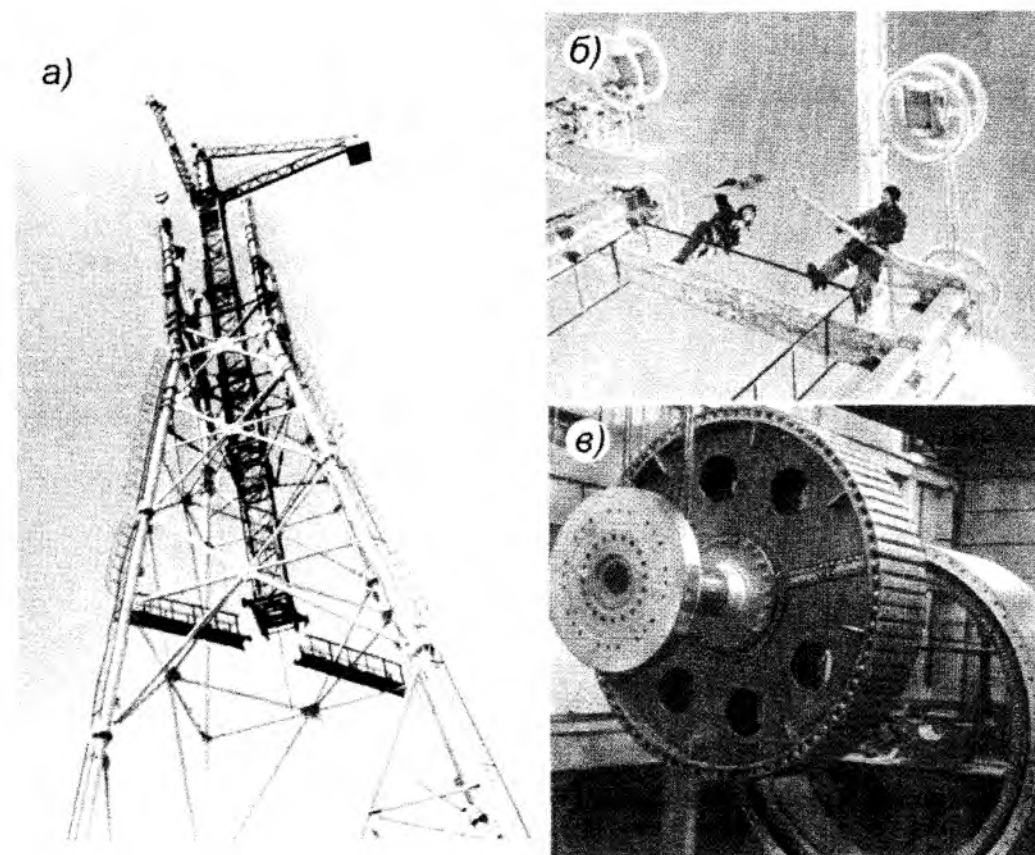


Рис. 8.18 Монтаж электротехнического оборудования

а) монтаж переходной опоры высотой 93 м 500 кВ от ГЭС до ОРУ;
б) монтаж разъединителей 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС; в) заводка ротора в статор генератора горизонтального капсульного агрегата Саратовской ГЭС

Используемая литература

1. Брызгалов В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. – Красноярск: Сибирский издательский дом «Суриков», 1999. – 560 с., ил.

2. Можевитинов А.Л., Симаков Г.В. и др. Введение в гидротехнику: Учеб. пособ. для ВУЗов / Под ред. А.Л. Можевитинова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 232 с., ил.
3. Организация и планирование гидротехнического строительства: Учеб. пособ. для ВУЗов / Под ред. В.С. Эристова. – М.: Стройиздат, 1977. – 391 с., ил.
4. Производство гидротехнических работ / Под ред. В.С. Эристова. – М.: Стройиздат, 1970. – 560 с., ил.
5. Труды Ленгидропроекта: Сб. научн. тр. 25(13) – Л., 1971. – 223 с., ил.

Основы эксплуатации и ремонта гидроэлектростанций

9

9.1. Некоторые показатели эксплуатации, определения и терминология

Прежде всего, необходимо заострить внимание на некоторых определениях (установление смысла терминов), применяемых в условиях эксплуатации ГЭС. Гидроэлектростанция – это *система*, определяющая собой совокупность *элементов* (водохранилище, гидротехнические сооружения, оборудование, технические системы управления, объекты нижнего бьефа, обслуживающий персонал), взаимодействующих в процессе выполнения задачи по удовлетворению потребности энергосистемы и водопользователей, связанных с ГЭС (во многих нижеприведённых определениях персонал не участвует).

Эксплуатация (использование сооружений, машин, транспорта и других средств труда), оценивается очень широким кругом показателей. Важнейшими из них для ГЭС являются:

- **надёжность** – это свойства элементов ГЭС, заключающиеся в их способности выполнять определённые задачи в конкретных условиях эксплуатации, заданных проектом (персонал – как элемент, в данном случае – не исключение);
- **работоспособность** – это состояние ГЭС, при котором она способна выполнять заданные функции (исполнение), сохраняя значение основных параметров в пределах, установленных нормативно-технической документацией;
- **безотказность, бесперебойность** – это свойство ГЭС непрерывно сохранять работоспособность;
- **долговечность** – это свойство элементов ГЭС сохранять работоспособность до наступления предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонта;
- **ремонтпригодность** – это свойства элементов ГЭС, заключающиеся в *приспособленности* их к выполнению ремонтов и технического обслуживания;
- **исправность** – это состояние элементов ГЭС, при котором они соответствуют всем требованиям, установленным нормативно-технической документацией;
- **неисправность** – это состояние элементов ГЭС, при котором они не соответствуют хотя бы одному из требований, установленных нормативно-технической документацией;
- **неработоспособность** – это состояние элементов ГЭС, при котором они не способны нормально выполнять хотя бы одну из заданных функций;
- **повреждение** – это событие, заключающееся в нарушении исправности элемента ГЭС;

- **отказ** – это событие, заключающееся в нарушении работоспособности элемента ГЭС;
- **восстановление** – это процесс обнаружения и устранения отказа (повреждения-дефекта) с целью восстановления его работоспособности (исправности);
- **восстанавливаемый** элемент, узел – это элемент, узел, аппарат, работоспособность которых в случае возникновения отказа, повреждения, подлежит восстановлению;
- **не восстанавливаемый** элемент, узел, аппарат – это элемент, узел, аппарат, работоспособность которых в случае возникновения отказа не подлежит восстановлению;
- **резервирование** – это метод повышения надёжности элемента, технологического устройства, аппарата путем введения дублирующих устройств (избыточности);
- **коэффициент готовности** агрегата K_g – это оценка его работоспособности, которая выражается отношением времени работы агрегата $T_{\text{раб.}}$ к календарному времени в течение года $T_{\text{кал.}}$. Время работы агрегата включает в себя сумму: времени работы под нагрузкой $t_{\text{наг.}}$, времени работы в режиме синхронного компенсатора - (СК) $t_{\text{ск.}}$, времени нахождения агрегата в резерве $t_{\text{рез.}}$, в течение которого агрегат готов к немедленному пуску;

$$T_{\text{раб.}} = t_{\text{наг.}} + t_{\text{ск.}} + t_{\text{рез.}}; \quad T_{\text{кал.}} = 8760 \text{ ч.}$$

$$K_g = T_{\text{раб.}} / T_{\text{кал.}}, \%$$
 (9.1)

- **правильное эксплуатационное использование** гидротехнических сооружений и оборудования, заключающееся в содержании их в исправном состоянии путём своевременных ремонтов;
- **рациональное использование водно-энергетических ресурсов**, позволяющее обеспечить требования энергосистемы в выработке электроэнергии и регулировании параметров электрической сети, опираясь на прогноз речного стока;
- **рациональное управление речным стоком** в зависимости от величины водности года: накопление – сработка водохранилища, пропуск половодий и паводков, контроль ледостава и ледохода с учётом технических возможностей ГЭС;
- **обеспечение маневренности** ГЭС и коэффициента готовности агрегатов;
- **контроль строительно-монтажных и наладочных работ**, а также правильная организация пусковых операций, ввода в эксплуатацию вновь смонтированного оборудования и законченных строительством ГЭС;
- **испытания** оборудования и сооружений;
- **улучшение качества** сооружений и оборудования, их реконструкция с целью усовершенствования;

- совершенствование систем управления, автоматики и релейной защиты оборудования, технологических устройств и аппаратуры;
- качество экологических мероприятий;
- экономическая эффективность ГЭС: правильная организационная структура управления, подготовка высококвалифицированного ремонтно-эксплуатационного персонала, снижение эксплуатационных затрат, сокращение численности дежурного персонала, своевременность и оптимизация приобретения запасных частей и материалов, правильная организация и размещение хозяйственных служб.

Остановимся кратко на некоторых показателях, определяющих основные задачи эксплуатации.

9.2. Организация эксплуатации

Организация эксплуатации включает в себя структуру управления гидростанцией (цеха, производственные лаборатории, хозяйственно-транспортные службы и т.д.), численность и состав персонала (эксплуатационного и ремонтного), а также средства автоматизации управления технологическими и административно-хозяйственными процессами.

Основополагающими нормативными документами эксплуатации гидростанций являются: ПТЭ – правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, ПТБ – межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, инструкции проектной организации и заводов-изготовителей оборудования, а также производственные и должностные инструкции эксплуатирующей организации и распорядительные документы вышестоящей организации.

Все вышеперечисленные показатели оценки эксплуатации ГЭС, за исключением тех, что непосредственно зависят от эксплуатационно-ремонтного персонала, закладываются задолго до начала организации эксплуатации, которые регламентируются ПТЭ. Качество этих показателей рождается в период проектирования ГЭС. Проектная организация в силу своей специфики работы, естественно, не может обладать опытом эксплуатации в той мере, в какой им владеет персонал эксплуатирующей организации. Поэтому **Заказчик** должен в своём составе на самой ранней стадии проектирования иметь группу из эксплуатационников, способных положительно влиять на качество проекта сооружений, оборудования и средств релейной защиты, автоматики и технологического управления. Этот этап и следует по-настоящему считать **началом эксплуатации ГЭС**. С этого момента эксплуатирующая организация, возникшая на основе организации Заказчика, должна нести ответственность за будущую эксплуатацию гидроэлектро-станции. На этом отрезке времени Заказчик обязан добиться, чтобы проект ГЭС в максимальной степени удовлетворял требованиям долговечности, ремонтпригодности, экологии, а также условиям обеспечения ликвидации неисправностей и восстановления повреждений на оборудовании и сооружениях.

При определении эксплуатационной структуры за определённый период до **пуска первого агрегата** (одного из важнейших этапов эксплуатации), гидростанции принято делить на четыре группы (в зависимости от установленной мощности): I – при установленной мощности более 1000 МВт; II – 1000–350 МВт; III – 350–100 МВт; IV – 100–25 МВт.

С целью повышения эффективности эксплуатации малые и средние ГЭС III – IV категории, построенные в каскаде, как правило, объединяют в единую организацию с единым центром управления либо в виде самостоятельной дирекции, либо непосредственно с подчинением энергосистеме.

На крупных ГЭС с уникальным оборудованием, как правило, создаётся многоцеховая структура с достаточно большим числом **промышленно-производственного персонала** (ППП – персонал, занятый на эксплуатации и ремонте сооружений и оборудования, обеспечивающего производство электроэнергии). Например, могут быть следующие цеха: гидротехнический, гидротурбинный и электротехнический цеха, цех диспетчерско-технологической связи, автотранспортный цех, ремонтно-строительный цех, лаборатория технической диагностики, химическая и электротехническая лаборатории и др.

В качестве примера приведена организационная структура управления Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 9.1).

Численность ППП на многоагрегатной ГЭС, тем не менее, существенно ниже, чем численность ППП на тепловой электростанции. Так, на Саяно-Шушенской ГЭС, где работает 10 агрегатов и Майнской ГЭС, имеющей три агрегата, в сумме численность ППП составляет 1220 чел., где практически все ремонтные работы ведутся хозяйственным способом. Это дешевле, чем привлечение ремонтных организаций, центры которых удалены от ГЭС. При этом в одной смене количество дежурного персонала, обеспечивающего режим работы обеих ГЭС, составляет 11 чел. В то же время на Берёзовской ГРЭС-I, где введены в эксплуатацию 2 энергоблока, численность ППП составляет 3320 чел., в смене дежурит около 120 чел.

В целом в России численность персонала на ГЭС в 20 раз ниже, чем на ТЭС и АЭС. В 1988 г. в России было 25 тыс. эксплуатационников ГЭС. Если бы взамен всех ГЭС, на которых работает этот персонал, построить ТЭС, то потребовалось бы 500 тыс. человек.

На мелких и средних ГЭС, расположенных в достаточно обжитых районах и недалеко от центра энергосистем, ремонтное обслуживание может быть централизовано, а ГЭС полно автоматизированы с выводением сигнализации о состоянии ГЭС на дом дежурных операторов.

Важнейшей задачей организации эксплуатации является **подготовка дежурного и ремонтного персонала** задолго до пуска первого агрегата. Основу того и другого рода персонала должны составлять специалисты, проработавшие несколько лет на ремонте (монтаже), наладке и эксплуатации оборудования, а также гидротехнических сооружений на каком-либо

родственном предприятии. Эти специалисты должны быть ведущими (начальники, заместители, руководители групп, бригад и т.д.), которые могут возглавить подготовку молодых специалистов вначале внутри своего подразделения, а затем на стажировке на подходящей действующей ГЭС, с последующим участием в монтаже и наладке оборудования своей гидро-станции.

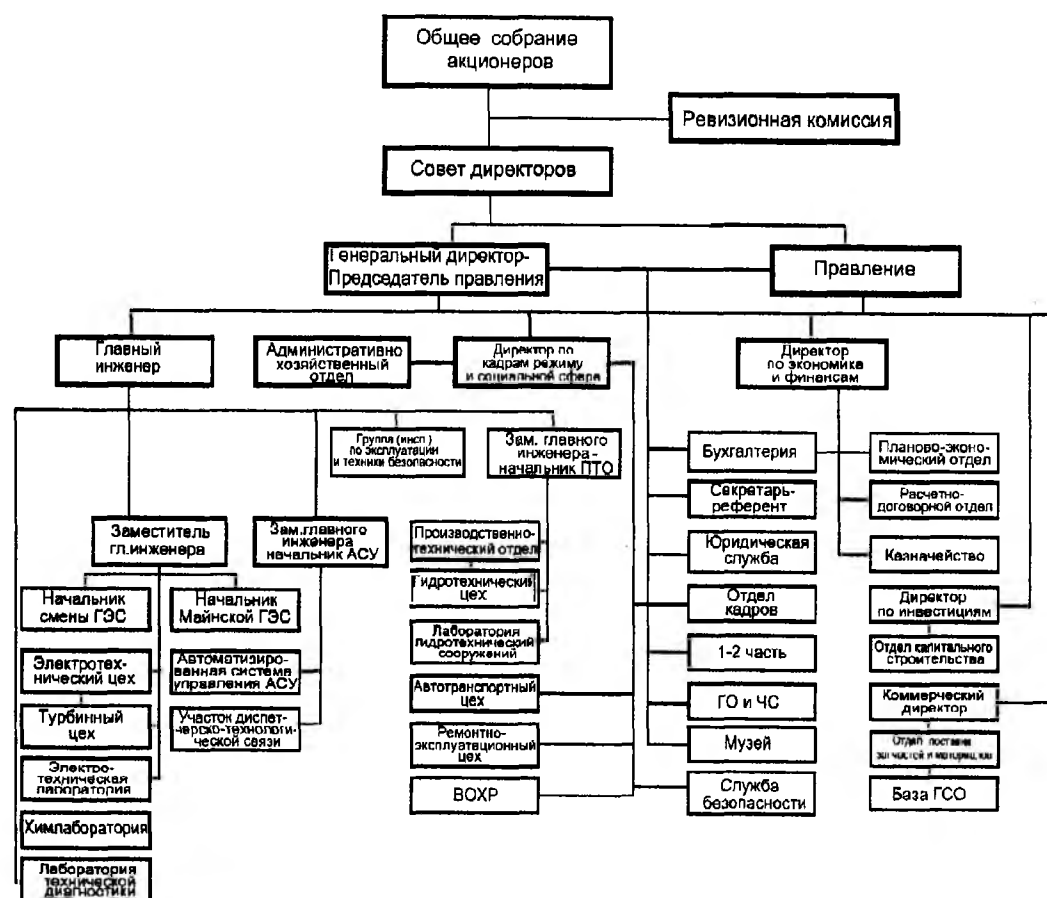


Рис. 9.1 Организационная структура управления Саяно-Шушенской ГЭС

Некоторую специфику имеет подготовка персонала для эксплуатации и ремонта гидротехнических сооружений, о чем частично будет изложено далее. Здесь же отметим, что необходимо позаботиться о ведущих специалистах, связанных с будущим ремонтом ГТС, путём заключения определенных соглашений со специалистами, работающими на строительстве ГТС или обеспечивающими авторский надзор непосредственно на стройплощадке от проектной организации, которые, как правило, повседневно и тесно связаны с ходом производства строительных работ, о переходе их на стадии окончания строительства в эксплуатационную организацию.

Создание на крупной ГЭС подразделения по **приёмке, комплектации и выдаче в монтаж** оборудования – одно из существенных мероприятий в организации эксплуатации. Оно должно осуществляться одновременно с созданием базы приёмки и хранения в необходимых условиях оборудования, аппаратуры и кабельной продукции до того, как начнутся первые поступления конструкций, узлов и деталей. От условий хранения, полноты комплектации во многом зависит качество смонтированного оборудования и его последующей эксплуатации.

Организация монтажа и наладки оборудования, технологических систем и устройств – одно из основных мероприятий эксплуатационной организации. Несмотря на то, что проект производства работ, как мы видели в главе 8, составляет строительная или монтажная организация, Заказчик обязан продиктовать условия, в которых должно монтироваться оборудование. От этих условий, как это будет видно далее, во многом зависит качество монтажа, и, следовательно, последующее эксплуатационное качество оборудования (надёжность, в первую очередь).

Наладка оборудования и технологических устройств производится силами Заказчика либо непосредственно, например, на малых и средних ГЭС, либо путём договора подряда со специализированной наладочной организацией. В России такой организацией является специализированное наладочное управление треста «Гидроэлектромонтаж» по электротехническому оборудованию, а также много подразделений в других ведомствах по соответствующим направлениям наладки (противопожарной автоматики, охранной сигнализации, ЭВМ, грузоподъёмных машин, лифтов, вентиляционных установок, компрессорного оборудования и т.п.).

Наладка – ответственный этап перед пуском в работу технологического устройства, системы, агрегата. Она состоит в совокупности операций по настройке и регулировке агрегатов, узлов, технологических цепей, аппаратуры автоматики и защиты для получения заданных проектом параметров. Качество наладки зависит и от степени совершенства аппаратуры, и от подготовленности персонала, как наладочной организации, так и персонала ГЭС. Уровень квалификации их должен быть адекватен решаемым задачам.

Пуск первого агрегата – это завершающий этап первого периода эксплуатации, который начался, как мы видим, с момента образования организации Заказчика. С момента пуска в эксплуатацию первого агрегата начинается промышленная эксплуатация ГЭС. Рядом специалистов введён термин *временная эксплуатация* (кочующий из одного литературного источника в другой), которая, по их мнению, начинается с момента ввода в работу первого агрегата и заканчивается после приёмки в эксплуатацию гидроузла в целом. Подобное отношение, во-первых, снижает ответственность за выполненные этапы работ, как к чему-то неполноценному, а во-вторых, неверно по существу. Электроэнергия, вырабатываемая агрегатом, не может быть временной, её характеристики строго регламентированы частотой тока и напряжением. Отказ в работе агрегата не может быть временным, он или есть, или его нет. Отказ в работе какого-либо технологического устройства по вине персонала не может иметь оправдания из-за дискомфортных условий

эксплуатации. Эксплуатация – это строгая категория использования сооружений, машин и других средств труда. Использование не может быть временным, т.е. временное использование сооружений и оборудования предполагает прекращение использования через какой-то промежуток времени, чего нет на самом деле в эксплуатации ГЭС. Есть период первоначальной эксплуатации со всеми атрибутами (неотъемлемое свойство объекта) ответственности по обеспечению надёжности и бесперебойности работы ГЭС, т.е. такой период должен специально проектироваться, чтобы сооружения и оборудование работали в **нормальных условиях**.

Первоначальный период эксплуатации интересен тем, что в это время происходит освоение сооружений и оборудования, выявление их свойств, что нельзя в полной мере предопределить на стадии проекта.

В этот период проводятся **испытания** и проверка работы сооружений и оборудования, уточняются положения в производственных инструкциях на основе результатов испытаний и полученных натурных данных.

К сожалению, введённое понятие *временная эксплуатация* привело к тому, что в пусковых комплексах (см. гл. 8) проект эксплуатации на начальной стадии прорабатывался чрезвычайно упрощенно вплоть до примитивных решений. Это во многих случаях приводило к отключениям оборудования, к прекращению производства электроэнергии. Например, на Саяно-Шушенской ГЭС на начальной стадии эксплуатации только по причине попадания дождевой воды на электротехническое оборудование, расположенное в машинном зале, произошло четыре отключения оборудования, не считая других причин (касание краном воздушных переходов 500 кВ; падение предметов на токоведущие части и т.п.), которых в нормальных условиях быть не должно.

На рис. 9.2 представлен недостроенный машинный зал Новосибирской ГЭС, где был выполнен временный шатёр над агрегатами. Очевидно, что такая схема пуска агрегатов не обеспечит необходимой надёжности ГЭС.

По отчётным данным Новосибирской ГЭС (автор этих данных – один из специалистов, предложивший термин временная эксплуатация) потери электроэнергии в период «временной эксплуатации», составившие достаточно внушительную величину, представлены в табл. 9.1.

Таблица 9.1. Потери электроэнергии в период «временной эксплуатации» Новосибирской ГЭС

Годы	Причины потерь выработки электроэнергии			
	Из-за утечек воды	Из-за неоптимальной нагрузки	Из-за суточного регулирования	Из-за засорения решеток
1958	–	4,0	–	72,88
		0,54		11,0
1959	36,16	16,05	9,56	13,9
	2,76	1,22	0,73	1,06

Примечание: В числителе потери в млн. кВт·ч, в знаменателе – в процентах от годовой выработки электроэнергии.

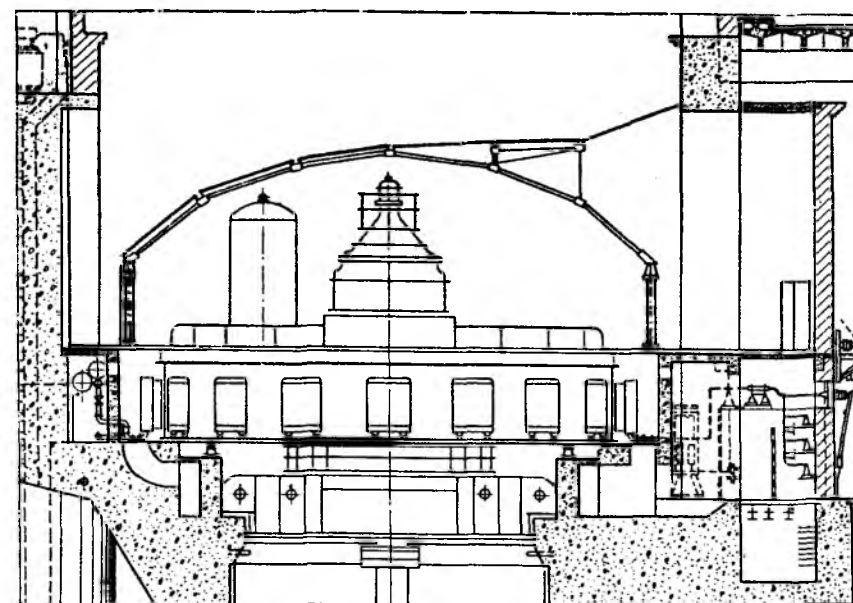


Рис. 9.2 Разрез верхнего строения машинного зала Новосибирской ГЭС с временным шатром над работающими агрегатами

По отчётным данным Волжской ГЭС (г.Жигулевск) ускоренная организация временной эксплуатации привела к необходимости в последующем останавливать поочередно агрегаты на 2-2,5 месяца для устранения недоделок в подводной части, что вызвало значительное удорожание строительства и потерю выработки электроэнергии. Агрегаты этой ГЭС *длительное время работали под шатрами* в недостроенном машинном зале, в результате имело место сильное загрязнение узлов и деталей агрегатов. В особенности это затронуло обмотки статора и ротора, попадание влаги и пыли на которые приводило к пробоям изоляции, отключению агрегатов от сети, их простоя в ремонте и потере выработки электроэнергии.

Кроме хорошо проработанных технических мероприятий для обеспечения нормальной эксплуатации на начальной стадии должен быть принят и ряд организационных мер.

Нормально организовать эксплуатацию невозможно, если персонал плохо обучен, не располагает полноценными документами, чётко регламентирующими его деятельность, позволяющих знать свойства сооружений и оборудования, а также указывающих последовательность действий в нормальных условиях и в случае аварийных ситуаций или возникновения пожаров, стихийных бедствий и других ненормальных событий.

Рабочие места дежурного персонала должны быть оснащены всеми необходимыми средствами защиты согласно нормам ТБ, а также должностными и производственными инструкциями, схемами и надёжными средствами связи.

Согласно нормативным документам, действующим в отрасли «электроэнергетика», должны быть составлены планы противоаварийных и противопожарных мероприятий, а персонал периодически должен участвовать в противоаварийных и противопожарных тренировках.

Оборудование рабочих мест, их дислокация и оснащённость должны тщательно разрабатываться в проекте ГЭС.

Проектом для ремонтно-профилактического обеспечения также должна предусматриваться сеть специализированных мастерских, соответствующих профилю работы ремонтного персонала. Полнота проработки этих вопросов в проекте целиком зависит от Заказчика.

9.3. Рациональное использование водных ресурсов

В задачу эксплуатационной организации входит обязанность наиболее полного использования водно-энергетических ресурсов. Все гидростанции России руководствуются «Правилами использования водных ресурсов водохранилищ», утверждаемыми Министерством природных ресурсов страны для каждого или группы (каскада) водохранилищ. Этими Правилами определяются граничные параметры водохранилищ (УВБ, навигационные расходы, расходы санитарного попуска и др.). **Санитарный попуск** – это минимальный расход в реке, обеспечивающий разбавление сточных вод до санитарных норм. Цель указанных Правил – наиболее полное удовлетворение требований энергосистемы и других водопользователей в водных ресурсах.

В результате учёта требований всех заинтересованных организаций составляется диспетчерский график наполнения – сработки водохранилищ. Он является главным нормативным документом для ГЭС при регулировании параметров энергосистемы и покрытия графика её нагрузки. На рис. 9.3 представлен график расчетных режимов водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС для разной водности лет. На рисунке показаны размеры холостых сбросов воды в многоводный год и соответствующие потери выработки электроэнергии.

Учитывая очень низкую достоверность **долгосрочных прогнозов** приточности реки, питающей водохранилище, персонал ГЭС должен наряду с соответствующими службами энергосистемы и организациями федеральной гидрометеослужбы составлять варианты прогнозных графиков *режима водохранилища* с целью максимального использования водных ресурсов на производство электроэнергии, соблюдая указанные выше Правила.

Для ГЭС с водохранилищами годичного регулирования, особо сложными для рационального использования водных ресурсов, являются маловодные и многоводные годы. Предсказание (прогноз) природных гидрологических явлений – исключительно сложная задача. Опыт в этом накапливается годами, оптимальное распределение водных ресурсов в этих

условиях приносит большой экономический эффект. В маловодный год своевременный переход на пониженные расходы в нижнем бьефе позволит максимально накопить водохранилище и создать запас для осенне-зимнего максимума нагрузки. В многоводный год своевременная корректировка графика производства электроэнергии с увеличением её до максимально возможной в период от начала половодья и до его спада принесёт большую дополнительную прибыль.

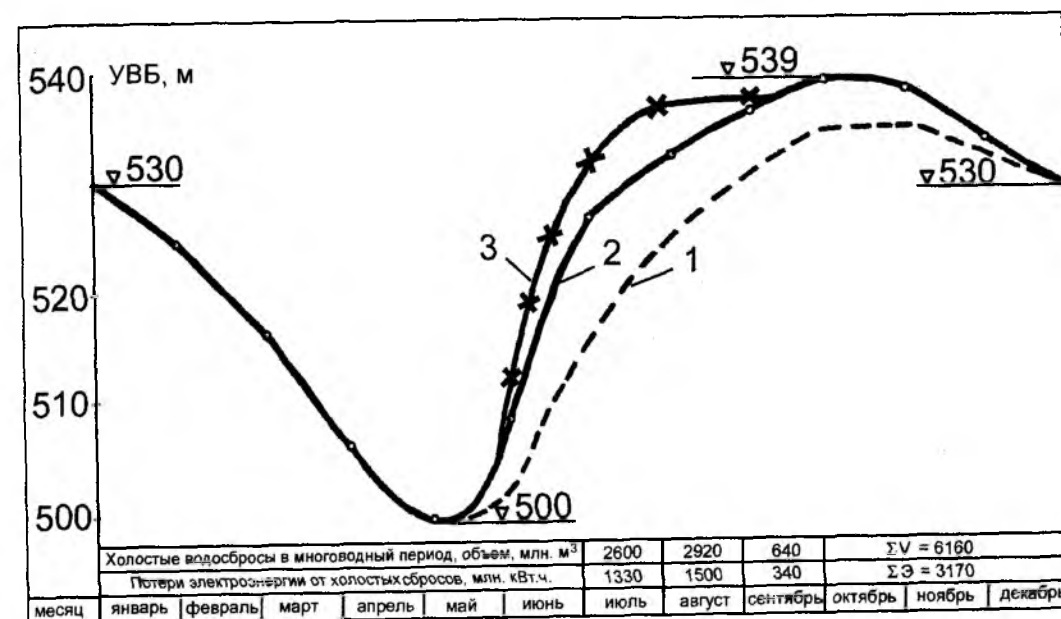


Рис. 9.3 Режим водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС

- 1 – кривая маловодного года при притоке обеспеченностью 95%;
- 2 – кривая средневодного года при притоке обеспеченностью 50%;
- 3 – кривая многоводного года при притоке обеспеченностью 5%

Учёт многих обстоятельств в период наполнения водохранилища, в особенности в многоводные годы, относится к своего рода искусству эксплуатационного персонала. Интенсивность наполнения водохранилища может ограничиваться предельными возможностями гидротехнических сооружений. Сброс излишней воды (холостые сбросы) определяется также возможностями ГТС и условиями водопользователей на прибрежных территориях. Стремление к максимальной загрузке агрегатов должно ограничиваться их физическими возможностями, определяемыми характеристиками, а кроме того, необходимо организовать так ремонтно-профилактическую кампанию, чтобы быть уверенным, что в период половодья не возникнет дефектов, требующих остановки агрегатов. Преждевременные холостые сбросы создают риск не заполнить водохранилище, поскольку предсказуемость половодий очень низкая. Опоздание с началом **холостых сбросов** увеличивает риск, связанный в последующем не только с большим

объёмом сброса воды, но и с тем, что сброс воды будет происходить при более высоких напорах, т.е. с большими удельными нагрузками на водосбросные сооружения и возможными их повреждениями, а также с резким увеличением уровней в нижнем бьефе по сравнению с бытовыми. Стремление наполнить водохранилище до максимально возможного уровня в половодье может не позволить принять в водохранилище летне-осенние дождевые паводки, которые вообще не прогнозируются, и тогда вновь может возникнуть необходимость в холостых сбросах. Всё это показывает насколько сложным и ответственным является выбор режима водохранилища.

Режимы водохранилищ суточного и многолетнего регулирования также имеют свои особенности. В каждом конкретном случае они должны тщательно прорабатываться проектной организацией.

Организация режима водохранилища должна учитывать все сезонные природные явления, присущие району гидроузла, т.е. всё, что связано, например, с ледоставом, ледоходом, миграцией сора и воздействием их на решётки турбин, на затворы и т.п.

9.4. Эксплуатация и ремонт гидротехнических сооружений

9.4.1. Организация контроля безопасности ГТС

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварии на ГЭС, в особенности прорыв напорного фронта, могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы эксплуатации по обеспечению безопасности ГТС регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» (в редакции от 23.07.97 №117 ФЗ).

В Федеральном законе:

- введены основные понятия и определения;
- сформулированы полномочия и обязанности в области безопасности ГТС правительства РФ, органов исполнительной власти субъектов РФ, органов надзора и собственника (службы эксплуатации ГЭС);
- даны принципы страхования гражданской ответственности за причинение вреда и т.д.

***Примечание.** За последние 30 лет большинство развитых стран мира разработало собственную законодательную базу обеспечения безопасности ГТС. Например, конгрессом США «Акт о безопасности плотин» был принят в 1973 году после аварии на плотине Титон.*

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Гидротехнические

сооружения ГЭС оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА), и в состав эксплуатационного персонала входят специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводят группы, входящие в состав гидротехнического цеха, на крупных ГЭС – это могут быть лаборатории гидротехнических сооружений на правах цеха (см. рис. 9.1.).

Понятия **безопасность, риск, надёжность** и т.п. столь многозначны и употребляются в столь разных ситуациях, что потребовалось их уточнить, конкретизировать применительно к ГТС и включить в текст Федерального закона.

Безопасность гидротехнических сооружений – это свойство гидротехнических сооружений, позволяющее обеспечить защиту жизни, здоровья и законных интересов людей, окружающей среды и хозяйственных объектов.

Согласно статье 8 Федерального закона основное требование к безопасности ГТС – это обеспечение допустимого уровня риска аварий. **Допустимый уровень риска аварий** – это значение риска аварий гидротехнического сооружения, установленное нормативными документами.

Вычислить количественно уровень и, тем более, задать численно допустимый уровень риска является сложной задачей, не решенной однозначно по настоящее время (ряд предложений на эту тему приводится в гл.10).

Известен ряд предложений по определению такого обобщенного показателя состояния ГТС, как уровень риска. Например, в вероятностной форме риск – вероятность возникновения аварии за определенный период (например, за нормативный срок эксплуатации сооружения). Вероятностный подход к определению допустимого уровня риска должен опираться на статистику отказов конструкций существующих гидротехнических сооружений. Однако ГТС достаточно надежны, аварии на них чрезвычайно редки, конструкции весьма разнообразны, поэтому набрать представительную выборку из числа происшедших аварий на ГТС и по ней назначить допустимый уровень риска для ГТС определенной конструкции практически невозможно. Гораздо большая статистическая информация имеется по чрезвычайным ситуациям (ЧС) природного происхождения (землетрясениям, наводнениям, цунами, торнадо и т.п.). Если сопоставить аварию на ГЭС или АЭС с некоторой природной ЧС (например, землетрясением определенной балльности, вероятность возникновения которого удастся корректно вычислить), то в качестве допустимого риска аварии на ГЭС или АЭС можно принять вероятность такую же (или несколько меньшую), чем для сопоставимой природной ЧС. В практике проектирования АЭС такой подход регламентирован. При вероятностном подходе допустимый уровень риска аварии на ГТС принимается равным или меньшим 10^{-4} (то есть возможна одна авария в 10 тысяч лет).

Поскольку ни одно из предложений по вычислению уровня риска аварии до настоящего времени не стало общепринятым, строгое однозначное определение в законе было опущено и было принято, что:

- на стадии проекта считать уровень риска допустимым, если сооружение запроектировано в соответствии с действующими строительными нормами и правилами;
- на стадии эксплуатации уровень риска считается допустимым, если сооружение отвечает всем требованиям проекта и по всем диагностическим показателям не превышены предельно допустимые (критериальные) значения.

Тем самым, впредь до разработки и внедрения общепринятой методики определения комплексного показателя состояния ГТС – уровня риска аварии, этот показатель непосредственно вычислять не обязательно, однако сформулированы требования, при которых этот показатель считается допустимым.

Отсутствие общепринятого и закреплённого нормами единого для гидроузла в целом количественного показателя уровня риска не означает, что ни в прошлом, ни в настоящее время не производится количественная оценка безопасности ГТС. Количественная оценка безопасности ГТС производится по многим показателям (параметрам) – параметрическая оценка. Измеренные на сооружении показатели (параметры) сравниваются с их прогнозируемыми и предельно допустимыми (критериальными) значениями.

Критерии безопасности гидротехнического сооружения – это предельные значения количественных и качественных показателей состояния гидротехнического сооружения, соответствующие допустимому уровню риска аварии гидротехнического сооружения и утверждённые в установленном порядке федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими государственный надзор за безопасностью гидротехнических сооружений.

Контролируемые показатели – это измеренные на данном сооружении с помощью технических средств контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) или вычисленные на основе измерений количественные параметры, а также качественные признаки состояния ГТС, выявляемые путем осмотра сооружений.

Диагностические показатели – это наиболее значимые для оценки безопасности и диагностики состояния ГТС контролируемые показатели, позволяющие дать оценку безопасности и состояния системы «сооружение – основание – водохранилище» в целом или отдельных ее элементов.

***Примечание.** Техническая диагностика – отрасль технических наук, предназначенная для оценки состояния и надежности технических систем (станков, механизмов, летательных аппаратов) без их остановки и разборки. В различных областях техники техническая диагностика имеет свои особенности и задачи.*

Гидротехнические сооружения являются элементами уникального природно-технического комплекса, и для них имеются свои методы технической диагностики, которые будут схематично рассмотрены ниже, в п. 9.4.2.

Согласно требованиям Федерального закона каждый гидроузел имеет специальный документ – «Декларацию безопасности», содержащую основные сведения о соответствии гидротехнического сооружения критериям безопасности. Только при наличии «Декларации безопасности», прошедшей государственную экспертизу, сооружение включается в Регистр и собственнику выдается лицензия (разрешение) на эксплуатацию гидроузла. Содержание «Декларации безопасности» устанавливает Правительство Российской Федерации.

Первая редакция «Декларации безопасности» разрабатывается на основе проектных материалов. В дальнейшем раз в пять лет «Декларация» пересматривается, критерии безопасности корректируются и уточняются с учётом данных натурных наблюдений за сооружениями, накопленных в течение пяти лет эксплуатации. Пересмотру «Декларации» предшествует обследование гидротехнических сооружений комиссией экспертов, назначаемой органами надзора.

***Примечание.** В настоящее время Правительством РФ функции государственного надзора возложены на специальный департамент министерства энергетики РФ (Госэнергонадзор). Органы надзора проводят периодически инспекционные проверки выполнения собственником положений «Декларации».*

Оперативный контроль безопасности сооружений, как уже отмечалось, производится эксплуатационным персоналом ГЭС соответствующего цеха либо лаборатории.

Очень важное значение имеет визуальный контроль за гидротехническими сооружениями (наблюдения за состоянием земляных откосов плотин, осмотр поверхностей бетонных и железобетонных конструкций на предмет возникновения трещин, выявление возникающих протечек воды и контроль за изменением существующих выходов фильтрующей воды, визуальная оценка мутности или её усиления в местах фильтрации и т.п.). Все накопленные данные визуальных наблюдений также являются диагностически ценными параметрами и должны лечь в основу создания **экспертных систем**.

Важно проводить не только регулярные осмотры надводных сооружений, но и подводные наблюдения за состоянием ГТС (понуры, бетонные массивы, рисбермы, гасительные устройства и т.п.) либо с помощью водолазов, либо с использованием телевизионной техники.

9.4.2. Техническое, информационное и методическое обеспечение контроля безопасности ГТС

Проект оснащения сооружений контрольно-измерительной аппаратурой является обязательной составной частью общего проекта гидроузла. Во время строительства в сооружение закладываются датчики и марки (знаки), с помощью которых в дальнейшем измеряются контролируемые показатели.

Кроме датчиков и марок в состав технических средств контроля входят приёмно-вызывные устройства, инициирующие работу датчиков и принимающих сигналы от них. На крупных гидроузлах должны создаваться системы автоматизированного контроля гидротехнических сооружений (САК ГТС), которые включают в себя ядро системы (обычно персональную ЭВМ), связанное линиями связи (кабелями) с терминалами (накопительными станциями), а те, в свою очередь, через коммутаторы и линии связи соединены с датчиками. САК ГТС обеспечивают автоматизированный сбор, передачу, хранение и обработку данных измерений. Технические средства контроля в процессе эксплуатации пополняются и совершенствуются.

Примечания: 1. Устройство и работа технических средств контроля и организация натурных наблюдений будут рассмотрены в специальном курсе и на практических занятиях. Здесь отметим лишь основной принцип, на котором работают датчики. Большинство датчиков, используемых при контроле состояния ГТС, работает на принципе «электрических измерений неэлектрических величин». Например, известно, что частота колебаний струны меняется в зависимости от силы её натяжения, и при одной и той же силе натяжения частота (период) колебаний струны – величина постоянная. В струнных датчиках для измерения температурных или иных деформаций используется это свойство струны. Основным элементом струнного датчика – струна, заключенная в цилиндрическую оболочку. В цилиндре рядом со струной находится катушка (электромагнит). Датчик закладывается в тело плотины при укладке бетона. При нагревании бетон плотины расширяется, удлиняется вместе с бетоном и струна (меняется её натяжение). Периодически на катушку (электромагнит) подаётся электрический импульс, который возбуждает колебания струны, частота которых регистрируется и по тарировочной кривой показания датчика пересчитываются в деформации.

2. Учитывая, что часть датчиков КИА должна закладываться непосредственно в бетон в момент его укладки и уплотнения, технические службы надзора (техинспекция строительной организации, авторский надзор проектной организации и служба технического надзора Заказчика) должны очень строго следить за соблюдением технологии строительного производства, а затем на протяжении длительного времени обеспечить контроль за сохранностью датчиков и их коммуникаций. Здесь необходимо принять во внимание то, что от момента закладки датчиков КИА до их использования иногда проходит несколько лет. Это исключительно ответственный период для соответствующих служб, отвечающих за бесперебойную работу КИА.

Система контроля состояния ГТС, обычно, включает несколько подсистем. Основными подсистемами являются:

- подсистема контроля внешних нагрузок и воздействий (уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, температур окружающей воздуха и воды);
- подсистема контроля перемещений прецизионными (точными) геодезическими методами (плановых и вертикальных смещений характерных точек сооружения, взаимных перемещений отдельных сооружений на их стыках и в швах);
- подсистема контроля напряженно-деформированного состояния (для измерения температур, деформаций и вычисления напряжений);
- подсистема фильтрационного контроля (для измерения фильтрационных расходов, пьезометрических напоров фильтрующейся воды и ее химического состава);
- подсистема контроля качества воды в водохранилище и в нижнем бьефе гидроузла.

В сейсмически активных районах должны создаваться автоматизированные системы сейсмометрического контроля.

Информационное и программное обеспечение диагностического контроля состоит из баз данных, в которых хранятся данные натурных наблюдений, а также из программ обработки и анализа данных измерений на ЭВМ. На основе анализа данных натурных наблюдений службы эксплуатации ГЭС (с привлечением на подрядной основе научно-исследовательских и проектных организаций) должны периодически выпускать отчеты, в которых необходимо обобщать и анализировать данные натурных наблюдений за рассмотренный период.

В последние годы для оценки состояния крупных гидротехнических сооружений разрабатываются экспертные системы – специальные программно-диагностические комплексы, в состав которых входит не только база данных и программы обработки данных отдельных натурных измерений, но также содержатся такие компоненты как база знаний и «машина логического вывода». База знаний, как правило, представляет собой набор правил, выработанных на основе мнений экспертов. С помощью выработанных правил и некоторых, заложенных в экспертную систему алгоритмов логического вывода, оценивается состояние сооружения. Экспертные системы не только формулируют оценку состояния сооружения, но и разъясняют пользователю, почему сделан тот или иной вывод. Однако экспертные системы могут служить лишь вспомогательным средством оценки состояния сооружения. Окончательное решение остается за специалистами, отвечающими за контроль состояния сооружений.

Методическое обеспечение натурных наблюдений (свод правил, инструкции, методические указания, рекомендации) разрабатывается отраслевыми научно-исследовательскими и проектными институтами (ВНИИГом, НИИЭС, Гидропроектом, ВНИИЭ, ВТИ и другими).

До появления Федерального закона в 1997 году основным методическим документом, регламентирующим порядок и методику проведения натурных наблюдений, были «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ). С 1998 года начался пересмотр старого методического обеспечения в свете требований нового закона. Приводимая ниже схема диагностического контроля опирается на новую частично пересмотренную методическую базу, в частности, на «Методику определения критериев безопасности ГТС».

Для каждого сооружения с учётом особенностей его работы и имеющихся технических средств контроля из всей совокупности контролируемых показателей (всех измеряемых и вычисляемых по измеренным данным параметров) выбираются наиболее полезные и значимые (диагностические) показатели, по которым производится оперативная оценка состояния сооружения.

Оценка производится в циклическом режиме путём сравнения на каждом цикле проверки измеренных (вычисленных по измеренным) значений диагностических показателей с их предельно допустимыми (критериальными) значениями и с ожидаемой (прогнозируемой) на момент проверки величиной этого показателя.

В соответствии с рекомендациями «Методики» принято различать три группы возможных состояний ГТС при их эксплуатации:

- *нормальное* (исправное);
- *потенциально опасное* (частично неисправное, поврежденное, частично работоспособное, параметрический отказ);
- *предаварийное* (неработоспособное состояние, отказ).

Возможно (но недопустимо) четвертое состояние – *аварийное состояние*.

Три группы состояний разделяют две границы, две группы предельно допустимых (критериальных) значений:

- K1 – предупреждающие критерии, задают границу между нормальным и потенциально опасным состояниями;
- K2 – критерии безопасности, задают границу между потенциально опасным и предаварийным состояниями.

Нормальное (исправное) – это состояние, при котором сооружение соответствует всем требованиям нормативных документов и проекта; в нормальном состоянии значения всех диагностических показателей попадают в прогнозируемый интервал и не превышают своих критериальных значений K1 (предупреждающих критериев).

Потенциально опасное – это состояние сооружения, при котором значение хотя бы одного диагностического показателя вышло за пределы прогнозируемого интервала или превысило критериальное значение K1 (но не превзошло критерия безопасности K2). Выход за пределы прогнозируемого

интервала или превышение критериального значения K1 сигнализирует об отклонении от нормальной работы и наличии повреждения (или об ошибочности критериев и прогнозных моделей).

Предаварийное – это состояние сооружения, при котором значение хотя бы одного диагностического показателя стало большим (меньшим) соответствующего критерия безопасности K2.

Если состояние сооружения диагностируется как нормальное, то можно продолжать эксплуатировать, не принимая дополнительных мер. Если состояние сооружения признано потенциально опасным, то в этом случае считается, что угроза прорыва напорного фронта еще отсутствует, однако в сооружении возникла неисправность, которую следует найти и устранить. Собственник (служба эксплуатации) имеют право самостоятельной эксплуатации сооружения в течение некоторого объективного времени (вплоть до устранения неисправности). Однако собственник обязан принять соответствующие меры. В их числе: разработать специальные щадящие режимы эксплуатации, приступить к поиску и устранению повреждения, самостоятельно или с привлечением экспертов оценить достоверность измерений, прогнозных моделей и критериальных значений.

Если состояние сооружения отнесено к предаварийному, и существует угроза прорыва напорного фронта, то собственник обязан оповестить об этом органы надзора, он теряет право самостоятельной эксплуатации сооружения, и решение о дальнейшей эксплуатации или выводе из эксплуатации принимается органами надзора за безопасностью ГТС.

Первоначальные критериальные значения K1, K2 и прогнозных модели, которыми пользуется служба эксплуатации, передаются ей проектной организацией и входят в состав «Декларации безопасности» и «Инструкций по эксплуатации». В дальнейшем, при пересмотре «Декларации безопасности» критерии и прогнозных модели корректируются с учетом данных натурных наблюдений, и новые значения утверждаются органами надзора.

Примечания:

1. Старая методика контроля, регламентированная ПТЭ, была значительно проще и предполагала два возможных состояния сооружения – исправное и неработоспособное, т.е. одну группу критериев (предельно допустимых значений). Образом старого контроля была шкала с красной чертой, по которой движется стрелка. В зависимости от внешних условий (нагрузок и воздействий) меняется значение диагностического показателя и «стрелка» передвигается. Но при этом стрелка не должна заходить за красную черту. Пока стрелка не заходит за «красную черту» – сооружение исправно.

Однако такой простейший подход не отвечал ни требованиям Федерального закона, ни реальной практике эксплуатации ГТС.

Федеральный закон требует заблаговременного принятия мер по недопущению аварий. Для гидротехнических сооружений характерен

постепенный (накопительный) отказ, начинающийся с отклонения от нормальной работы. Имеющиеся на гидротехнических сооружениях средства контроля позволяют заблаговременно обнаружить отклонения от нормальной работы, принять соответствующие меры и, тем самым, выполнить требование Федерального закона о заблаговременном принятии мер по недопущению аварии.

2. Федеральный закон лишает собственника права самостоятельной эксплуатации неисправного сооружения. Абсолютно исправных сооружений на практике мало. Если не ввести промежуточного потенциально опасного состояния и считать (как в старой схеме), что любое отклонение от нормальной работы делает сооружение неисправным, то это формально лишает собственника права самостоятельной эксплуатации. Тогда, согласно букве закона, почти все ГТС пришлось бы эксплуатировать под контролем органов надзора.

3. Простейшей моделью новой схемы контроля является шкала, по которой передвигается желтый зайчик, имеющий некоторый размер (прогнозируемый интервал контролируемых параметров) и нанесена красная черта. Стрелка должна попадать в жёлтый зайчик (в прогнозируемый для условий проверки интервал) и в то же время не заходить за красную черту. Если стрелка не попадает в жёлтый зайчик, т.е. перешла за его пределы, но и не достигла красной черты, то это означает, что работа сооружения отклонилась от нормальной (прогнозируемой) и состояние сооружения потенциально опасно.

Если стрелка перешла красную черту, то состояние сооружения **предаварийное**.

Методы построения прогнозных моделей и определений критерийных значений будут рассмотрены в специальном курсе.

9.4.3. Ремонт гидротехнических сооружений

Принимаемые инженерные решения по типам, размерам, конструкциям ГТС должны в максимальной степени исключать возможность их повреждений. В то же время при проектировании гидротехнических сооружений должны максимально прорабатываться вопросы *ремонтнопригодности* ГТС, учитывая, что любое строительство ГЭС является нетиповым и ведется в разных климатических, сейсмических, геологических, гидрологических, топографических и в тому подобных, часто не повторяющихся природных условиях. А, кроме того, ряд лет, в течение которых ведется наблюдение за природными характеристиками района строительства ГЭС, бывает недостаточно полным и продолжительным по сравнению с тем, что возводимым сооружениям предстоит служить 100-300 лет. Поэтому отсутствие исчерпывающих знаний как в области природных условий, так и в области инженерных расчетов, которые совершенствуются лишь по мере накопления данных, получаемых по результатам натурных наблюдений за ГТС,

приводит к тому, что в процессе эксплуатации возникает необходимость проводить ремонт ГТС, иногда существенный по объемам работы, вплоть до восстановления полностью разрушенного ГТС.

На малых и средних ГЭС необходимо предусматривать возможность опорожнения водохранилища для проведения крупных ремонтных работ на ГТС, а также коренной их реконструкции.

На крупных ГЭС с высокими плотинами разработать схему полного опорожнения водохранилища по разным причинам достаточно сложно, поэтому необходимо предусматривать возможность проведения наиболее вероятных ремонтных работ на ГТС, находящихся под напором воды.

Наиболее часто встречающимися повреждениями в земляных сооружениях являются просадки, промоины, сползание откосов, усиленная проницаемость экранов, ядер, диафрагм, заиливание дренажных систем и пьезометрических устройств, и т.п.

В бетонных и железобетонных сооружениях часто разрушается защитный слой бетона в зонах переменного уровня воды, образуются трещины в массивах плотин и их элементах, возникает абразивный и кавитационный износ поверхностей водосбросов, коррозионный износ металлоконструкций, выход из строя элементов подземного противофильтрационного контура плотин и др.



Рис. 9.4 Разрушение дна и стен водосбросов

При ремонте сильно разрушенного поверхностного слоя бетона массивного сооружения (рис. 9.4.) необходимо удалить поврежденную часть

бетона до здоровой, но не менее 0,5-1,0 м, что позволит установить анкера, дополнительную арматурную сетку и т.п., а также качественно проработать бетонную смесь новой укладки в слое между опалубкой и массивом. Неглубокие места (каверны) обычно заделываются полимерными материалами на основе эпоксидных смол.

При возникновении разрушений целых конструктивных элементов требуется выполнить специальный проект производства работ по их восстановительному ремонту с привлечением проектной организации. Примером такой сложной работы является восстановление водобойного колодца Саяно-Шушенской ГЭС или ликвидация крупных размывов русла отводящего канала с разрушением части рисбермы, например, на Волжской ГЭС (г. Жигулевск) в результате недостатков в проектировании этих сооружений (рис. 9.5).

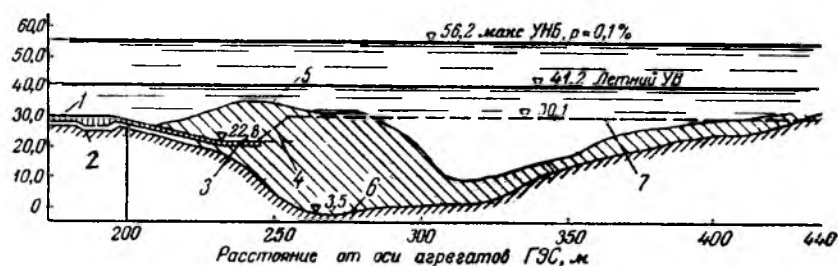


Рис. 9.5 Продольный профиль дна отводящего канала Волжской ГЭС (г. Жигулевск)

1 – бетонное крепление рисбермы; 2 – трехслойный фильтр; 3 – проектное положение гибкой части рисбермы; 4 – проектная каменная пригрузка; 5 – ремонтная каменная отсыпка; 6 – поверхность размыва русла; 7 – проектная отметка дна канала

Учитывая важность рассматриваемого вопроса остановимся подробно на двух конкретных случаях крупных восстановительных ремонтных работ, проведенных в водобойном колодце и в теле плотины Саяно-Шушенской ГЭС.

Схема сопряжения бьефов при пропуске холостых сбросов на Саяно-Шушенской ГЭС выполнена путем устройства водобойного колодца, имеющего трапециевидную форму длиной по оси 144,8 м и ширину в плане у плотины 130,7, сужающуюся до 112,6 м у водобойной стенки.

Дно водобойного колодца было закреплено уложенными на бетонную подготовку армированными плитами. Равномерно плиты были прикреплены к скальному основанию простыми анкерами. Между плитами были установлены шпонки, которые должны были препятствовать проникновению гидростатического и гидродинамического давления в подплитное пространство. Фактически на практике избежать этого не удалось, и крепление было разрушено (рис. 9.6). Ширина зоны повреждения составляла 25-30 м, длина 60-65 м, глубина до 10 м. Объем вынесенного потоком бетона составлял около 10 тыс. м³. Общий объем поврежденного бетона, который необходимо было

удалить, составил 53,2 тыс. м³ или 12,3% из общего геометрического объема водобойных устройств, в том числе 10 тыс. м³, вынесенных потоком.



Рис. 9.6 Внешний вид разрушенного водобойного колодца Саяно-Шушенской ГЭС

а) – площадь разрушения; б) – вынос плит крепления дна со своих мест

На рис. 9.7, а представлены наиболее характерные три зоны разрушения водобойного колодца. Общая площадь разрушений около 80%. В зоне I были наибольшие повреждения с полным разрушением плит крепления, а также бетонной подготовки и скалы ниже подошвы бетонной подготовки (рис. 9.7, б)

на глубину до 7 м. В зоне II были полностью разрушены плиты и частично бетонная подготовка. Анкера $\varnothing 50$ мм были разорваны в местах на 20 см выше устья скважин в скале с характерной формой обрыва – с образованием шейки меньшего диаметра, – это означает, что наступил предел текучести металла анкера. В зоне III поверхности плит на значительной площади были разрушены до арматурных сеток, часть плит в плане и по высоте были смещены, а некоторые были выброшены потоком со своих мест (рис. 9.6, б).

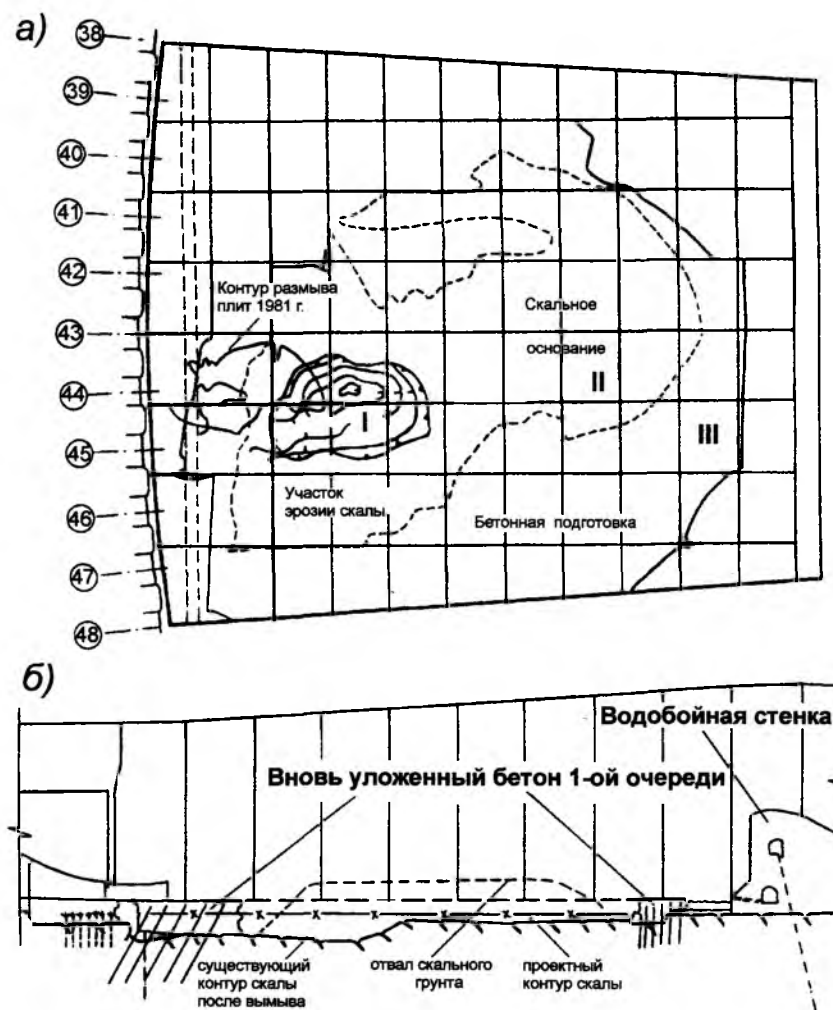


**Рис. 9.7 а) Схема разрушения дна водобойного колодца
Саяно-Шушенской ГЭС**

б) Разрез по водобойному колодцу

I – зона наибольших разрушений вместе со скалой;
II – зона разрушения плит и частично бетонной подготовки;
III – плиты разрушены до арматурной сетки и часть выброшена со своих мест

Ремонт водобойного колодца выполнялся в несколько очередей, поскольку время, возможное для производства работ, могло предоставляться, лишь начиная с глубокой осени и в течение всей зимы (когда уже нельзя ожидать холостых сбросов из-за половодий и паводков). Этого времени не хватало для выполнения всего объема работ за один сезон, что создавало организационные трудности, а, кроме того, этот же период технологически неблагоприятен для бетонных и цементационных работ. Над блоками вынуждены были сооружать тепляки. Еще более усложняло работы поступление воды через скальное основание под напором нижнего бьефа.

Основные технические решения, которые легли в основу ремонтных работ водобойного колодца, сводились к следующему: размер плит (столбов) крепления дна в плане был сокращен вдвое; в межблочные швы закладывалась цементационная арматура для улучшения качества инъецирования раствора в швы, а также использовалось трубное охлаждение блоков для большего раскрытия швов и улучшения условий их омоноличивания; был учащен шаг анкеров, а в двух рядах были установлены предварительно-напряженные анкера на глубину до 20 м; для обеспечения совместной работы блоков в швах были установлены опорные бетонные шпонки, а в швах свежееукладываемых блоков – еще и металлические шпонки.

Несмотря на принятые исчерпывающие меры по улучшению технологии работ, обеспечить герметизацию, исключаящую проникновение гидродинамического давления в швы между блоками, не удалось, что было выявлено натурными исследованиями, поэтому водобойный колодец разрешено использовать лишь в щадящем режиме. Для обеспечения пропуска высоких половодий будет сооружаться резервный водосброс.

По тем же причинам недостатков проектирования из-за отставания расчетных моделей от опережающей инженерной строительной практики растянутая зона напорной грани плотины Саяно-Шушенской ГЭС оказалась значительно больше и напряженно-деформированное состояние её хуже, чем предполагалось проектом. При этом необходимо отметить, что на данном высоконапорном гидроузле, как и на всех подобных ему с высокими плотинами в России, не предусматриваются водосбросы по опорожнению водохранилищ из-за очень сложных и тяжелых гидравлических, а также прочностных условий, в которых должны содержаться и крайне редко работать водосбросные устройства и их затворы. Таким образом, ремонт необходимо было вести в условиях напорной и высокоскоростной фильтрации. Промедление с работами по прекращению фильтрации было недопустимо из-за неизбежной деградации бетона в зоне тела плотины с нарушенной сплошностью (монолитностью), где возникла сеть трещин.

Во избежание суффозии бетона растянутой зоны в ней была проведена инъекция цементным раствором по традиционной технологии с использованием цемента, а также с применением полиуретана. Ни тот, ни другой способ не привел к положительному результату из-за очень высокой скорости воды в трещинах. Для решения проблемы была разработана

нетрадиционная в отечественной практике технология инъектирования бетона с применением нетрадиционных полимерных материалов типа «Родур». Использование новой бурильной и нагнетательной техники с применением «Родура» и инъектирование по специально разработанной схеме позволили надежно заполнить трещиноватую зону бетона с хорошей адгезией материала с бетоном. Раствор, обладая высокой вязкостью, имеет хорошую проницаемость, низкое поверхностное натяжение, инертность к воде и способность быстро отвердевать при низких температурах, при этом по сравнению с бетоном достаточно эластичен (модуль упругости 3500-5000 МПа).

Сложность инъектирования напорной грани, проводившейся в пределах первого столба, заключалась в том, что необходимо было варьировать между тем, чтобы иметь как можно большее раскрытие трещин и благодаря этому обеспечить максимальную полноту их заполнения, с другой стороны не превысить давление инъектирования, что могло ухудшить напряженно-деформированное состояние плотины. Необходимо было обеспечить почасовой контроль за перемещениями инъектируемого массива и соседних секций на разных отметках. Контроль состояния плотины в момент инъектирования и координация технологических приемов ремонтников лег полностью на службу эксплуатации, которая разрабатывала и технические условия совместно с проектной организацией на проведение ремонтных работ, и схему установки дополнительных щелемеров. Один из видов эксплуатационного контроля ремонтных работ и его результаты представлены на рис. 9.8, где заштрихована зона инъектирования.

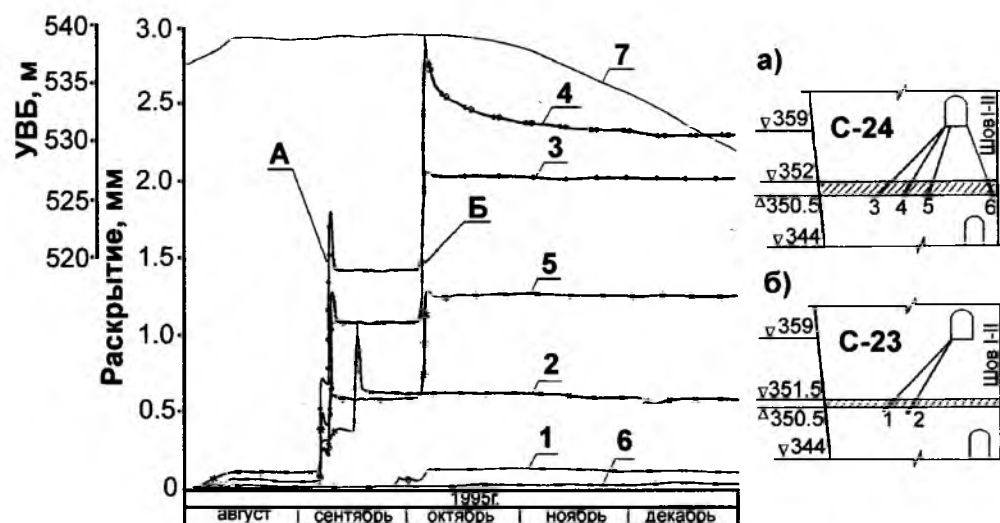


Рис. 9.8 График раскрытия трещин в растянутой зоне в период инъектирования

а и б – схема расположения щелемеров в двух секциях; 1, 2, 3, 4, 5, 6 – номера дополнительных щелемеров и их показания; 7 – уровень верхнего бьефа; А – первоначальная инъекция; Б – повторная инъекция (в октябре)

Кроме указанных особенностей, связанных с ремонтом зон бетона с нарушенной монолитностью, необходимо было в проекте производства работ тщательно прорабатывать вопросы по приготовлению материалов для инъектирования, отвечающих необходимым физико-химическим и экологическим свойствам, по подбору буровой, смесительной и нагнетательной техники, соответствующей технологическому процессу (скорость и качество бурения; давление и производительность нагнетания раствора; вязкость, адгезия и скорость твердения материала, технологичность его при транспортировке и хранении, опорожнении из нагнетательных систем; безопасность технологии инъектирования для персонала и окружающей среды и т.п.

На этом же гидроузле была выполнена уникальная (впервые в мире) работа по ремонту разуплотненного скального основания под напорной гранью плотины. До этого нигде в мире по технологии подобной той, что была разработана для инъектирования бетона, работы по подавлению фильтрации через основание не проводились.

Проект производства работ предусматривал два этапа. На первом этапе при УМО по определенной схеме расположения скважин заполнялись путём инъектирования промытые трещины и пустоты в скальном основании и цементационной завесе. На втором этапе при УВБ, близком к НПУ, инъекция проводилась, когда трещины максимально раскрыты.

Влияние инъектирования на напряженно-деформированное состояние системы «плотина – основание» также тщательно контролировалось по контрольно-измерительной аппаратуре.

После окончания работ были пробурены контрольные скважины, а также извлечены керны из массива отремонтированных зон бетона и основания. Исследование кернов показало хорошую заполняемость трещин и хорошую адгезию материала инъекции со скалой. На рис. 9.9 представлен внешний вид керна, выбуренного из тела плотины.

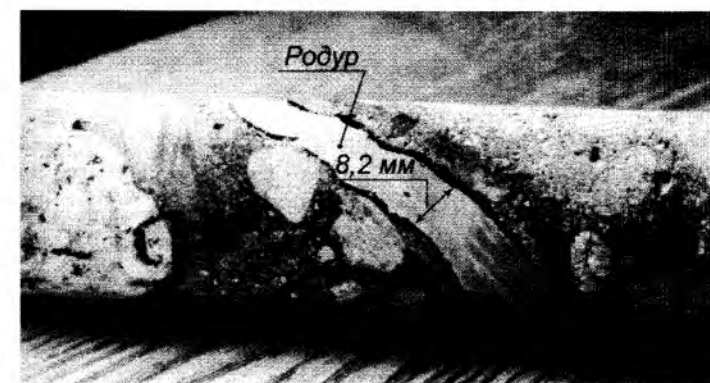


Рис. 9.9 Внешний вид керна, выбуренного из растянутой, отремонтированной зоны бетона плотины Саяно-Шушенской ГЭС. Хорошо виден «Родур», заполнивший трещину

Эффективность работ по ремонту бетона плотины, цементационной завесы и скального основания была доказана тем, что фильтрация через тело плотины в ремонтируемой зоне сократилась в 100 раз, а в основании – в 2 раза.

Этот пример показывает, насколько ответственным и сложным является проектирование и строительство гидротехнических сооружений и насколько от изученности проблемы и качества проекта зависят надежность дальнейшей эксплуатации сооружений и затраты на их ремонт (затраты на ремонт колодца составили около 63% от годовой выручки ГЭС за отпущенную электроэнергию).

На тех гидроузлах, где возможно полное опорожнение водохранилищ, доступными для ремонта являются понурная часть, напорная грань со стороны водохранилища и другие элементы ГТС, что позволяет выполнять крупные ремонтные работы, вплоть до пристройки дополнительных массивов и т.п.

На грунтовых сооружениях при усилении водопроницаемости экрана, диафрагмы или ядра применяют для ремонта также инъектирование цементными, глинистыми или синтетическими растворами. В некоторых случаях отсыпают на напорную грань глину или суглинистые грунты, иногда забивают дополнительные шпунтовые стенки параллельно существующей диафрагме или шпунтовой завесе.

Для устранения местной суффозии на низовых гранях грунтовых плотин обычно отсыпают два – три слоя обратного фильтра, если нет других причин для явления выноса частиц грунта. Явление суффозии всегда требует тщательного исследования, поиска первопричины и её быстрого устранения, поскольку этот процесс может носить лавиноопасный характер, что за короткий период приведет к разрушению грунтовой плотины.

Любому ремонту, прежде чем его начинать, должно предшествовать тщательное изучение причин повреждения, а при разработке технологии ремонта необходимо руководствоваться принципом «не навреди», особенно это касается конструкций, ремонт которых приходится вести при напряженном их состоянии.

9.5. Эксплуатация и ремонт оборудования

9.5.1. Эксплуатация гидротурбин

Повторим, что в состав турбины входит много равно ответственных элементов, узлов и аппаратов: спиральная камера, статор, рабочее колесо (РК), направляющий аппарат (Н.А.), крышка турбины, подшипники, отсасывающая труба (для ГАЭС отсасывающе-всасывающая труба), маслонапорная установка (МНУ), регулятор частоты вращения, устройства автоматики и гидромеханических защит.

Мы уже отмечали, что объём эксплуатационной работы включает в себя очень широкий круг задач и она охватывает период, начало которого не ограничивается первым пуском турбины в действие.

В существующей нормативной документации – ПТЭ, ПТБ, инструкциях по эксплуатации завода-изготовителя, проектной и эксплуатирующей организаций, и других, указания об эксплуатации турбин относятся к моменту пуска их в работу после монтажа. На самом же деле на эффективность турбин в эксплуатации оказывает существенное влияние самая ранняя стадия – их создание. Основным документом для приобретения турбины на заводе для Заказчика являются технические условия (ТУ) на поставку турбин, в которых определяются все их параметры. Проектные институты и конструкторские бюро не в состоянии обладать таким же опытом эксплуатации, как эксплуатирующая организация. По этой причине при составлении ТУ необходимо участие эксплуатационного персонала, имеющего продолжительный опыт эксплуатации турбин. Поскольку составление ТУ происходит параллельно с проектированием ГЭС, то и участие в проектировании турбины также должны принимать эксплуатационники. Этот этап и следует считать началом эксплуатации турбин и их оборудования. Лучше чем эксплуатационник никакой другой специалист не может оценить достоинства и недостатки конструкций с точки зрения наименьших эксплуатационных затрат, их простоты и ремонтпригодности (одно из основных свойств надёжности заключается в приспособленности турбины к проведению работ по её обслуживанию и ремонту). Для турбины эта приспособленность должна начинаться с конструкции водоприёмника, где сооружаются сороудерживающие решетки и затворы, аэрационные трубы и водоводы, хотя в проект турбины, выполняемый заводом, эти элементы не входят. Затем спиральная камера, отсасывающая труба и собственно турбина со всеми органами управления и автоматики, а также все вспомогательные системы и устройства, за которые завод не несёт ответственности, такие как воздушное хозяйство (ВХ), система технического водоснабжения (ТВС), масляное хозяйство (МХ), грузоподъёмные машины (ГПМ) и механизмы и т.п. Все перечисленные системы, конструкции и узлы, а также наличие и разнообразие ремонтных мастерских, так или иначе, впоследствии влияют на качество эксплуатации турбины. Поэтому компоновка всех основных и вспомогательных устройств, их технические свойства и достаточность должны быть оценены и с точки зрения затрат при обслуживании, и с точки зрения ремонтпригодности профессионалами от эксплуатации.

Важным этапом надо считать процесс подбора, подготовки и расстановки эксплуатационных кадров. Эксплуатационный персонал должен участвовать в проектировании и согласовании ТУ на поставку турбины и её вспомогательного оборудования, а впоследствии в организации входного контроля за поступающими с завода узлами, конструкциями и механизмами и затем участвовать в монтаже и наладке систем и устройств. На последнем этапе (монтаж и наладка) персоналом приобретаются знания в связи с применением заводами новых, ранее неизвестных конструктивных решений и технологий изготовления и монтажа, а также им осуществляется контроль за качеством монтажных и наладочных работ.

Следующим этапом эксплуатации после монтажа является проверка и пусковые испытания отдельных узлов и систем, к которым относятся: МНУ, устройства электроснабжения привода всех вспомогательных систем от собственных нужд (СН), противопожарные устройства, ТВС, МХ, ВХ, затворы, ГПМ, хозяйственное водоснабжение, сантехнические, вентиляционные и др. устройства. Среди всех испытаний одной из главных является проверка водяного тракта турбины путём заполнения его водой, начиная с НБ. Подтверждением готовности отдельных систем, конструкций и узлов являются соответствующие акты, подписанные специально назначаемой Заказчиком рабочей комиссией.

Особым этапом эксплуатации является проверка агрегата (турбина, генератор) на холостом ходу со всеми вспомогательными устройствами. Этот этап носит название – **пуск агрегата**. В этот период проверяется качество смонтированной турбины, её системы регулирования (в определённых режимах: пуск, остановка, поддержание частоты вращения), подшипников, системы охлаждения и смазки, а также сравнивается с нормами биение вала, вертикальная вибрация крышки турбины и горизонтальная – корпуса подшипника, уровень пульсации давления в проточной части. В этот же период производятся балансировка ротора, если это необходимо, а также наладочные работы на гидрогенераторе со всеми его вспомогательными системами, об этом ниже.

Завершающим этапом ввода в эксплуатацию гидроагрегата является включение его на параллельную работу с энергосистемой (**включение в сеть**) и набор нагрузки с последующими нагрузочными испытаниями и испытаниями по проверке гарантий регулирования турбины путём сброса нагрузки (мгновенное отключение генератора от сети). Такие испытания производятся по специальным программам. Дата и время включения в сеть являются датой ввода в эксплуатацию конкретного агрегата. Дата ввода в эксплуатацию первого по счёту агрегата ГЭС является **датой ввода в эксплуатацию гидроэлектростанции в целом**.

После бесперебойной работы агрегата под нагрузкой в течение 72 часов и успешных результатов нагрузочных, тепловых испытаний и испытаний, подтверждающих гарантии регулирования, специально назначенной комиссией подписывается акт приёмки в эксплуатацию гидроагрегата в целом.

Состав и объём последующей эксплуатации турбин, как уже сказано, нормируется многочисленными документами ПТЭ, ПТБ, завода-изготовителя, производственными инструкциями эксплуатирующей организации, циркулярами-указаниями вышестоящих эксплуатационных организаций и отраслевых научно-исследовательских и проектных организаций, графиками ремонта оборудования и др. Этот этап эксплуатации по сравнению с предыдущими более рутинный, но в этом и его особенность, и задача, заключающаяся в том, чтобы не снижать активность персонала в повседневных будничных мероприятиях, поскольку ошибки персонала зависят в значительной степени от **обыденности** текущего процесса спокойной эксплуатации. Значимость этого явления весьма велика, поэтому разработаны

специальные нормативные документы, которые в общем виде носят название инструкций по **работе с персоналом**.

Турбины проектируются для работы в определённых условиях и рассчитываются на определённый диапазон изменения рабочего напора от $H_{мин}$ до $H_{макс}$, при этом величина расчётного напора лежит в средней части диапазона. Так, для турбин Саяно-Шушенской ГЭС $H_{мин}$ – 176 м; $H_{расч}$ – 194 м; $H_{макс}$ – 220 м. Как мы видели в гл. 5, эксплуатационная характеристика турбины позволяет определять её мощность в зависимости от напора, видеть линии ограничения мощности и допустимые высоты отсасывания. Эксплуатирующая организация должна строго руководствоваться установленными параметрами турбины и не допускать их отклонения.

К сожалению, сложилась неудовлетворительная практика пуска первых агрегатов ГЭС на нерасчётных напорах, иногда значительно меньших минимального расчётного напора (табл. 9.2; рис. 9.10).

Таблица 9.2. Данные о пусковых напорах некоторых ГЭС

Наименование	Напор, м				Соотношение пускового напора к минимальному, %
	минимальный	расчётный	максимальный	пусковой	
Волжская (Жигулёвск)	14,0	20,0	30,0	7,0	50,0
Новосибирская	11,6	14,3	19,6	8,2	70,6
Братская	92,0	96,0	106,0	49,0	53,0
Красноярская	76,0	93,0	100,5	64,6	85,0

Заводы на такие случаи модели турбин не испытывают, поскольку очевидно, что режим будет неблагоприятным. А некоторые режимы и не могли быть смоделированы, например, получение зависимости максимального открытия НА от уровня ВБ по условиям непрорыва воздуха в водовод турбины. Поэтому, если Заказчик не обеспечил проектирование турбин специально для пуска на нерасчётных напорах, он должен быть готов выявить негативные явления в первые же часы работы турбины и либо подобрать диапазон открытия НА (и разворота лопастей для турбин Каплана), позволяющий обеспечить достаточно щадящий режим для турбины, либо запретить её эксплуатацию при нерасчётных напорах. На рис. 9.10 представлен график изменения УВБ Красноярской ГЭС в первые годы её эксплуатации.

При работе турбин на нерасчётных напорах в проточной части возникают сильные пульсации потока, вызывающие опасные вибрации, а также бурно развиваются кавитационные процессы. В случаях, когда УВБ над забральной балкой водоприёмника недостаточен, возникает прорыв воздуха в водовод, что сопровождается разрушительными гидравлическими ударами. Все эти явления недопустимы для турбин. В гл. 7 мы отмечали, что необходимо создавать специальные турбины для периода работы на нерасчётных напорах,

поскольку продолжительность его может быть значительной. Примером пуска на нерасчетных напорах, что привело к сильному кавитационному износу рабочих колёс турбин, является Братская ГЭС. Там вынуждены были проводить капитальные ремонты каждые 2-3 года по восстановлению вынесенного кавитационной эрозией металла, составлявшего до 3 т на каждое РК.

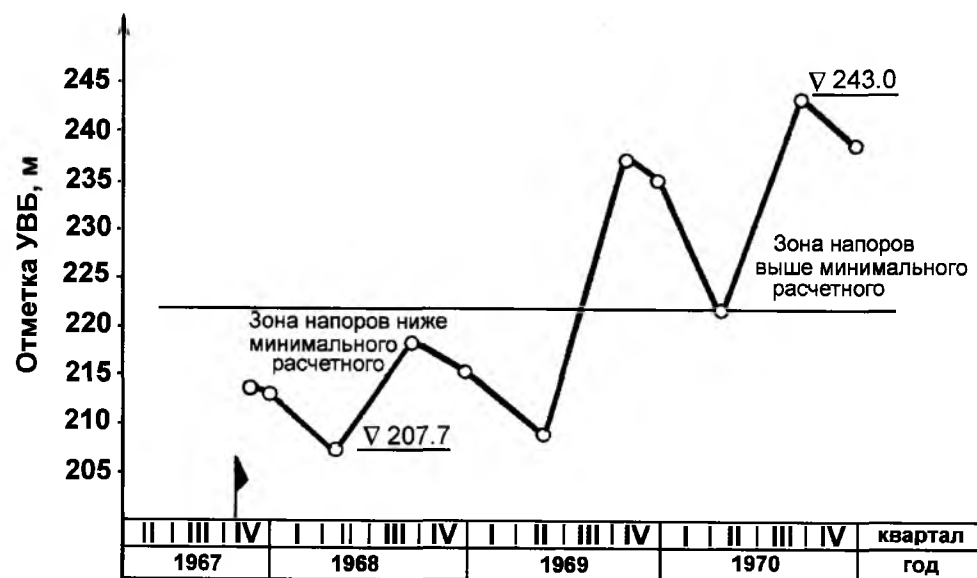


Рис. 9.10 График изменения уровня водохранилища Красноярской ГЭС в первые годы эксплуатации

▲ — пуск первого агрегата

В условиях пуска турбины на нерасчетных напорах у эксплуатационной организации для получения быстрого ответа: допустима ли эксплуатация турбин — есть лишь один путь — провести экспресс-исследования, чтобы получить возможность составить оперативные указания для персонала о допустимых режимах работы турбины или их запрета. Экспресс-испытания необходимо производить с участием представителей завода-изготовителя, которые, как правило, находятся в пусковой период на ГЭС.

Из опыта эксплуатации турбин известно, что диапазоны низких значений КПД, интенсивность кавитационной эрозии в проточной части РК, величина пульсации давления и вибрации опорных частей, уровень кавитационного шума и другие параметры и признаки имеют между собою тесную связь и зависимость.

Примером проведения простейших экспресс-исследований является выполненная эксплуатационниками Красноярской ГЭС работа с целью выявления возможностей использования турбин в пусковой период на нерасчётном напоре без опасных воздействий на проточную часть и рабочие колеса.

Эти испытания носили систематический характер и повторялись через каждые 0,5 м изменения напора. При этом измерялись **штатными приборами** и часовыми индикаторами: биение вала агрегата; горизонтальная вибрация крестовины генератора; вертикальная вибрация крышки турбины; изменение давления в спиральной камере и отсасывающей трубе; открытие НА и мощность агрегата. Фиксировались на слух в каждом режиме кавитационный шум и визуально наличие или отсутствие аэрации потока в водоводе (аэрированность потока, выходящего из отсасывающей трубы, если она есть, хорошо видна на глаз).

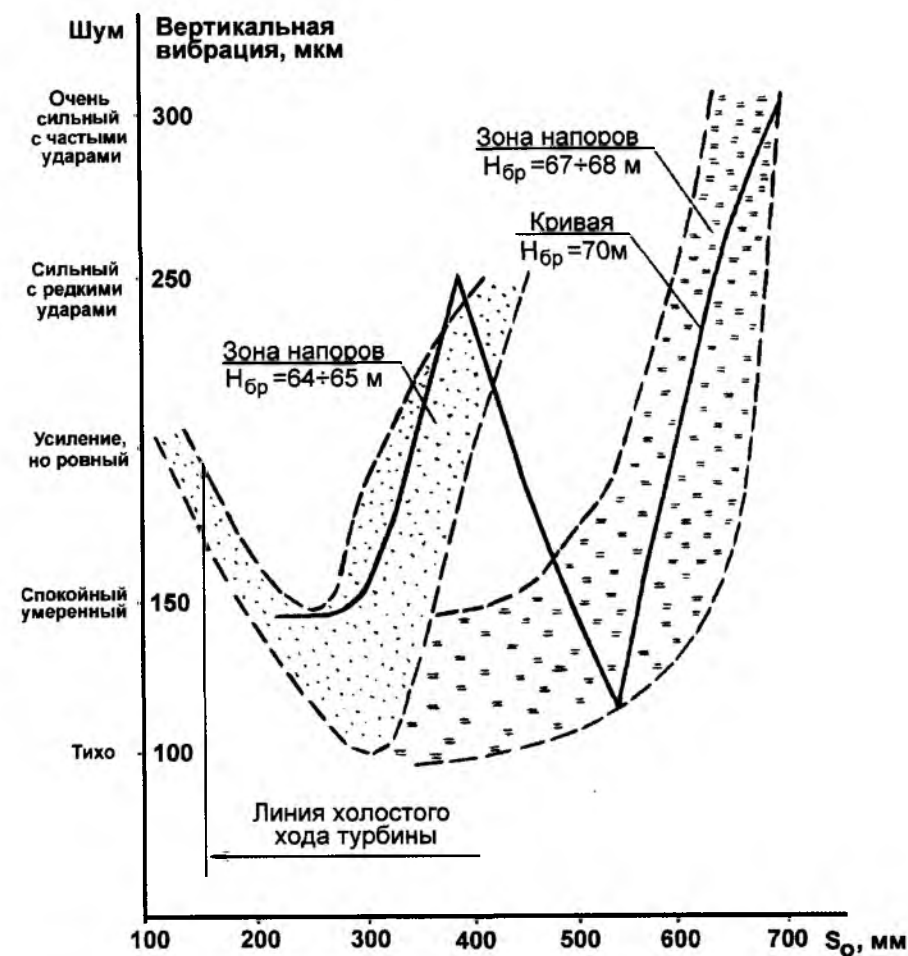


Рис. 9.11 Зависимость кавитационного шума от открытия НА турбины Красноярской ГЭС, работающей с нерасчетным напором

На рис. 9.11 показан обобщённый график зависимости кавитационного шума турбины от открытия НА при различных напорах. Из графика видно, что по мере снижения напора от 68 м и ниже, зона спокойной работы смещается влево в диапазон меньших открытий НА. При напоре 68 м, начиная от

холостого хода, режим работы турбины спокойный. Кавитационный шум и вибрация нарастают при приближении к полному открытию НА, что определяется прорывом воздуха в водовод (рис. 9.12). Иной характер приобретает шум при увеличении напора, например, для напора 70 м кривая имеет два резких пика. По полученным данным представилось возможным разделить весь диапазон открытия НА на четыре зоны, в одной из них была разрешена работа длительное время, в другой работа запрещена, две другие зоны рекомендовалось проходить при изменении нагрузки непродолжительно. Такие же зоны были определены в первый период эксплуатации и для турбин Саяно-Шушенской ГЭС (рис. 5.20).

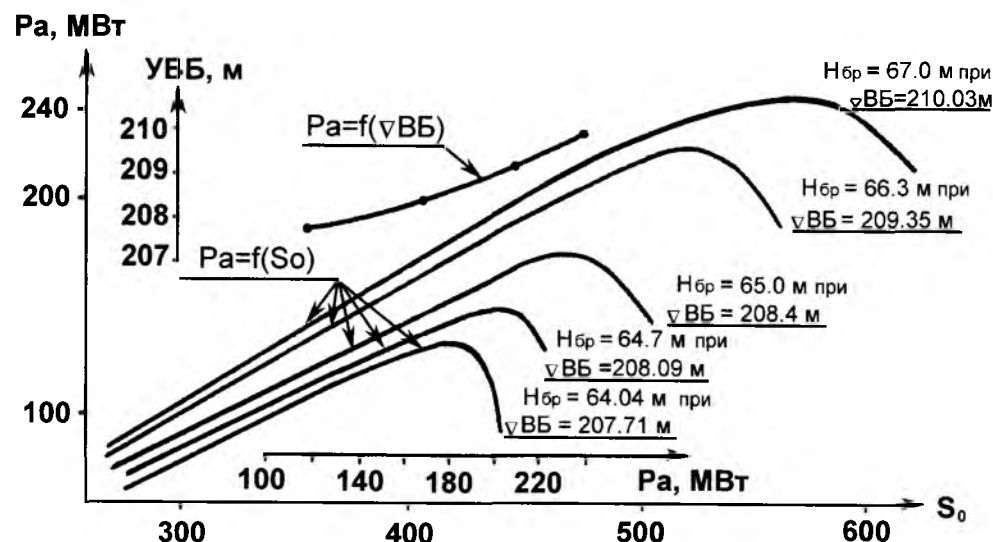


Рис. 9.12 Графики зависимости: мощности агрегата от открытия НА турбины Красноярской ГЭС на нерасчетных напорах и предельного уровня ВБ по условиям прорыва воздуха в турбинные водоводы

Последующие натурные испытания и исследования завода-изготовителя с применением датчиков и специальной испытательной измерительной техники подтвердили границы допустимой работы турбин, полученные эксплуатационниками простейшим экспресс-методом.

Подшипники турбины являются одними из ответственных её узлов, должны быть под пристальным вниманием дежурного персонала. Необходимо тщательно следить за биением вала в районе подшипника, увеличение биения будет свидетельствовать о неполадках в системе крепления подшипника, либо о возникшем по какой-либо причине небалансе на агрегате. И тот, и другой признаки могут сигнализировать о последующих серьёзных неисправностях агрегата.

Необходимо следить за температурой подшипников, которые работают на масляной смазке и за расходом воды на подшипники, которые имеют резину или лигнофоль (спрессованное дерево, пропитанное смолой) в качестве

трущейся поверхности в подшипнике. Увеличение температуры подшипника может сигнализировать об увеличении биения вала или снижении расхода воды на охлаждение масла, что может привести к повреждению масляного подшипника, а сокращение расхода воды на смазку резинового или лигнофольного подшипника может также привести к их разрушению.

Шум в проточной части также необходимо контролировать: его увеличение может свидетельствовать о неисправности НА, например, отклонение одной или нескольких лопаток от синхронного положения с остальными, т.е. это признак повреждения в кинематике НА. Иногда усиление шума может быть связано с засорением НА предметами, прошедшими через разрушенную сороудерживающую решётку, или с повреждением каких-либо элементов в проточной части турбины.

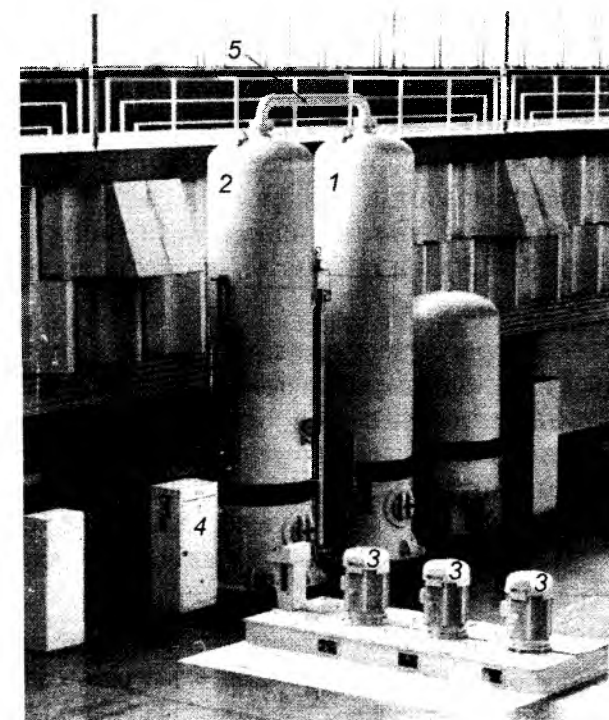


Рис. 9.13 Внешний вид МНУ турбины Саяно-Шушенской ГЭС

- 1 — воздушный котёл; 2 — масловоздушный котёл;
- 3 — маслонасосы;
- 4 — колонка регулятора частоты вращения (гидромеханическая часть);
- 5 — соединительный патрубок между котлами

снижаться не должны. Однако вследствие неизбежных протечек воздуха из котла требуется его периодическая подкачка из системы воздушного хозяйства ГЭС.

МНУ и система регулирования должны быть также под неослабным наблюдением дежурного персонала. МНУ является аккумулятором энергии. Энергетическим носителем МНУ служит масло, давление которого постоянно поддерживается масляными насосами и сжатым воздухом в масло-воздушном котле (рис. 9.13). Это обеспечивает работу силовых органов системы регулирования и управления: сервомоторов НА, лопастей РК (у турбин Каплана) и иглы сопла у турбин Пельтона, а также исполнительных органов гидромеханической части регуляторов частоты вращения в любой момент и при любых режимах работы агрегата, в том числе, находящегося в резерве и готового к пуску. Напорный котел МНУ заполнен в определенном соотношении воздухом и маслом. Количество воздуха и его давление

Для гарантии работы турбины без повреждения контроль уровня масла и давления должен неукоснительно соблюдаться. Особого внимания требует операция по подкачке воздуха в котел. Имели место случаи бесконтрольной подкачки воздуха, в результате чего масло выдавливалось из котла полностью, и воздух прорывался в сливной бак, что сопровождалось бурным выплеском масла в машзал, напоминающим взрыв, с обильным образованием масляного, очень пожароопасного пара. Кроме того, из-за отсутствия подачи масла в силовые органы НА, турбина теряла управление, а в случае отключения генератора от сети в этот момент произошёл бы разгон турбины, что является исключительно тяжелой аварией.

9.5.2. Эксплуатация гидромеханического и вспомогательного оборудования

Сороудерживающие решетки необходимо контролировать на предмет их засорения. Для этого существуют разные способы, но они должны быть обязательно на вооружении эксплуатирующей организации, например, пьезометрические перепадамеры. Сильное засорение решёток приведёт к потере напора и, следовательно, к недовыработке электроэнергии, а также может вызвать поломку решётки со всеми вытекающими негативными последствиями, поскольку элементы решётки и предметы, её засорившие, обрушатся в проточный тракт турбины.

Особенно за чистотой решёток и порогов необходимо следить в период подготовки турбины к первому пуску. Отходы строительного производства (металлические конструкции, бетонные глыбы и т.п.), оставшиеся перед решётками или после них, представляют собой реальную угрозу для турбины. Оборудование, применяемое для очистки решёток должно содержаться в порядке, готовое в любой момент использоваться для извлечения мусора. На рис. 9.14 представлены схема плоского грейфера и внешний вид многочелюстного грейфера типа «Полип».

Гидроподъемники и краны водосбросной плотины, которые обеспечивают маневрирование затворами, должны быть полностью готовы и опробованы перед наступлением половодья и содержаться в такой готовности весь сезон, в течение которого возможны сбросы лишней воды (половодье, дождевые паводки).

Гидроподъёмники, другие грузоподъёмные механизмы, которые служат для регулирования уровня водохранилища, в любой сезон года должны содержаться с таким вниманием, чтобы исключить их отказ, иначе это чревато неорганизованным переливом через гидротехнические сооружения, что приведёт к их разрушению и катастрофическим последствиям.

Затворы, обеспечивающие сброс воды, закрытие входных отверстий водоприёмников турбин, ремонтные затворы должны своевременно осматриваться, опробоваться и подвергаться антикоррозионной защите и ремонту.

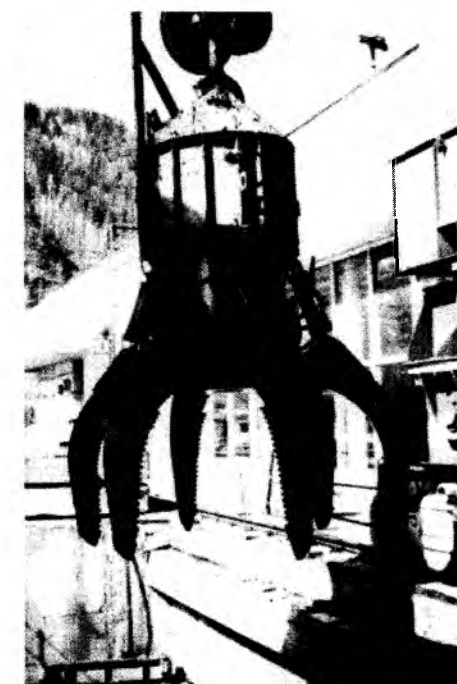
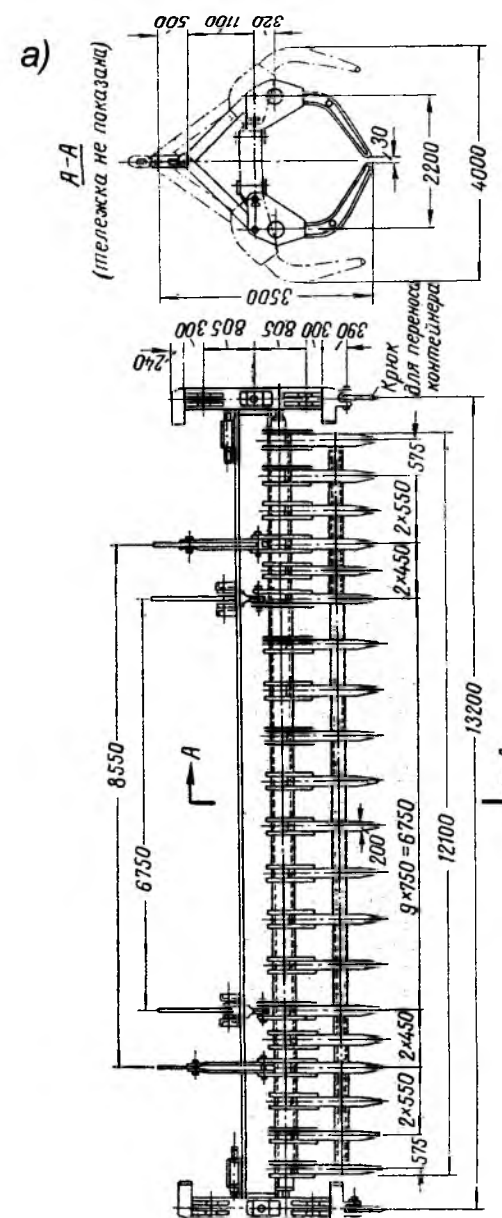


**Рис. 9.14 а) схема плоского
грейфера ёмкостью 25 м³;
б) внешний вид
многочелюстного грейфера
типа «Полип» ёмкостью 5 м³**

Металлоконструкции любого назначения на гидроузле наружной установки и внутри должны быть окрашены, защищены от коррозии. На некоторых гидроузлах коррозионные процессы протекают настолько интенсивно, что пришлось разрабатывать **электрохимическую их защиту** (см. ниже), использование которой достаточно многодельно, что осложняет эксплуатацию металлоконструкций. На рис. 9.15 показана биохимическая коррозия железобактериями напорной стороны аварийно-ремонтного затвора Волжской ГЭС (Жигулёвск), а на рис. 9.16 обрастание затвора моллюском дрейссены.

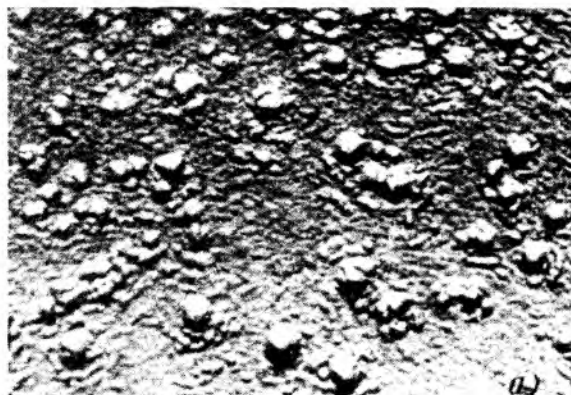


Рис. 9.15 Биохимическая коррозия железобактериями обшивки аварийно-ремонтного затвора донных водосбросов Волжской ГЭС (г. Жигулёвск).

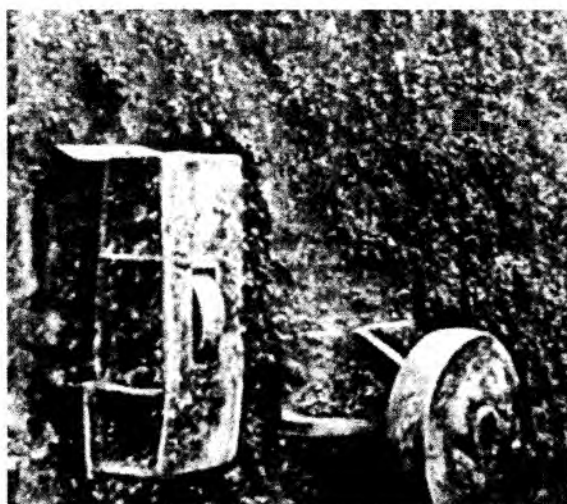


Рис. 9.16 Обрастание моллюском дрейссены обшивки быстропадающих затворов Волжской ГЭС (г. Жигулёвск).

воздушное и масляное хозяйство, система осушения проточной части турбин, аккумуляторные батареи, электрические схемы собственных нужд и ряд других.

Создание комфортных производственных условий в местах обслуживания оборудования – одна из важных задач эксплуатации по организации рабочих мест дежурного и ремонтного персонала. Здесь одним из главных помещений является машинный зал. Там, где через остекленный витраж пространство машзала раскрывается на природу и заливается

Например, на Волжской ГЭС (г. Жигулёвск) интенсивность коррозии достигала нескольких мм в год. Значимость своевременности и надёжной антикоррозийной защиты металлоконструкций ГЭС исключительно велика. Интенсивность коррозии тем выше, чем теплее вода в водохранилище. Наиболее простым решением, хотя и достаточно дорогостоящим, требующим специальных технологий, является защита стальных конструкций путём металлизации или иных стойких покрытий (см. ниже). Насколько эта проблема в эксплуатации серьёзна, дают представление данные о количестве гидротехнических металлоконструкций на ряде действующих ГЭС в ниже следующей таблице 9.3.

Эксплуатация других технологических устройств и систем имеет также свою специфику и ответственность, поскольку от их надёжной и бесперебойной работы зависит бесперебойная работа основного оборудования ГЭС. К таким системам и устройствам, обеспечивающим работу турбин относятся: система технического водоснабжения,

естественным светом, у работающих людей создается светлое и комфортное ощущение. Работники не чувствуют себя подавленными размерами машинного зала и их не оставляет ощущение зрительного контакта с природой (рис. 9.17).

Таблица 9.3. Вес металлоконструкций некоторых ГЭС

Наименование ГЭС	Установленная мощность, тыс. кВт	Вес турбинного оборудования и металлоконструкций, т. без веса конструкций судоходных сооружений	
		турбинного оборудования	металлоконструкций на сооружениях
Рыбинская ГЭС	330	7800	26120
Горьковская ГЭС	520	9280	31750
Камская ГЭС	504	6840	24314
Волжская ГЭС (г. Жигулёвск)	2300	30000	80004
Волжская ГЭС (г. Волжский)	2541	33000	64230
Цимлянская ГЭС	204	-	11995
ДнепроГЭС	650,6	-	9660
Братская ГЭС	4100	-	35750
Красноярская ГЭС	6000	-	70000
Саяно-Шушенская ГЭС	6400	-	72500

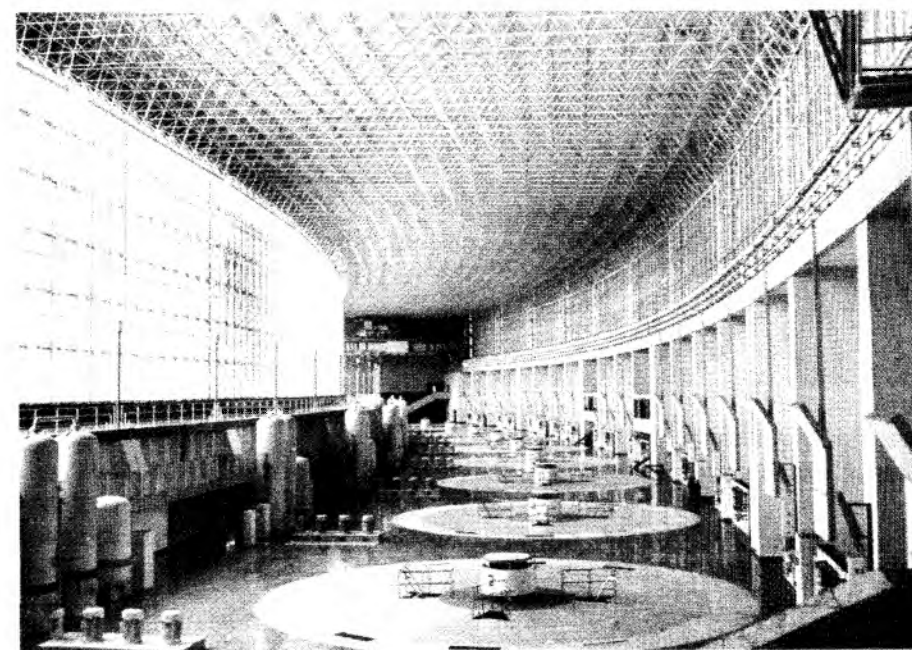


Рис. 9.17 Машинный зал Саяно-Шушенской ГЭС

9.5.3. Ремонт турбин, гидромеханического оборудования и металлоконструкций ГТС

Ремонт турбин, как и всякого другого оборудования ГЭС, имеет несколько категорий – основные из них: капитальный ремонт, текущий ремонт, непредвиденный ремонт. **Капитальный ремонт** – это заранее планируемый долговременный вывод турбины из работы. Как правило, это делается одновременно с генератором. Этот ремонт планируется с целью устранения всех неисправностей, возникших и обнаруженных в истекший межремонтный период, а также выполнения заранее подготовленных работ по модернизации и реконструкции оборудования.

Капитальные ремонты ведут с осушением проточной части турбины. Для проверки состояния и выполнения работ по ремонту проточной части под рабочим колесом монтируют специальные подмости.



Рис. 9.18 Кавитационная каверна на лопасти рабочего колеса

Текущие или профилактические, предупредительные ремонты также планируются заранее и выполняются они, как правило, с осушением проточной части лишь с напорной стороны до уровня НБ.

В период текущего ремонта проводятся в основном осмотры и ремонты вспомогательных устройств и систем, регулировка зазоров подшипников и т.п.

Задачей профилактического ремонта является предупреждение прогрессирующего износа оборудования. В период проведения этого ремонта

Наиболее часто встречающимися капитальными работами являются: ликвидация кавитационной эрозии на элементах проточной части (лопасти рис. 9.18, поверхности камер рабочих колес, направляющий аппарат), проверка общей линии вала агрегата с целью устранения повышенного биения вращающихся частей, замена подшипников цапф лопаток направляющего аппарата, проверка и настройка установленного времени открытия-закрытия направляющего аппарата, разборка подшипников и замена вкладышей, замена уплотнений фланцев лопастей на поворотно-лопастных турбинах и разборка их маслоприёмника с целью контроля состояния штанг и втулок и др.

Текущие или профилактические, предупредительные ре-

работы должны быть выполнены так, чтобы можно было гарантировать безотказную работу турбины до очередного планового текущего ремонта.

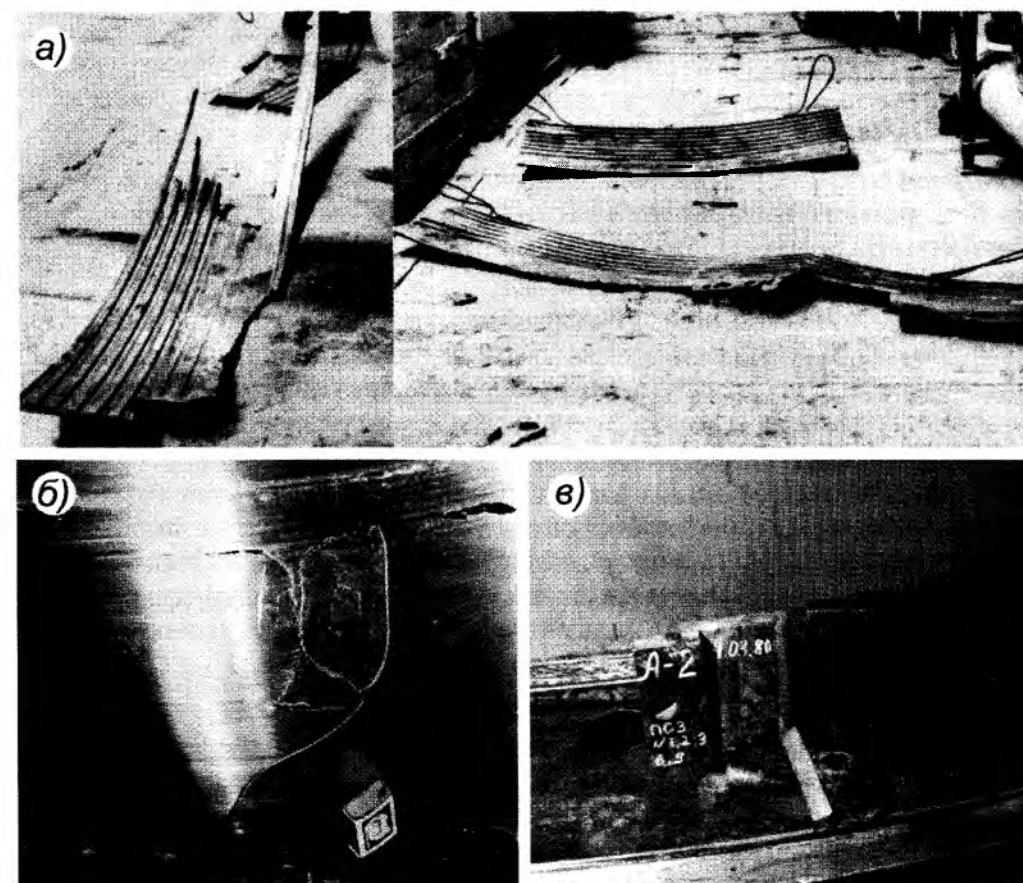


Рис. 9.19 а) разрушение неподвижного лабиринтного уплотнения турбины; б) разрушение облицовки вала турбинного подшипника; в) разрушение сухарей и крепежа турбинного подшипника

Вынужденный (непредвиденный) или **аварийный** ремонт производится после появления неисправности или отказа оборудования, не позволяющие оставлять турбину в работе. Такие остановки турбин не поддаются планированию, они нарушают производственный ритм и влекут за собой финансовые и материальные убытки (рис. 9.19). Выше было дано определение коэффициента готовности, как отношение в течение года суммы времени работы агрегата в генераторном режиме и режиме СК, а также времени нахождения его в резерве с немедленной готовностью к пуску к календарному времени года, т.е. из календарного времени года вычитается время на все виды ремонта. Но вычисленная таким образом величина коэффициента готовности не даёт истинного представления о качестве агрегата, в частности, турбины, когда рассматривается вопрос поставки её через систему тендера

(международные торги), используя какой-либо аналог этой турбины, у которой в течение её эксплуатации, были достаточно длительные плановые остановки.

Если же из календарного времени года вычесть время, затраченное лишь на непредвиденный и аварийный ремонт и отнести эту разницу к календарному времени года, то мы получим коэффициент, характеризующий – каков процент турбина способна работать без вынужденных остановок. Это очень важная и более точная характеристика надёжности турбины.

Наиболее прогрессивной и экономически эффективной формой ремонта является **ремонт по необходимости**. Это означает, что с точки зрения минимизации затрат необходимо остановить турбину только тогда, когда приближается предельное состояние работоспособности её узлов и элементов, но непредвиденная остановка в результате отказа какого-либо узла ещё не наступила. Определить такой момент очень трудно. Для этого должна быть хорошо развита система **технической диагностики**, способная точно моделировать процесс износа узлов и деталей, а также учитывать множество факторов, ускоряющих износ (вибрация, пульсация, нагрев, биение вращающихся частей и т.п.), т.е. – это должна быть своего рода **экспертная система** очень высокого уровня. За последние годы во многих странах мира видна тенденция все более широкого применения новейших информационных технологий с использованием **интеллектуальных систем**, моделирующих в той или иной мере некоторые интеллектуальные способности человека, об этом отмечалось также в параграфе, посвященном контролю за состоянием гидротехнических сооружений.

К таким системам и относятся экспертные системы, представляющие собой программные комплексы, которые обеспечивают возможность приобретения знаний высококвалифицированных специалистов – **экспертов** в определённой проблемной области и использование этих знаний для анализа и оценки сложных ситуаций, а также для выработки рекомендаций по оптимальному выходу из этих ситуаций. В нашем случае – это найти точный период для вывода в ремонт агрегата. В этом направлении ведутся работы, но их состояние ещё не таково, чтобы широко внедрять ремонт по необходимости. Поэтому на крупных ГЭС основной принцип организации ремонта – это его планирование с жесткой привязкой к календарному времени.

На многоагрегатных ГЭС при соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении круглосуточной загрузки ремонтного персонала, как правило, ремонт выполняется силами гидростанции (хозспособ). И только редко встречающиеся и особо трудоёмкие работы, как правило, выполняются подрядным способом.

Ремонт гидромеханического оборудования и металлоконструкций – кранов, грузоподъёмных механизмов, гидроподъёмников, затворов, решеток, водоводов и т.п. является важной составной частью обслуживания всего того, что относится к турбинно-механической части ГЭС.

Мы видели, что на ГЭС объём металлоконструкций значителен и требует большого внимания по текущему их содержанию, в котором основная доля – это антикоррозионная защита.

Систематическое нанесение лакокрасочных покрытий на поверхность металлоконструкций связано с достаточно сложной технологией работ, очень большими затратами финансовых средств и трудовых ресурсов, а качество и долговечность покрытий не могут удовлетворить современным требованиям эффективности производства. Например, на Волжской ГЭС (г. Жигулевск) выполнялось многослойное лакокрасочное покрытие металлоконструкций с соблюдением всех требований разработчиков бригадой 50 чел., и в течение 10 лет непрерывной работы не удалось окрасить полностью все оборудование и металлоконструкции.

Разработанные методы стойких металлических покрытий дали хороший результат, скорость коррозии в атмосфере не превышает долей микрона в год и нескольких микрон под водой и в зоне переменного уровня. К числу таких покрытий относятся термодиффузионное цинковое покрытие, широко применяемое для защиты трубчатых конструкций опор морских нефтепромысловых сооружений и алюминиевые металлические покрытия, наносимые методом горячего напыления. Ряд зарубежных исследователей рекомендуют покрытия на основе виниловых и кумароновых смол и каменноугольного лака.

Очень сложно восстанавливать антикоррозионные покрытия в подводной части. Здесь наиболее ответственными элементами являются пазовые конструкции. Особенно сложно выполнять покрытие той части пазов, которые нельзя осушить. В некоторых случаях из-за сложности технологии, требующей продолжительного времени и особых условий (устройство тепляков, осушение воздуха вблизи металла), в период сжатых сроков строительства антикоррозионной защитой пренебрегают. Это впоследствии в период эксплуатации создает исключительные трудности по нанесению покрытий. Поэтому вопросам ремонтпригодности и практичности технологий по антикоррозионной защите необходимо придавать особое значение.

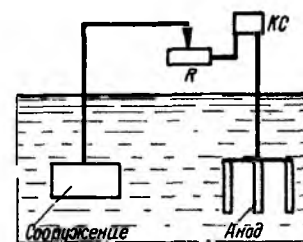


Рис. 9.20 Схема электрохимической (катодной) защиты сооружений

КС – катодная станция – выпрямитель;
R – регулирующее устройство

Существенное сокращение коррозии удалось получить путём разработки способа электрохимической защиты (**катодной защиты**), с помощью которой можно практически решать задачу защиты от коррозии металлоконструкций – затворов и решёток, и др., срок пребывания которых под водой можно значительно увеличить. Катодная защита состоит из источника тока – полупроводникового выпрямителя (КС); анодов, погруженных в воду (электролит); регулирующего устройства (R), с

помощью которого можно менять ток в цепи защиты; линий, связывающих источник тока с защищаемой конструкцией, и анодом (рис. 9.20). Питание этой установки производится от обычной сети переменного тока.

Коррозия металла в упрощенном виде является следствием протекания электрохимического процесса в воде, которая представляет собой слабый электролит, т.е. содержит какое-то количество свободных ионов в зависимости от химического состава воды. В результате возникает разность потенциалов (микропар) на участках металла (электродах), что приводит к образованию электролиза. Этот механизм и использован в катодной защите, которая обеспечивает выравнивание потенциала анодного и катодного участков металла с помощью внешнего источника постоянного тока.

В электрохимическом процессе коррозии участвуют и железобактерии, хотя они и не включают металл в биологический обмен веществ и оказывают на металл косвенное, но разрушающее воздействие. Жизнедеятельность бактерий приводит к обогащению приэлектродного пространства продуктами обмена, к изменению состава электролита и усилению коррозии. Одновременно с этим катодные и анодные процессы на поверхности металла, изменяя состав среды, могут стимулировать деятельность бактерий. Колонии железобактерий хорошо видны на рис. 9.15.

На рис. 9.20 представлена принципиальная схема электрохимической защиты сооружений, а на рис. 9.21 показан внешний подвесной анод для затвора.

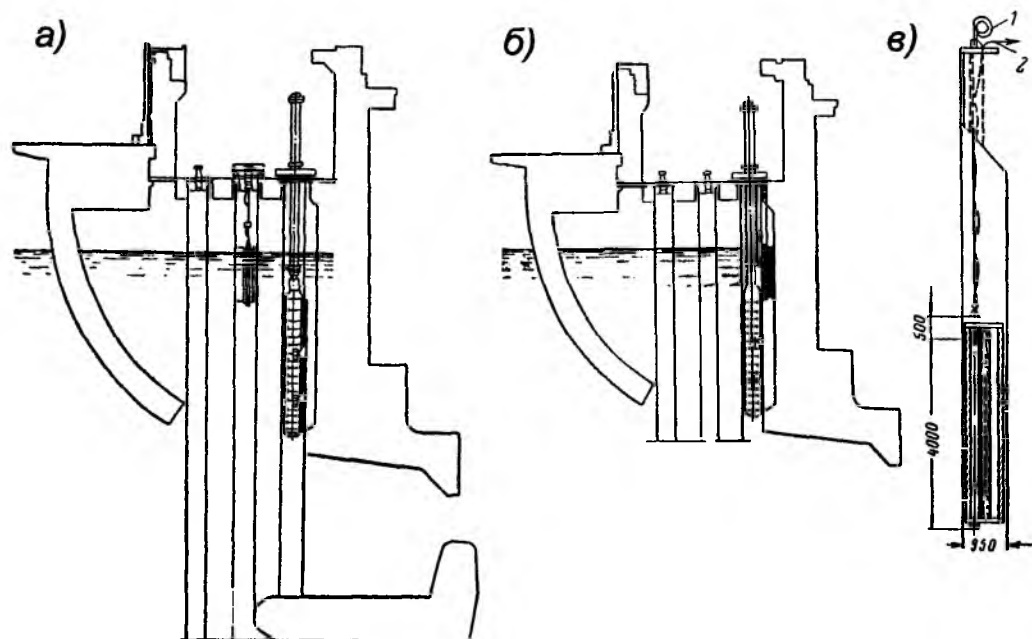


Рис. 9.21 Схема катодной защиты на Волжской ГЭС (г. Жигулевск)

а) установка внешнего подвешенного анода для защиты быстропадющего затвора с напорной стороны; б) тоже с задней стороны затвора; в) конструкция анода: 1 – стальной канат; 2 – электрический кабель

Применение на Волжской ГЭС (г. Жигулёвск) специальных лакокрасочных покрытий металлоконструкций, работающих под водой и в зоне переменного уровня с катодной защитой, которая несколько лет успешно эксплуатировалась, дало хороший результат на решётках и затворах.

На Волжской ГЭС были проведены эксперименты и по устройству катодной защиты в проточной части турбины в комбинации с так называемым протекторным (активным) покрытием поверхностей цинковой краской. Активное покрытие повышает эффективность электрохимической защиты. За 4 года наблюдений за опытным агрегатом (17 тыс. часов работы) объём кавитационной эрозии на лопастях составил 7,35 кг вместо 243 кг – без защиты.

Проведенные опыты электрохимической защиты в разнообразных сочетаниях оборудования и металлоконструкций показали, что процессы жизнедеятельности бактерий, моллюсков, коррозии и кавитационной эрозии взаимосвязаны и под воздействием электрохимической защиты резко затухают.

Однако электрохимический способ защиты не получил широкого распространения. На Волжской ГЭС, где начинались эксперименты, и длительное время катодная защита работала по ряду организационных и технических трудностей, внедрение защиты по этому способу было прекращено. Например, до конца не были доведены исследования по оптимальному расположению анодов. Имело место коррозионное разрушение на отдельных элементах в проточной части турбины (штука РК, конус отсасывающей трубы), но при хорошем состоянии лопастей. В системе сороудерживающих решёток также при их хорошем состоянии активно корродировали некоторые места пазовых конструкций. Кроме того, не было ясности во влиянии коррозионных процессов в арматурных каркасах ГТС, т.е. хороший по эффективности метод нуждается в доводке. Поэтому на большинстве ГЭС наиболее широко применяемым и простым способом, является защита металлоконструкций с применением покрытий на эпоксидной основе.

9.5.4. Эксплуатация и ремонт гидрогенераторов

К эксплуатации генераторов, как и к другим элементам ГЭС, относятся все основные понятия и определения, которые приведены в начале настоящей главы, а также общие подходы в организации эксплуатации, в особенности ее первоначальной стадии, что и в разделе, относящемся к турбинам.

Эксплуатационник обязан хорошо ориентироваться в нормальных и ненормальных режимах генераторов, переходных процессах и принимать меры к прекращению ненормальных режимов. При эксплуатации генераторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, устройств контроля, защиты и автоматики. Автоматические регуляторы возбуждения должны быть постоянно включены в работу, отключение их допускается только для ремонта или проверки.

При эксплуатации генераторов необходимо руководствоваться ПТЭ, ПТБ, нормативно-технической документацией, выданной заводами-изготовителями, проектной и эксплуатационной организациями.

Генераторы в случае сброса нагрузки с отключением от сети, которое не сопровождается повреждением агрегата и его вспомогательных устройств (систем регулирования, охлаждения, возбуждения и т.п.), должны быть немедленно включены в сеть.

В аварийных условиях при дефиците мощности в энергосистеме разрешается кратковременно перегружать генератор по токам статора и ротора согласно таблице 9.4, если нет соответствующих ограничений завода-изготовителя.

Таблица 9.4. Допустимая кратность перегрузки генераторов по току статора

Продолжительность перегрузки, не более мин.	Косвенное охлаждение обмотки статора	Непосредственное охлаждение обмотки статора
60	1,10	1,10
15	1,15	1,15
6	1,20	1,20
5	1,25	1,25
4	1,30	1,30
3	1,40	1,35
2	1,50	1,40
1	2,00	1,50

Допускается длительная работа с разностью токов в фазах для гидрогенераторов с косвенным охлаждением 20% при мощности 125 МВ·А и ниже, 15% – при мощности свыше 125 МВ·А. Для генераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора допускается разность тока в фазах 10%. Во всех случаях ни в одной из фаз ток не должен быть выше номинального.

Работа гидрогенераторов с замыканием на землю в цепях возбуждения запрещается.

В соответствии с установленными инструкцией сроками должно измеряться сопротивление изоляции цепей возбуждения и быть не менее 0,5 МОм при использовании мегаомметра с диапазоном напряжения 500-1000 В.

Длительная работа генераторов с коэффициентом мощности ниже номинального и в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением (в индуктивном квадранте) разрешается при токе возбуждения, не выше длительно допустимого при данных параметрах окружающих сред.

Допустимая реактивная нагрузка генераторов в режиме синхронного компенсатора (в емкостном квадранте) устанавливается заводскими инструкциями.

При снижении удельного сопротивления дистиллята в системе непосредственного водяного охлаждения обмоток генераторов до 100 кОм·см должна действовать предупредительная сигнализация, а при снижении его до 50 кОм·см генератор должен быть разгружен, отключен от сети и возбуждение снято.

Сопротивление изоляции от подшипниковых токов должно измеряться регулярно мегаомметром на напряжении 1000 В и составлять не менее 0,3 МОм, если инструкцией не задана иная величина.

Длительная работа гидроагрегата не допускается при повышенных условиях вибрации: размах горизонтальной вибрации (двойная амплитуда) корпуса турбинного подшипника, а также размах горизонтальной вибрации верхней (и нижней крестовины генератора, если на ней расположены направляющие подшипники) в зависимости от частоты вращения ротора агрегата не должен превышать значений, указанных в таблице 9.5.

Таблица 9.5. Допустимое значение горизонтальной вибрации гидроагрегата в зависимости от частоты вращения

Частота вращения ротора агрегата, об./мин.	60 и менее	150	300	428	600
Допустимое значение горизонтальной вибрации, мм	0,18	0,16	0,12	0,10	0,08

Размах вертикальной вибрации грузонесущей крестовины генератора (крышки турбины, на которую опирается опора подпятника) в зависимости от частоты этой вибрации не должен превышать значений, указанных в таблице 9.6.

Таблица 9.6. Допустимый размах вертикальной вибрации гидроагрегата в зависимости от ее частоты

Частота вибрации, Гц	1 и менее	3	6	10	16	30 и более
Допустимый размах вертикальной вибрации, мм	0,18	0,15	0,12	0,08	0,06	0,04

Включение генераторов на параллельную работу является одной из главных операций дежурного (оперативного) персонала ГЭС, которая выполняется повседневно. Основным способом включения генератора в сеть является *точное автоматическое включение*. Другие способы включения: точное ручное включение, включение способом самосинхронизации (грубая синхронизация), как регулярные способы включения на ГЭС свое значение потеряли с развитием достаточно надежных средств автоматики. По методу

самосинхронизации производится включение в сеть невозбужденного генератора, работающего в несинхронном режиме, с последующей подачей возбуждения в обмотку ротора. Оба способа – ручной и грубой синхронизации уступают качеству (точности) включения, которое могут обеспечить современные автоматические устройства. Ручное включение и способ самосинхронизации используют лишь в редких случаях, когда возникают неординарные условия в энергосистеме и требуется немедленное включение генератора, а устройства автоматической точной синхронизации по какой-либо причине выведены из работы. Кроме того, завод-изготовитель генератора обычно указывает на разрешение или запрещение способа самосинхронизации, поскольку при этом способе в генераторе протекают сложные электромеханические переходные процессы, вызывающие значительные механические воздействия на обмотки и подшипники, а также на крепления, соединяющие валы турбины и генератора. Например, широкомасштабные опыты, проведенные по включению генераторов Волжской ГЭС (г. Жигулевск) методом грубой синхронизации показали, что скольжение генераторов составляло 8%, ток статора достигал 2,5 от номинального, толчок мощности составлял 0,85 от номинальной, максимальное значение вибрации (горизонтальная) агрегата достигало 2,3 мм, асинхронный ход длился до 17 с, контактная система генераторных выключателей имела повреждения. Включение методом самосинхронизации при нагрузках ЛЭП, близких к пределу устойчивости, было запрещено.

При включении генератора в сеть методом точной синхронизации должны быть соблюдены следующие условия: ЭДС генератора в момент подключения его к сети должна быть равна и противоположна по фазе напряжению сети ($E_0 = -U_c$), частота ЭДС генератора должна быть равна частоте переменного напряжения в сети; порядок следования (чередования) фаз на выводах генератора должен быть таким же, что и на контактах выключателя, соединенного с сетью. Иначе говоря, включение генератора на параллельную работу должно производиться при условии, что в каждый момент времени мгновенные значения напряжений всех фаз подключаемого и работающего генераторов соответственно равны по величине и совпадают по направлению. Соблюдение всех вышеперечисленных условий называется **синхронизацией**. Несоблюдение любого из условий синхронизации приведет к появлению в обмотке статора больших уравнивающих токов и может стать причиной тяжелого повреждения генератора, а также расстройств параллельной работы ранее работавших генераторов.

Момент соблюдения условий синхронизации определяется с помощью **синхроноскопа**. Точность совпадения параметров синхронизации отслеживают автоматические устройства и дают импульс на включение выключателя, на котором производится синхронизация, поэтому синхронизация должна предшествовать сборке схемы со стороны сети и со стороны генератора (подача оперативного тока, включение разъединителей и много других организационных и технических операций, предписанных соответствующими инструкциями).

Подгонка параметров синхронизации производится путем изменения возбуждения генератора и частоты вращения турбины. При ручной точной синхронизации оперативный работник отслеживает вращение стрелки синхроноскопа и включает выключатель в тот момент, когда стрелка синхроноскопа, вращаясь по ходу часовой стрелки, медленно подходит к красной (черной) черте на шкале, обозначающей момент включения. В случае остановки стрелки на черте или при очень быстром её вращении включение запрещается. При монотонном и медленном вращении оператор должен включить ключ дистанционного управления выключателем с некоторым упреждением (стрелка синхроноскопа в этот момент должна иметь некоторый угол, не доходя до черты), т.е. должно быть упреждение на время действия в совокупности всех элементов схемы включения выключателя. Изложенное свидетельствует о достаточной сложности ручной точной синхронизации, ее качество зависит от опытности и тренированности дежурного персонала, его психофизиологических свойств, ошибка которого может привести к тяжелой аварии, поэтому персонал должен обучаться ручной точной синхронизации и регулярно тренироваться.

После включения генератора в сеть его нагружают, исходя из ежесуточно задаваемого графика нагрузки данной гидроэлектростанции. Персонал, который ведет режим генератора (пуск на холостой ход, включение в сеть, регулирование активной и реактивной мощности, отключение от сети, остановка), должен хорошо знать физический смысл процессов, которые происходят в генераторе в том или ином режиме.

Рассмотрим режим нагружения генератора, при этом будем исходить из того, что напряжение электрической сети и частота тока неизменны, поскольку генератор работает параллельно с другими, имеющими достаточно большую суммарную мощность.

После синхронизации генератора с сетью и его включения, с точным соблюдением всех выше названных условий, его ЭДС E_0 равна по значению и противоположна по фазе напряжению сети U_c (рис. 9.22, а), поэтому ток в цепи генератора равен нулю, т.е. генератор работает без нагрузки в режиме холостого хода. Механическая мощность турбины P_l в этом случае полностью затрачивается на покрытие потерь холостого хода (х.х.):

$$P_o = P_{\text{мех.}} + P_{\text{мл}} + P_{\text{с}} + P_{\text{п}}$$

(потери механические, магнитные, возбуждения, добавочные пульсационные см. гл. 7).

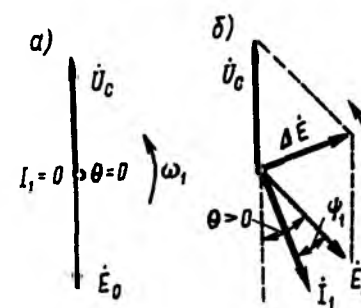


Рис. 9.22 Векторные диаграммы генератора, включенного на параллельную работу в сеть большой мощности

а) – режим холостого хода (без нагрузки);
б) – работа под нагрузкой

Отсутствие тока в обмотке статора ($I_s = 0$) приводит к тому, что обмотка статора не создает вращающегося магнитного поля и в генераторе действует лишь магнитное поле ротора, вращающееся вместе с ним с угловой частотой ω_1 , но не создающее **электромагнитного момента**.

Если же увеличить вращающий момент турбины M_1 , увеличив открытие направляющего аппарата, то ротор агрегата, получив некоторое ускорение, сместится относительно своего первоначального положения на угол θ в направлении вращения. На такой же угол θ окажется сдвинутым вектор ЭДС генератора $\vec{E}_0$ относительно своего положения, соответствующего режиму х.х. генератора (рис. 9.22, б). Поэтому в цепи статора появится результирующая ЭДС $\Delta \vec{E} = \vec{E}_0 + \vec{U}_c$, которая создает в цепи обмотки статора ток $\vec{I}_s$. Если пренебречь активным сопротивлением обмотки статора и считать ее сопротивление чисто индуктивным, то ток $\vec{I}_s$ отстает по фазе от $\Delta \vec{E}$ на угол 90° (рис. 9.22, б) и отстает по фазе от ЭДС $\vec{E}_0$ на угол ψ_1 .

Ток $\vec{I}_s$ создает магнитное поле, вращающееся синхронно с ротором и создающее вместе с полем ротора результирующее поле генератора. Ось этого результирующего поля $d' - d'$ (рис. 9.23, а) не совпадает с продольной осью полюсов ротора $d - d$, т.е. в генераторе ось полюсов ротора $d-d$ опережает ось результирующего поля $d' - d'$ на угол θ .

Известно, что разноименные магнитные полюсы взаимно притягиваются, поэтому между намагниченными полюсами ротора и неявновыраженными полюсами вращающегося поля статора возникают силы магнитного притяжения $\vec{F}_m$ (рис. 9.23, б). Вектор этой силы на каждом полюсе ротора, направленный под углом θ к оси полюса, имеет две составляющие: $\vec{F}_n = \vec{F}_m \cos \theta$ – нормальная составляющая, направленная по оси полюсов, и $\vec{F}_t = \vec{F}_m \sin \theta$ – тангенциальная составляющая, направленная перпендикулярно оси полюсов ротора. Совокупность тангенциальных составляющих F_t на всех полюсах ротора создает на роторе генератора электромагнитный момент M , направленный встречно вращающемуся магнитному полю:

$$M = F_t 2p (D/2) = F_m D p \sin \theta, \quad (9.2)$$

где: D – диаметр ротора;

$2p$ – число полюсов.

Из полученного выражения следует, что электромагнитный момент генератора является синусоидальной функцией угла θ и может быть представлен в виде:

$$M = M_{\max} \sin \theta, \quad (9.3)$$

где: $M_{\max}$ – максимальное значение электромагнитного момента, соответствующее значению угла $\theta = 90^\circ$ эл.град.

Электромагнитный момент M , возникающий на роторе генератора, направлен встречно вращающемуся моменту турбины M_1 , т.е. он является тормозящим моментом. На преодоление этого момента затрачивается часть

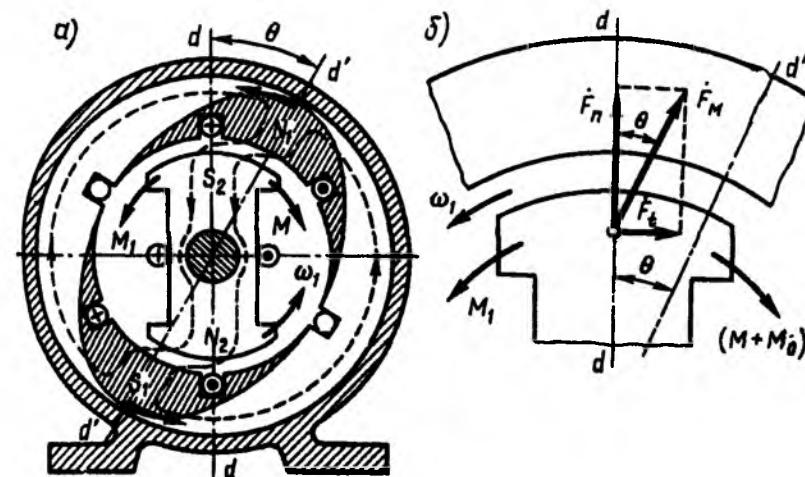


Рис. 9.23 Схема, поясняющая возникновение электромагнитного момента синхронного генератора

мощности турбины, которая представляет собой **электромагнитную мощность**:

$$P_{эм} = M \omega_1, \quad (9.4)$$

где: ω_1 – угловая частота вращения ротора.

Таким образом, с появлением тока $\vec{I}_s$ в обмотке статора генератора, работающего параллельно с электрической сетью, генератор получает **электрическую нагрузку**, а турбина получает дополнительную, по сравнению с режимом х.х., **механическую нагрузку**. При этом механическая мощность турбины P_1 расходуется не только на покрытие потерь х.х. генератора P_0 , но и частично преобразуется в электромагнитную мощность генератора $P_{эм}$, т.е.:

$$P_1 = P_0 + P_{эм} \quad (9.5)$$

Следовательно, **электромагнитная мощность генератора представляет собой электрическую активную мощность, преобразованную из части механической мощности турбины**:

$$P_{эм} = P_1 - P_0 \quad (9.6)$$

Активная мощность генератора P_2 , выдаваемая в сеть составит:

$$P_2 = m_1 U_1 \vec{I}_1 \cos \varphi_1 \cdot 10^3, \text{ где: } m_1 = 3 \text{ (для трехфазной обмотки).}$$

Активная мощность меньше электромагнитной мощности $P_{эм}$ на величину равную сумме электрических потерь в обмотке статора

$$P_{эл} = m_1 I_1^2 r_1 \text{ и добавочных потерь } P_{доб} \text{ при нагрузке, т.е.:}$$

$$P_2 = P_{эм} - (P_{эл} + P_{доб}) \quad (9.7)$$

Следовательно, **мощность на выходе генератора P_2 (активная нагрузка) при его параллельной работе с сетью регулируется изменением вращающегося момента M_1 турбины**:

$$P_2 = P_1 - \Sigma P = M_1 \omega_1 - \Sigma P,$$

где: $\omega_1 = 2\pi f_1 / p = \text{const}$ – угловая синхронная частота вращения ротора генератора, рад./с.

Если все слагаемые уравнения 9.5 разделить на угловую частоту, т.е. $P_1 / \omega_1 = P_0 / \omega_1 + P_{\text{эм}} / \omega_1$, то получим **уравнение моментов генератора**:

$$M_1 = M_0 + M, \quad (9.8)$$

Из этого уравнения моментов следует, что вращающий момент M_1 , развиваемый турбиной на валу генератора, равен сумме противодействующих моментов: момента х.х. M_0 , обусловленного потерями х.х. P_0 , и электромагнитного момента M , обусловленного нагрузкой генератора.

Момент х.х. M_0 для конкретного генератора постоянен ($M_0 = \text{const}$), поэтому нагрузить генератор возможно лишь, увеличив вращающий момент турбины, когда его величина превышает момент х.х., т.е., при $M_1 > M_0$.

Электромагнитный момент явнополюсного генератора $M_{\text{я}}$ имеет две составляющие: одна из них представляет **основную составляющую** электромагнитного момента $M_{\text{осн}}$, другая – **реактивную составляющую** $M_{\text{р}}$ электромагнитного момента:

$$M_{\text{осн}} = \frac{m_1 U_1 E_0}{\omega_1 \chi_d} \sin \theta, \quad (9.9)$$

$$M_{\text{р}} = \frac{m_1 U_1^2}{2 \omega_1} \left(\frac{1}{\chi_q} - \frac{1}{\chi_d} \right) \sin 2\theta, \quad (9.10)$$

Как видно, основная составляющая электромагнитного момента $M_{\text{осн}}$ зависит не только от напряжения сети U_1 , но и от ЭДС E_0 , наведённой магнитным потоком вращающегося ротора в обмотке статора. Это свидетельствует о том, что $M_{\text{осн}}$ зависит от магнитного потока ротора, т.е. в **невозбужденном генераторе** $M_{\text{осн}} = 0$.

Реактивная составляющая электромагнитного момента, как это видно из (9.10), не зависит от магнитного потока полюсов ротора. Для возникновения этой составляющей достаточно двух условий: во-первых, чтобы ротор имел явновыраженные полюсы, т.е. $\chi_q \neq \chi_d$, и во-вторых, чтобы обмотка статора была включена на напряжение сети U_1 .

При увеличении нагрузки генератора, т.е. с ростом тока статора $I_{\text{с}}$ происходит увеличение угла θ , что ведёт к изменению электромагнитной мощности генератора и его электромагнитного момента. Зависимости $P_{\text{эм}} = f(\theta)$ и $M = f(\theta)$, представленные графически (рис. 9.24), называются **угловыми характеристиками генератора**.

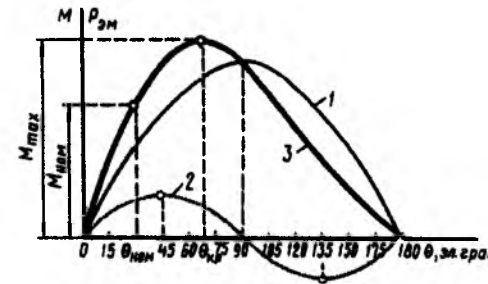


Рис. 9.24 Угловая характеристика явнополюсного генератора

1 – кривая изменения основной составляющей электромагнитного момента; 2 – кривая изменения реактивной составляющей электромагнитного момента; 3 – кривая изменения результирующей электромагнитного момента $M_{\text{я}} = M_{\text{осн}} + M_{\text{р}}$

Как видно из результирующей угловой характеристики (кривая 3), при увеличении нагрузки до значений, соответствующих углу $\theta \leq \theta_{\text{кр}}$, генератор работает устойчиво, т.е. при $\theta \leq \theta_{\text{кр}}$ рост нагрузки генератора (увеличение θ) сопровождается увеличением электромагнитного момента. В этом диапазоне любой установившейся нагрузке соответствует равенство вращающего момента турбины M_1 сумме противодействующих моментов, т.е. $M_1 = M_{\text{я}} + M_0$. В результате частота вращения ротора остаётся неизменной, равной синхронной частоте вращения.

Из этого следует очень важный для практики эксплуатации вывод о том, что при нагрузке генератора соответствующей углу $\theta > \theta_{\text{кр}}$, электромагнитный момент уменьшается, что ведёт к нарушению равенства вращающего и противодействующих моментов. При этом избыточная (неуравновешенная) часть вращающегося момента турбины $\Delta M = M_1 - (M_{\text{я}} + M_0)$ вызывает увеличение частоты вращения ротора, что ведёт к нарушению условий синхронизации, поэтому генератор **выходит из синхронизма**, что является недопустимым режимом для генератора.

При постепенном нагружении генератора в нём происходят следующие процессы. Увеличение вращающего момента турбины от M_1 до величины M'_1 (рис. 9.25) будет соответствовать углу поворота оси полюсов ротора на угол θ_1 и электромагнитному моменту $M = M'_1$. Однако под действием инерции вращающихся масс генератора и турбины ротор повернётся на угол $\theta_2 > \theta_1$, при котором электромагнитный момент генератора достигает значения $M' > M'_1$. В результате нарушившегося равновесия моментов ротор начинает поворачиваться в направлении уменьшения угла θ , но силы инерции и в этом случае помешают ротору остановиться в положении соответствующем углу θ_1 и переведут его в положение, соответствующее значению угла θ_3 , при котором электромагнитный момент генератора M'' окажется меньше вращающего момента M'_1 . Поэтому ротор не остановится в положении θ_3 , а будет поворачиваться в направлении увеличения угла θ .

Таким образом, ротор будет совершать колебательные движения (**качания**) около среднего положения θ_1 (рис. 9.25, кривая 2), соответствующего равновесию вращающего и электромагнитного моментов. Если бы колебания ротора не сопровождалось потерями энергии, то они были бы **незатухающими качаниями**. В реальных условиях качания ротора вызывают потери энергии, из которых наибольшее значение имеют магнитные потери, обусловленные возникновением вихревых токов в сердечнике полюсов ротора из-за движения сердечника относительно магнитного поля статора.

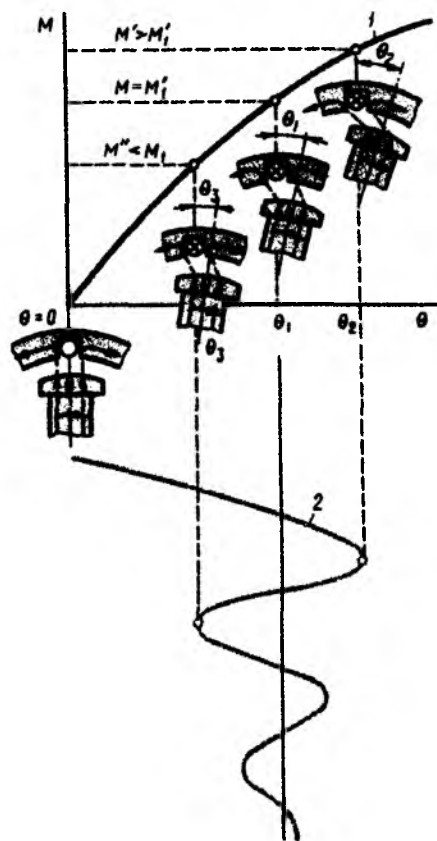


Рис. 9.25 Колебания генератора

1 — угловая характеристика;
2 — кривая затухающих колебаний ротора

турбины M_1 , либо изменения нагрузки генератора, т.е. электромагнитного момента M . Такие качания, называют собственными колебаниями (вынужденные колебания возможны, когда неравномерное вращение ротора связано со свойствами привода — поршневые двигатели).



Рис. 9.26 Фрагмент продольно-поперечной демпферной обмотки генератора

Взаимодействие вихревых токов с магнитным полем статора оказывают на ротор «успокаивающее» действие, уменьшающее его качания, и они приобретают затухающий характер, поэтому спустя некоторое время ротор займёт положение, соответствующее углу θ_1 , при котором устанавливается равновесие моментов. Однако значительное уменьшение колебаний происходит благодаря успокоительной (демперной) обмотке. Как мы уже отмечали, демперная обмотка выполняется в виде стержней, которые закладываются внутрь сердечников полюсов и соединяются в пределах полюса по торцам с обеих сторон пластинчатыми сегментами. Если между сегментами соединений нет, то демперная обмотка называется **продольной**, если все сегменты соединены между собой в сплошное кольцо (рис. 9.26), то такая обмотка называется **продольно-поперечной**. На гидрогенераторах, как правило, выполняются продольно-поперечные демперные обмотки.

Причинами, вызывающими качания ротора, могут быть либо изменение вращающего момента турбины M_1 , либо изменения нагрузки генератора, т.е. электромагнитного момента M . Такие качания, называют собственными колебаниями (вынужденные колебания возможны, когда неравномерное вращение ротора связано со свойствами привода — поршневые двигатели).

Выше изложенные процессы работы генератора в момент синхронизации и под нагрузкой рассматривались при неизменном токе возбуждения. После подключения генератора к сети при строгом соблюдении всех условий синхронизации генератор работает без нагрузки и его ЭДС $\dot{E}_0$, как уже мы видели, уравнивает напряжение сети $\dot{U}_c$. Если при этом увеличить ток

возбуждения, т.е. **перевозбудить** генератор, то ЭДС $\dot{E}_0$ увеличится до значения $\dot{E}'_0$ и в цепи генератора появится избыточная ЭДС $\Delta \dot{E} = \dot{E}'_0 - \dot{U}_c$ (рис. 9.27, а), вектор которой совпадает по направлению с вектором ЭДС $\dot{E}_0$. Ток $\dot{I}_d$, вызванный ЭДС $\Delta \dot{E}$, будет отставать от неё по фазе на 90° (поскольку $r_l \approx 0$). По отношению к ЭДС $\dot{E}_0$ этот ток также будет отстающим (индуктивным). С увеличением перевозбуждения генератора значение реактивного (индуктивного) тока увеличится.

Если же после того, как генератор подключен к сети, уменьшить ток возбуждения, т.е. **недовозбудить** генератор, то ЭДС $\dot{E}_0$ уменьшится до значения $\dot{E}''_0$ и в цепи генератора опять будет действовать избыточная ЭДС $\Delta \dot{E} = \dot{U}_c - \dot{E}''_0$. Теперь вектор этой ЭДС будет совпадать по направлению с вектором напряжения сети $\dot{U}_c$ (рис. 9.27, б) и поэтому ток $\dot{I}_d$, вызванный этой ЭДС и отстающий от неё по фазе на 90° , будет опережающим (ёмкостным) по отношению к ЭДС генератора $\dot{E}_0$. Иначе говоря, при перевозбуждении генератора увеличивается МДС возбуждения. Это сопровождается появлением в обмотке статора реактивного тока $\dot{I}_q$, который по отношению к ЭДС генератора является отстающим (индуктивным) и генератор работает в индуктивном квадранте (квадрант круговой диаграммы — это сектор с центральным углом в 90° ; $1/4$ часть круга). Вызванная током $\dot{I}_d$ продольно-размагничивающая реакция якоря компенсирует избыточную МДС возбуждения так, что ЭДС генератора остаётся неизменной.

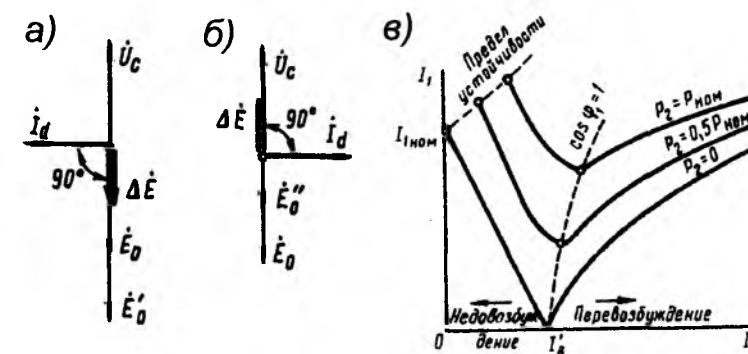


Рис. 9.27 а и б — Векторные диаграммы ЭДС генератора, включенного на параллельную работу; в — U — образные характеристики генератора

Такой же процесс происходит и при недовозбуждении генератора, но в обмотке статора появляется опережающий (ёмкостной) ток $\dot{I}_d$ и генератор работает в ёмкостном квадранте, а вызванная этим током продольно-намагничивающая реакция якоря компенсирует недостающую МДС возбуждения.

Если при всех изменениях тока возбуждения (перевозбуждение, недовозбуждение) вращающий момент турбины неизменный (направляющий аппарат сохраняет постоянное открытие, а уровни ВБ и НБ остаются неизменными), то также неизменной остается активная мощность генератора,

т.е. степень возбуждения генератора влияет только на реактивную составляющую тока статора.

Зависимость тока статора I_1 от тока в обмотке возбуждения $i_в$ при неизменной активной нагрузке генератора выражается графически U-образной кривой (рис. 9.27, в). U-образные характеристики генератора показывают, что любой активной нагрузке генератора соответствует такое значение тока возбуждения $i_в$, при котором ток статора I_1 становится минимальным и равным только активной составляющей: $I_{1\min} = I_1 \cos \varphi_1 = I_q$. В этом случае генератор работает с $\cos \varphi_1 = 1$. На рис. 9.27 (в) представлены U-образные характеристики $I_1 = f(i_в)$ при трех постоянных ступенях активной нагрузки $P = 0$; $P = 0,5P_{ном}$; $P = P_{ном}$. Значения $i_в$, соответствующие $\cos \varphi_1 = 1$ при указанных ступенях активной нагрузки на рис. 9.27 (в) показаны пунктирной кривой, несколько отклоняющейся вправо. Это объясняется тем, что при росте активной нагрузки необходимо увеличение тока возбуждения для компенсации падения напряжения в активном сопротивлении. Из этого следует важный вывод для дежурного персонала, регулирующего активную нагрузку на генераторе о том, что при увеличении нагрузки необходимо увеличивать ток возбуждения, если задано условие сохранения $\cos \varphi_1$ неизменным.

При постепенном уменьшении тока возбуждения величина его может достичь такого значения (минимально допустимого), при котором магнитный поток ротора настолько ослабнет, что нарушится магнитная связь между магнитным полем ротора и вращающимся полем статора, в результате чего генератор выпадет из синхронизма. Это другой важный практический вывод для персонала, регулирующего реактивную мощность в случае избытка её в электрической сети, т.е. когда генераторы должны работать в режиме недовозбуждения (в ёмкостном квадранте).

Если соединить все точки минимально допустимых значений тока $i_в$ на U-образных характеристиках (штрих-пунктирная линия на рис. 9.27 (в)), то получим линию предела устойчивости работы генератора при недовозбуждении.

Развитие энергосистем потребовало строительства много длинных и мощных ЛЭП. Это привело к тому, что в энергообъединениях суммарная емкость электрических сетей стала значительной, и вызвало необходимость потребления реактивной мощности со все большим использованием для этого гидроагрегатов в режиме недовозбуждения. Особое место занимают проблемы использования в таком режиме мощных и сверхмощных генераторов ГЭС, когда они работают с активной нагрузкой близкой к номинальной (использование мощных агрегатов с небольшой нагрузкой (длительно) недопустимо по условиям работы турбин, а также и по условиям возложенных на них задач энергосистемой).

У обычных генераторов малой и средней мощности с косвенным охлаждением, у которых сравнительно невысокое использование активных материалов и, в частности, токовые нагрузки невелики, нагрев крайних пакетов сердечника статора обычно не лимитирует потребление реактивной мощности,

и оно определяется, главным образом, его статической устойчивостью (пределы режима недовозбуждения указываются заводом). У генераторов с непосредственным водяным охлаждением резкое увеличение токовых нагрузок меняет это положение.

Мы уже отмечали, что суть физического явления, приводящего к повышенному нагреву элементов торцевых зон сердечника статора в режиме недовозбуждения, сводится, в общем виде, к возникновению в зоне лобовых частей обмотки статора результирующей МДС генератора продольно-намагничивающего характера, что приводит к появлению больших аксиальных составляющих полей рассеяния. Эта составляющая достигает максимума вблизи воздушного зазора и по мере удаления от него падает по закону близкому к параболическому. Существующие методы не позволяют достаточно точно рассчитать величину нагрева торцевых зон сердечника статора. Поэтому в первый период эксплуатации должны быть проведены натурные испытания в режиме недовозбуждения генераторов, если нет запрета со стороны завода-изготовителя. Испытания позволят определить возможности работы генераторов в режиме потребления реактивной мощности и установить диапазон ее регулирования.

Приведем пример таких испытаний на генераторах номинальной мощностью 500 МВт Красноярской ГЭС.

Экспериментальная проверка предельного значения внутреннего угла машины θ была организована на действующем генераторе, включенном в сеть с активной нагрузкой, которая задавалась ступенями 300, 400, 500 МВт с выдержкой времени на каждой ступени при поддержании $\cos \varphi_1 = 1$. При уменьшении плавно и медленно тока возбуждения находилась под непрерывным наблюдением величина внутреннего угла θ . Самопроизвольное «сползание» стрелки прибора, контролирующего угол θ , указывало на границу статической устойчивости генератора. В результате была установлена зависимость предельно допустимых значений реактивной мощности Q в режиме недовозбуждения от полной мощности S , приведенных в таблице 9.7, что позволило использовать генераторы с достаточно большой активной мощностью в режиме недовозбуждения. Это повысило роль ГЭС в энергосистеме.

Таблица 9.7. Зависимость реактивной мощности в режиме недовозбуждения генератора 500 МВт от полной мощности

S , МВ·А	0	100	200	300	400	500	590
Q , МВ·Ар	275	255	235	200	140	80	0

Асинхронный режим гидрогенераторов, как мы уже отмечали, запрещается ПТЭ и при его возникновении генератор должен отключаться от сети. Асинхронный режим, исходя из изложенного выше, может возникнуть из-за потери возбуждения и при авариях в энергосистеме, связанных с большой

посадкой напряжения в сети. Отключение генератора при асинхронном ходе может усугубить ситуацию в энергосистеме, поэтому необходимо выяснить при каких условиях возможна ресинхронизация генератора без последствий для него и для электрической сети. Подобные натурные исследования были выполнены на генераторе номинальной мощностью 640 МВт Саяно-Шушенской ГЭС. После отключения тока возбуждения выдавался импульс на закрытие направляющего аппарата до величины, соответствующей нагрузке 10-12% от номинальной. От момента подачи импульса на прикрытие НА турбины до достижения установившегося режима генератора (активная мощность 70-80 МВт) проходило от 2,5 до 7,2 с. Было установлено, что генератор легко втягивается в синхронизм и далее с указанной нагрузкой может работать без возбуждения синхронно с сетью неограниченно долго за счет реактивного момента. Кратковременность асинхронного режима не сопровождалась заметным нагревом демпферной обмотки, полюсов ротора и торцевой зоны сердечника статора. Эти опыты позволили сделать очень важный практический вывод о том, что защита от асинхронного хода может быть задействована на прикрытие НА турбины, т.е. даже при таком тяжелом режиме можно не отключать генератор от сети, прикрыв НА, и лишь по какой-либо причине не прекратившегося асинхронного хода, действовать на отключение генератора. Поэтому в период эксплуатации с согласия завода необходимо проводить подобные опыты, чтобы в более благоприятных условиях преодолевать аварийные ситуации в энергосистеме.

Неполнофазные режимы генератора являются достаточно часто встречающимися случаями в практике эксплуатации. Длительные несимметричные режимы определяются несимметричной нагрузкой, например, электротягой на однофазном переменном токе. Кратковременные несимметричные режимы вызываются двухфазными и однофазными КЗ в электрической сети.

Если генератор работает на несимметричную нагрузку, то несимметричные токи создают в его воздушном зазоре поле, которое можно представить в виде двух составляющих, вращающихся в противоположных направлениях. Если прямая и обратная составляющие магнитного поля равны, то результирующее поле становится **знакопеременным пульсирующим**.

Одна из составляющих, вращающаяся в ту же сторону, что и ротор, и неподвижная относительно его, вызвана токами **прямой последовательности**. Эта составляющая и токи, ее образовавшие, не отличаются от поля и токов нормального нагрузочного режима. Вторая составляющая поля, вращающаяся с двойной синхронной частотой относительно ротора и синхронной частотой вращения относительно статора (*поле обратной последовательности*), вызвана токами **обратной последовательности** I_{-} . Этой составляющей поля определяются все явления, отличающие несимметричный режим от симметричного.

Первое воздействие поля обратной последовательности заключается в нагреве ротора и статора из-за пересечения полем их замкнутых контуров, в

частности, демпферной обмотки. Второе влияние пульсирующего знакопеременного момента, заключается в воздействии на сердечник статора передающем неблагоприятную знакопеременную нагрузку на элементы его крепления.

Знакопеременное пульсирующее поле и соответствующий ему знакопеременный момент состоят из суммы пульсирующих моментов, имеющих разную частоту: 100, 200, 300...Гц. Практический интерес представляет частота пульсирующего момента 100 Гц, поскольку амплитуда колебаний этой составляющей неизмеримо больше других и поэтому ее вибрационное воздействие на механические крепления наиболее опасно как сердечника, так и лобовых частей обмотки статора, перемещения которых возбуждаются знакопеременной силой.

Из этого следуют важные практические выводы при эксплуатации генераторов. Первый – в том, что после особенно тяжелых и длительных несимметричных режимов, вызванных КЗ, необходимо осмотреть генератор, обращая внимание на состояние демпферной обмотки (имело место в практике эксплуатации расплавление демпферных соединений), а также на состояние крепления лобовых частей. Второй – в том, что необходимо знать возможности генератора, способного работать не переходя допустимых значений по вибрации и нагреву в несимметричных режимах. Такие режимы по условиям работы энергосистемы в часы пика графика нагрузки иногда крайне необходимы. Для чего важно в первые годы эксплуатации генераторов исследовать их с согласия завода-изготовителя на возможность работы в несимметричных режимах. Эти исследования покажут и степень негативного влияния токов **нулевой последовательности** I_0 на линии связи, трассы которых часто проходят параллельно ЛЭП, а также на устройства релейной защиты ГЭС. На трассах связи, других инженерных коммуникациях (водопроводах, рельсах и т.д.), идущих параллельно ЛЭП, когда возникает ее несимметричный режим, наводится электрический потенциал (**вынос потенциала**), в результате чего может возникнуть опасное напряжение прикосновения человека к коммуникациям, а в устройствах релейной защиты появляются токи, величина которых превышает величину срабатывания реле, и они действуют неправильно, что может привести к тяжелым авариям в энергосистемах.

Приведем пример некоторых результатов натурных исследований генераторов Саяно-Шушенской ГЭС в режимах установившегося 2-х фазного КЗ. В период опытов измерялись вибрации сердечника и лобовых частей обмотки статора, а также нагревы полюсных башмаков и демпферной обмотки статора (таб. 9.8 и 9.9).

Из-за того, что с ростом тока КЗ уровень вибрации сердечника резко возрастал, опыт при токе КЗ, близком к номинальному, производился при частоте вращения генератора 40 Гц.

Из таблиц видно, что при токе КЗ приблизительно равном $0,5 I_{ном}$ ($I_{ном} = 21,6$ кА) вибрация сердечника превысила допустимый предел 30 мкм, а максимальная вибрация лобовых частей при токе КЗ равном $0,77 I_{ном}$ достигла

103 мкм (для данных генераторов граница между оценкой удовлетворительно и неудовлетворительно лежит в диапазоне 110-130 мкм).

Таблица 9.8 Радиальная вибрация сердечника статора генератора Саяно-Шушенской ГЭС в установившемся неполнофазном режиме (2-х фазное КЗ) (мкм)

Точка измерения на сердечнике	Данные о режимах КЗ					
	Частота вибрации 100 Гц					80 Гц
	ток КЗ 2,6 кА	ток КЗ 4,5 кА	ток КЗ 9,5 кА	ток КЗ 12,0 кА	ток КЗ 16,7 кА	ток КЗ 25,9 кА
Верх	2,5	4,0	14,0	26,0	67,0	84,0
Середина	2,0	4,0	-	-	-	57,0
Низ	3,0	6,0	21,5	33,5	71,0	89,0

Таблица 9.9 Вибрация лобовых частей генератора Саяно-Шушенской ГЭС в неполнофазном режиме в радиальном (рад.) и тангенциальном (танг.) направлениях (мкм)

№№ стержней обмотки	Место вибрации и направление	Данные о режимах КЗ				
		ток КЗ 2,6 кА	ток КЗ 4,5 кА	ток КЗ 9,5 кА	ток КЗ 12,0 кА	ток КЗ 16,7 кА
143	рад.верх	2,0	0,0	6,0	-	-
	рад.низ	3,0	3,5	-	-	-
	танг.верх	17,5	19,5	34,0	43,0	62,0
	танг.низ	3,0	3,0	-	-	-
162	рад.верх	5,0	-	8,0	-	-
	рад.низ	2,0	2,0	-	-	-
	танг.верх	11,0	13,0	32,0	53,5	80,0
	танг.низ	3,0	3,0	-	-	-
186	рад.верх	4,0	6,0	-	-	-
	рад.низ	2,0	3,0	-	-	-
	танг.верх	9,0	10,0	33,0	52,0	103,0
	танг.низ	8,0	9,0	-	-	-
218	рад.верх	3,0	2,0	-	-	-
	рад.низ	2,0	2,0	-	-	-
	танг.верх	14,0	14,0	18,5	34,0	82,0
	танг.низ	3,0	4,0	-	-	-
231	рад.верх	4,0	9,0	-	-	-
	рад.низ	2,0	2,0	-	-	-
	танг.верх	15,0	20,0	-	-	-
	танг.низ	2,0	2,0	-	-	-
242	рад.верх	3,0	-	-	-	-
	рад.низ	2,0	2,0	-	-	-
	танг.верх	10,0	15,0	43,0	56,0	75,0
	танг.низ	4,0	5,0	-	-	-

Тепловые измерения демпферной обмотки и башмаков полюсов показали, что при указанных токах КЗ изменение температуры несущественно, т.е. ограничивающими условиями использования несимметричного режима для данных генераторов являются вибрации сердечника и лобовых частей обмотки статора. В результате исследований было установлено, что генератор с установленной мощностью 640 МВт может достаточно длительно нести нагрузку в несимметричном режиме около 30% от номинальной. Однако использовать генераторы в таких режимах следует лишь в крайних случаях аварийных ситуаций в энергосистемах.

Ремонт гидрогенераторов (плановый) должен производиться в те же сроки, что были указаны в разделе турбин и того же назначения (текущий и капитальный). Кроме этого, должны производиться регулярные осмотры генераторов. Осмотры должны выполняться перед капитальным ремонтом для выявления дефектов, которые возможно устранить лишь при продолжительном ремонте. Кроме того, как уже указывалось, осмотры должны быть проведены после тяжелых КЗ или аномальных режимов (асинхронный ход, несимметричная нагрузка), а также до и после проведения испытаний генератора (вибрационные, тепловые, проверка пределов устойчивости, режимы КЗ и т.п.). Тщательные осмотры также проводятся при текущих ремонтах, период их проведения устанавливается руководством ГЭС.

ПТЭ регламентируют капитальные ремонты генераторов 1 раз в 4-5 лет. Первые ремонты на гидрогенераторах после ввода их в эксплуатацию должны быть произведены не позднее, чем через 6000 часов работы.

Профилактические измерения и испытания должны проводиться регулярно согласно «Нормам испытаний электрооборудования».

При капитальном ремонте должна производиться полная или частичная разборка генератора, осмотр, измерения, устранение обнаруженных дефектов, восстановление изношенных деталей и составных частей, выполнение запланированных мероприятий по модернизации и реконструкции, обеспечивающих повышение мощности, надежности, экономичности и ремонтпригодности.

Основными работами на генераторе при капитальном ремонте являются: проверка формы ротора и статора, а также воздушного зазора; проверка крепежа межполюсных соединений, демпферных соединений; проверка монтажных зазоров и крепления полюсов; выем полюсов, их чистка и окраска; проточка и шлифовка контактных колец, проверка мест их соединений с токопроводами; проверка щеточного аппарата; проверка крепежа обода ротора и, при необходимости, его горячая расклиновка; ремонт сердечника статора в местах «распушковки» железа (нарушение плотности) и мест креплений сердечника к корпусу статора, проверка плотности прессовки сердечника и стыковых его соединений; проверка и ремонт систем охлаждения генератора; проверка и ремонт системы возбуждения; перекалиновка обмотки статора; окраска статора; проверка изоляции от подшипниковых токов; проверка и ремонт аппаратов и устройств агрегатных собственных нужд и другие, на все работы должен быть составлен специальный перечень.

После капитального ремонта генератор должен пройти наладку практически в объеме работ, предшествующих первому вводу агрегата в эксплуатацию (снятие характеристик х.х. и КЗ, наладка АРВ, проверка тепловых характеристик и т.п.).

При текущем ремонте производится осмотр и чистка узлов и деталей генератора. Для осмотра сердечника статора со стороны расточки производится выем 2-3х полюсов и через это свободное пространство, постепенно поворачивая ротор, осматривается статор (состояние железа и клиньев обмотки). При текущем ремонте выполняются работы по устранению дефектов, не требующих вывода генератора в капитальный ремонт. При обнаружении серьезных дефектов, требующих неотложных работ, генератор должен быть выведен в *аварийный ремонт*.

Аварийный ремонт назначается и в случае выхода из строя генератора во время его работы в сети, когда необходимо устранить дефект, препятствующий его нормальной эксплуатации.

9.5.5. Эксплуатация электрической части ГЭС

Генераторы также являются элементами электрической части ГЭС, но, учитывая и их главенствующее значение, и то, что они, вместе с турбинами, составляют основное силовое оборудование ГЭС – эксплуатация генераторов выделена в самостоятельный предыдущий раздел книги.

Все элементы электрической части, представленные на структурных схемах первичных соединений, ОРУ-500 кВт и собственных нужд (рис. 6.21; 6.28 и 6.29) на примере Саяно-Шушенской ГЭС являются достаточно характерными для всех гидроэлектростанций. Эксплуатация этих элементов (трансформаторы – главные, собственных нужд и реакторы, а также измерительные; выключатели; разъединители; ЛЭП; аппараты и устройства собственных нужд; разрядники и ограничители перенапряжений; электродвигатели и их пусковая аппаратура; устройства релейной защиты и автоматики, и другие) регламентируется также ПТЭ, ПТБ, инструкциями заводов-изготовителей, проектной и эксплуатационной организацией.

При эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов должны создаваться условия, обеспечивающие их надёжную работу. Нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов (реакторов), характеристики масла и параметры изоляции должны находиться в пределах установленных норм; устройства охлаждения, регулирования напряжения (РПН), другие элементы должны содержаться в исправном состоянии. Протечки масла должны своевременно устраняться, а до устранения не должны наносить вред окружающей среде и собираться в специальных маслоборниках.

Необходимо следить за фундаментами трансформаторов на мягких грунтах, чтобы не допускать изменения задаваемого уклона крышки бака с подъёмом её к газовому реле не менее 1%, а маслопровода к расширителю – не менее 2%.

Стационарные средства пожаротушения, маслоприёмники, маслоотводы и маслоборники должны быть в исправном состоянии.

На баки однофазных трансформаторов и реакторов должна быть нанесена расцветка фазы (А, В, С соответственно – жёлтый, зелёный, красный цвет).

Вентиляция закрытых подстанций и камер, в которых устанавливаются трансформаторы, должна обеспечивать их работу во всех нормированных режимах.

Эксплуатация трансформаторов и реакторов с искусственным охлаждением без включенных устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, воды, или об остановке вентиляторов запрещается.

При маслководном охлаждении трансформаторов давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,1 кг/см² (10 кПа) при минимальном уровне масла в расширителе трансформатора.

Масло в расширителе неработающего трансформатора (реактора) должно быть на уровне отметки, соответствующей температуре масла в трансформаторе.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения, независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в пределах, представленных в таблице 9.10.

Таблица 9.10. Допускаемая нагрузка трансформаторов в аварийных режимах

Вид трансформатора, параметры перегрузки	Величина параметра перегрузки				
Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин.	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

При срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр трансформатора (реактора), отобран газ из реле для анализа и проверки его на горючесть. Перед отбором газа трансформатор (реактор) должен быть разгружен и отключен от сети для обеспечения безопасности персонала.

По результатам анализа газа принимается решение о возможности дальнейшей работы трансформатора или выводе его в ремонт.

Включение трансформатора (реактора) в сеть производится толчком на полное напряжение сети. Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, могут включаться вместе с генератором либо вручную с подъемом напряжения с нуля, либо по схеме автоматического включения генератора в сеть.

Ремонт трансформаторов и реакторов (капитальные, текущие) и их составные части (РПН, система охлаждения и др.) выполняются по мере необходимости, если нет особых указаний завода-изготовителя. Сроки ремонта определяются эксплуатационной организацией.

Основные работы при ремонте трансформатора со вскрытием бака сводятся к осмотру изоляции обмоток и проверке состояния их запрессованности, а также проверке состояния вводов. Как правило, при ремонтах выполняется подпрессовка обмоток.

Эксплуатация распределительных устройств (РУ) и их оборудования регламентируется ПТЭ, ПТБ и производственными инструкциями эксплуатационной организации. Оборудование РУ всех видов напряжений по номинальным данным должно удовлетворять условиям работы как при нормальных режимах, так и при КЗ, перенапряжениях и нормированных перегрузках. РУ напряжением 330 кВ и выше должны быть оснащены средствами биологической защиты в виде стационарных, переносных или инвентарных экранов, а также средствами индивидуальной защиты. Персоналу, обслуживающему РУ 330 кВ и выше, должны быть выданы **карты распределения напряженности электрического поля** на площадке ОРУ на уровне 1,8 м над поверхностью земли.

Напряженность электрического поля на указанном уровне от земли зависит от эффективности примененных в РУ аппаратов по ограничению коммутационных и атмосферных перенапряжений. Применение современных ограничителей перенапряжений позволяет сокращать расстояния токоведущих частей как между фазами, так и фазы относительно земли, т.е. токоведущая часть становится к земле ближе, чем предусматривалось действующими правилами устройств электроустановок (ПУЭ). В таблице 9.11 представлено сопоставление расстояний для ОРУ Саяно-Шушенской ГЭС, а на рис. 9.28 разрез по ячейке ОРУ-500 кВ.

Таблица 9.11. Сопоставление принятых в проекте и нормированных ПУЭ расстояний ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

А, Б, В, Г, Д – обозначение промежутков по ПУЭ

Обозначение и наименование расстояний	Габариты воздушных промежутков ОРУ	
	Защита разрядниками ОПН-500	По ПУЭ
А фаза – земля	3,0	3,75
А фаза – фаза	3,5	4,2
Б	3,75	4,5
В	4,25	5,0
Г	5,7	6,45
Д	5,0	5,75

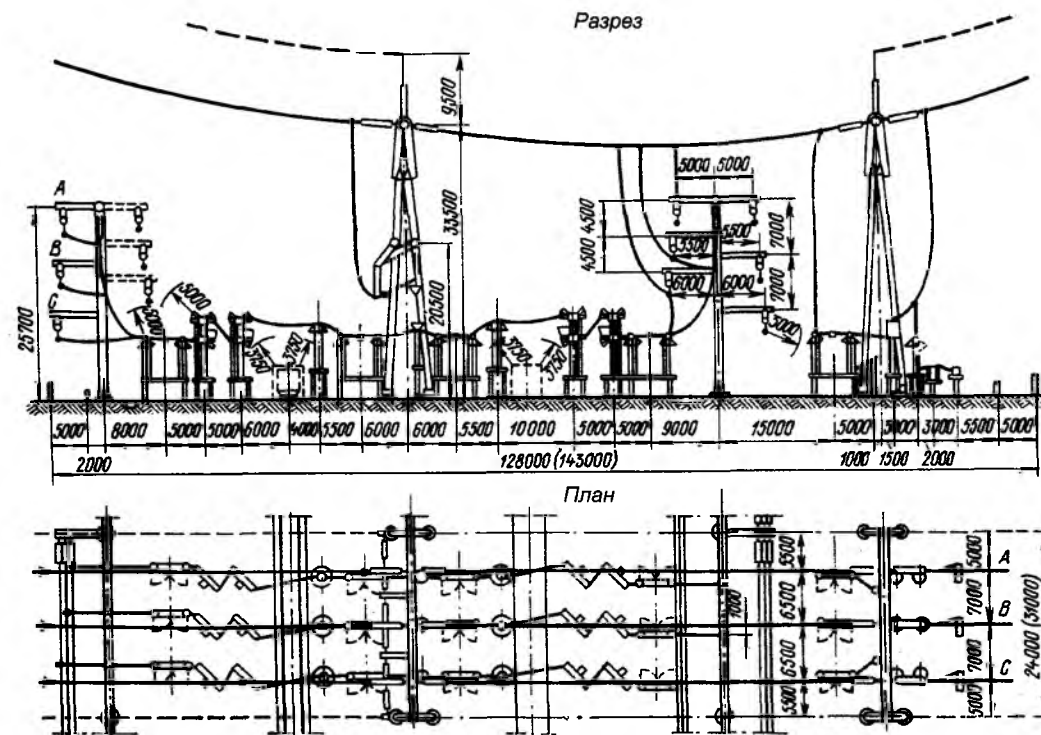


Рис. 9.28 Разрез и план характерной ячейки ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

Класс изоляции всех элементов РУ должен соответствовать номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений – уровню изоляции электрооборудования.

При эксплуатации оборудования с негрязестойкой изоляцией в местах с загрязненной атмосферой должны быть осуществлены меры, обеспечивающие надежную работу изоляции: в ОРУ – усиление изоляции, обмывка, очистка и покрытие ее гидрофобными пастами; в ЗРУ – защита от проникновения пыли и вредных газов; в КРУ наружной установки – уплотнение шкафов, обработка изоляции гидрофобными пастами и установка устройств электроподогрева с ручным или автоматическим управлением.

Должны быть приняты меры, исключающие попадание животных и птиц в помещения ЗРУ и КРУ.

Между деревьями и токоведущими частями РУ должны быть расстояния, при которых исключена возможность перекрытия электрической дугой, что должно обеспечиваться своевременной рубкой деревьев или обрезкой сучьев. Должен обеспечиваться регулярный контроль за температурой разъемных контактов шин.

РУ напряжением 3 кВ и выше должны иметь блокировку, предотвращающую возможность ошибочных действий персонала при

операциях с разъединителями, отделителями, выкатными тележками КРУ и заземляющими ножами.

Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи, как правило, – в черный.

В РУ должен регулярно проводиться осмотр оборудования, например, при наличии постоянного персонала обход должен производиться не реже одного раза в сутки и не реже одного раза в месяц ночью для выявления разрядов и коронирования. (*Корона – коронный разряд – одна из форм самостоятельного разряда в газах, возникающего в сильно неоднородных электрических полях и проявляющегося при их значительной интенсивности в виде свечения ионизированного газа в приэлектродной области. Коронный разряд на проводах ЛЭП высокого напряжения вызывает потери на корону электроэнергии и создает радиопомехи, помехи телевизионному приему и создает акустический шум.*)

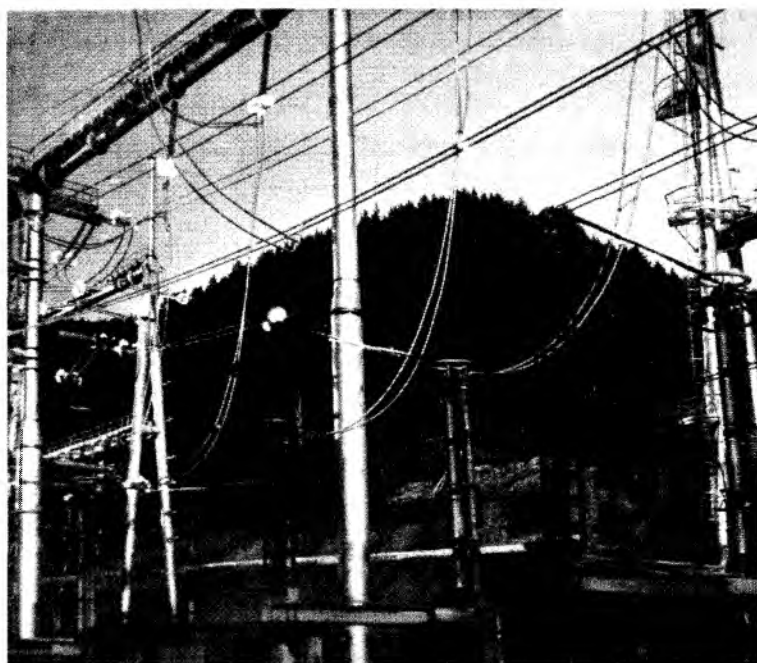


Рис. 9.29 Коронный разряд на ОРУ-500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

Производится обязательный и немедленный осмотр оборудования, участвовавшего в отключении поврежденных участков РУ в результате КЗ или в отключении коротких замыканий на ЛЭП вдали от РУ. Осмотры обязательно должны проводиться при выводе из работы и вводе в работу присоединений.

При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, пурга, гололед и т.п.) или усиленном загрязнении на ОРУ должны быть организованы специальные осмотры. На рис. 9.30 показан момент осмотра ОРУ в районе Колымской ГЭС после сильных и неблагоприятных погодных условий зимой.



Рис. 9.30 Внешний вид ОРУ после образования снежного покрова

У воздушных выключателей должна регулярно контролироваться вентиляция внутренних полостей изоляции, а в масляных выключателях и измерительных трансформаторах, и вводах должен контролироваться уровень масла.

Должен быть обеспечен контроль за устройствами, обеспечивающими обогрев: днищ ресиверов, конденсаторов, днищ и баков масляных выключателей, шкафов управления выключателями и других устройств, требующих подогрева.

Ремонт и его вид (текущий, средний, с полной заменой узлов оборудования) оборудования РУ должен производиться в сроки, указанные в технической документации заводов-изготовителей. Уточнение сроков производится владельцем распределительного устройства, исходя из опыта эксплуатации. На рис. 9.31 представлен момент ремонта воздушного выключателя на ОРУ-500 кВ.

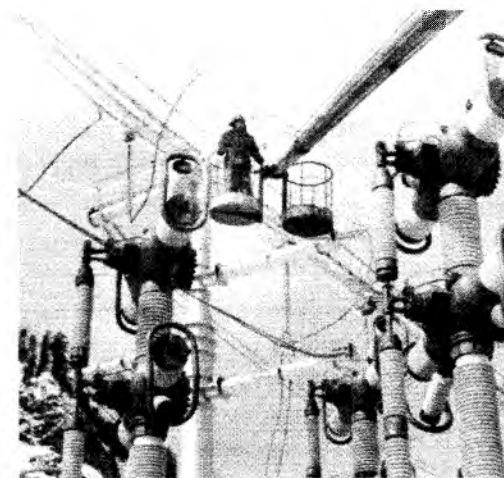


Рис. 9.31 Ремонт воздушного выключателя ВВБК-500А Саяно-Шушенской ГЭС с использованием автогидроподъемника

Силовое оборудование ГЭС, подстанций и электрических сетей защищается от КЗ и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Ремонт и проверка РЗА проводятся в установленные правилами сроки.

9.6. Эксплуатация водохранилищ

Эксплуатацией водохранилищ согласно нормативным документам Российской Федерации должны заниматься организации (владельцы) Министерства природных ресурсов, поскольку, как правило, водохранилища служат для комплексного использования. Однако сложилась неудовлетворительная практика перехода эксплуатационных функций к владельцам водохранилищ. Мотивом этого является стремление перенести все организационные и технические трудности, связанные с образованием нового объекта, в данном случае водохранилища, на тех, кто создает подпорные сооружения. Хотя мы уже видели, какое разностороннее использование водохранилищ реализуется на самом деле. Только один пример использования водохранилищ в транспортных целях достаточно убедителен.

В нижеследующей таблице приведено общее количество шлюзов, построенных на водохранилищах России. Часть из них образована напорными сооружениями, принадлежащими Главводпути Министерства речного флота России, в том числе имеются ГЭС в составе этих гидроузлов (13 ГЭС). Остальные шлюзы построены в результате строительства ГЭС по государственному плану развития электроэнергетики, т.е. в подавляющем большинстве водохранилище решает не ведомственную задачу, а общегосударственную.

Таблица 9.12. Данные о гидросооружениях, принадлежащих Главводпути Российской Федерации (данные на 1996 г.)

Наименование и характеристика		Единица измерения	Количество
Общее количество сооружений, в том числе:		ед.	ок. 700
1.	Судоходные магистральные шлюзы	ед.	134
2.	Напорные плотины	ед.	70
3.	Насосные станции	ед.	8
4.	Гидроэлектростанции	ед.	13
Производство электроэнергии на этих ГЭС		млн. кВт-ч/год	300
5.	Объем железобетонных конструкций	млн. м ³	16
6.	Количество шлюзований за навигацию	тыс. шлюзований	360
7.	Численность персонала	тыс. чел.	4

Более того, исследователи развития водного транспорта в стране пришли к выводу, что должны создаваться транспортно-энергетические водные сети (ТЭВС) страны. Концепция ТЭВС – создание глубоководных путей для организации дальних перевозок крупнотоннажными судами требует шлюзования и регулирования рек, а это создает предпосылки их гидроэнергетического использования, увеличения доли гидроэнергетики в энергобалансе, уменьшения потребления энергетикой привозного топлива и, соответственно, уменьшения грузооборота топливных грузов и затрат на их

перевозки. Это может служить примером рачительного хозяйского подхода к ресурсам страны.

Из задач по эксплуатации водохранилищ, решение которых должно остаться за эксплуатирующими организациями, в данном случае – гидростанциями, должны оставаться только те, что предписываются ПТЭ:

- разработка и выполнение ежегодного водохозяйственного плана;
- сохранение незаильемой емкости водохранилищ, необходимой для регулирования стока в соответствии с водохозяйственным планом;
- обеспечение условий для нормального судоходства, водоснабжения, орошения, деятельности рыбного хозяйства;
- обеспечение благоприятных условий для пропуска через сооружения ГЭС избытков воды, льда, наносов;
- предотвращение эксплуатационных затруднений, особенно в условиях засоренности водотока, ледовых образований и переработки берегов водохранилища;
- организация учета и контроля использования водных ресурсов.

Основные контуры водохозяйственного плана намечаются на стадии проектирования и передаются службе эксплуатации в виде инструкции по эксплуатации водохранилища. Годовой водохозяйственный план устанавливает помесечные напоры и расходы воды, ежемесячную выработку электрической энергии, среднемесячные потери воды на испарение и фильтрацию. Годовой водохозяйственный план корректируется с учетом реальной гидрологической обстановки. Информацию о гидрологической обстановке на реках и водохранилищах представляет Росгидромет.

Как правило, график наполнения – сработки водохранилища составляется таким образом, чтобы выработать требуемое количество энергии в надлежащее время. Однако при эксплуатации комплексных гидроузлов нужды электроэнергетики зачастую уступают приоритет другим отраслям хозяйства. Например, водохозяйственный режим в период весеннего половодья Волжских ГЭС подчинен требованиям рыбного хозяйства. В результате добыча осетровых на Волге выросла с 7 тысяч тонн в 1916 году до 23 тысяч тонн в 70-80-е годы. Режим работы Новосибирской ГЭС диктуется условиями работы судоходного шлюза, ухудшившимися из-за размывов в нижнем бьефе гидроузла. Требованиям орошения подчинен водохозяйственный режим ГЭС Средней Азии. Так, пуск в эксплуатацию Токтогульской ГЭС был фактически задержан на два года, так как в засушливые годы прекратилось наполнение водохранилища, и сток реки Нарын был использован для орошения земель, прилегающих к рекам Нарын и Аму-Дарья.

Все мероприятия при эксплуатации водохранилищ увязываются с требованиями охраны природной среды. Образование водохранилища существенно изменяет гидрологический режим водотока и оказывает влияние

на окружающую среду. Подпор, создаваемый плотиной, приводит, соответственно, к затоплению и подтоплению земель, в том числе:

- к постоянному затоплению земель в верхнем бьефе, расположенных ниже отметки УМО;
- к периодическому затоплению земель, расположенных между отметками УМО и НПУ;
- к кратковременному затоплению земель, расположенных между НПУ и ФПУ, в периоды пропуска высоких половодий и паводков;
- к подтоплению земель в прибрежной зоне вследствие повышения уровня грунтовых вод (рис. 9.32) за счет появления водохранилища; подтопление может вызвать заболачивание местности, замещение культурных растений болотными, затопление подвалов, шахт, карьеров.

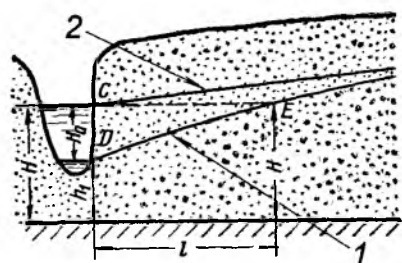


Рис. 9.32 Изменение уровня грунтовых вод в районе образования водохранилища

1 — кривая уровня грунтовых вод до образования водохранилища;
2 — кривая после образования водохранилища

половодий и паводков, борьбы с сором, ледовой шугой, выработаны приемы транзита или аккумуляирования льда и т.д. Однако, на практике немало примеров, когда недостаточно продуманный проект приводил к неустранимому урону для сооружения и окружающей среды. Так, мы уже отмечали пример существенной ошибки в определении размера намерзающей зимой полыньи в нижнем бьефе Красноярской ГЭС. В ряде случаев для обеспечения рационального и надежного использования водных ресурсов приходится выполнять значительные работы после окончания строительства в процессе эксплуатации гидроузла.

Острая проблема с заилениями касается тех небольших по емкости водохранилищ, где объем твердого стока в реке значителен и необходимо время от времени промывать водохранилище для восстановления его полезного объема. Для промыва должны проектироваться специальные водосбросные устройства.

Негативное влияние водохранилища не исчерпывается только затоплением и подтоплением земель. Некоторые стороны этого влияния были рассмотрены в разделе 2.3. При проектировании гидроузлов предусматриваются различные мероприятия и средства инженерной защиты, позволяющие сократить негативное влияние водохранилища. При эксплуатации гидроузлов также стремятся обеспечить такой водный режим, чтобы с одной стороны обеспечить рациональное использование гидроресурсов, а с другой — минимизировать негативное воздействие водохранилища на природную среду.

При эксплуатации электростанций накоплен большой опыт пропуска высоких

Другая проблема — это предотвращение подплывания к гидроузлу предметов и сора (древесная масса, корни, сучья, торфяники и т.п.). Решать ее необходимо путем организации на водохранилище специальных участков, как правило, находящихся в составе гидротехнических цехов и располагающих необходимым буксирным флотом. Это позволяет устанавливать заграждения перед гидроузлами в виде запаней и собирать неорганизованный сор в кошелю и отводить к местам выгрузки (рис. 9.33).

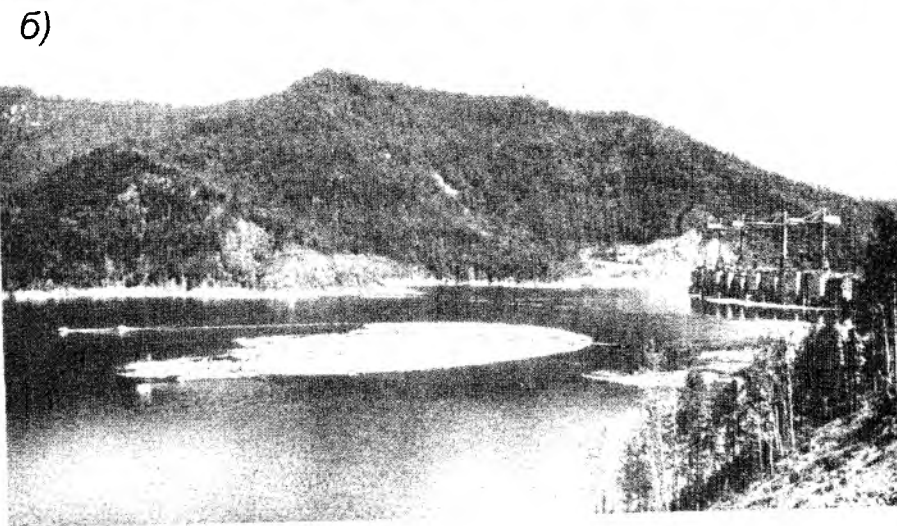
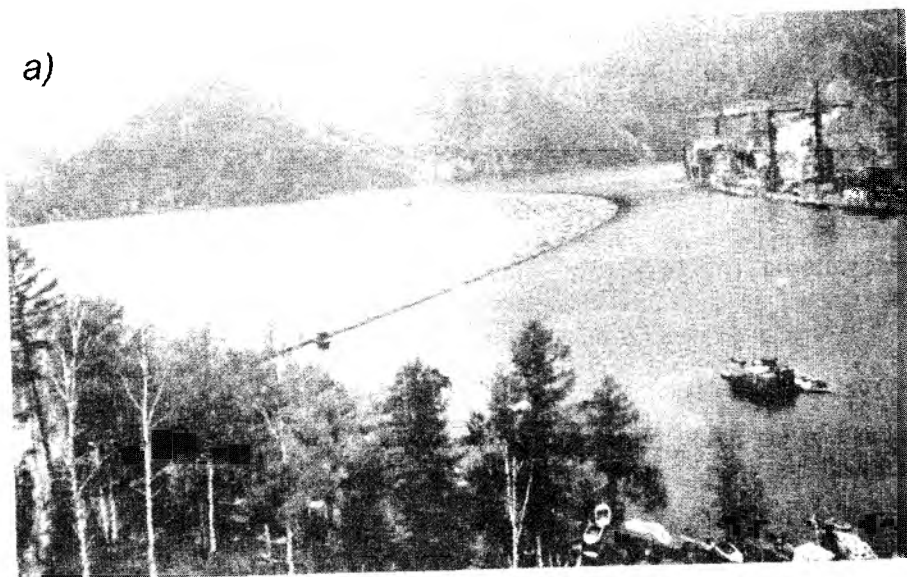


Рис. 9.33 а) установленная запань перед плотиной Саяно-Шушенской ГЭС;
б) сбор неорганизованной древесной массы в кошелю и отвод их буксирами к месту выгрузки

Использованная литература

1. Абрамов А.И., Иванов-Смоленский А.В. Проектирование гидрогенераторов и синхронных компенсаторов: Учеб.пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 1978. – 312 с., ил.
2. Брызгалов В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. – Красноярск: Издательский дом «Суриков», 1999. – 560 с., ил.
3. Водные пути и русловые процессы. // Тр. Академии водохозяйственных наук. Вып. 4. – М.: Изд-во МГУ, 1996. – 225 с., ил.
4. Вольдек А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1974. – 839 с., ил.
5. Глухов И.С. Организация эксплуатации Братской ГЭС им.50-летия Великого Октября: Сборник материалов Всесоюзного научно-технического совещания по эксплуатации гидроэлектростанций. Часть 2. М.: Информэнерго, 1970. С. 188 – 208.
6. Гончаров А.Н. Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. – М.: Энергия, 1972. – 320 с., ил.
7. Кацман М.М. Электрические машины: Учеб. для студентов средних проф. учебных заведений. – 3-е изд., испр. – М.: Высш. шк., 2000. – 463 с., ил.
8. Кривченко Г.И. Насосы и гидротурбины. – М.: Энергия, 1970. – 448 с., ил.
9. Опыт строительства Новосибирского гидроузла. – Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 204 с., ил.
10. Орго В.М. Гидротурбины. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1975. – 320 с., ил.
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России»: РД 34.20.501-95. – / 15-е изд., перераб. и доп. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996. – 288 с.
12. Саркисов М.А. Эксплуатация и исследования гидротехнических сооружений и оборудования Волжской ГЭС имени В.И. Ленина. – Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 216 с., ил.
13. Справочник по гидротурбинам / В.Б. Андреев, Г.А. Бронковский, Г.А. Веремеенко и др. / Под общ. ред. Н.Н. Ковалева. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отделение, 1984. – 496 с., ил.
14. Справочник по ремонту и модернизации гидрогенераторов / Под ред. В.М. Надточего, Я.С. Уринцева – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 272 с., ил.
15. Трифель М.С., Штерн Е.П. и др. Электрохимическая защита металлоконструкций ГЭС. – Л.: Энергия, 1966. – 190 с., ил.

Экология (от греч. букв. – дом, жилище, местопребывание и ...логия), т.е. наука об отношениях организмов и образуемых ими сообществ между собой и с окружающей средой. Термин экология был предложен в 1866 году Э.Геккелем, немецким биологом-эволюционистом. Объектами экологии могут быть популяции организмов, виды, сообщества, экосистемы (единный природный комплекс, образованный живыми организмами и средой обитания) и биосфера в целом (область активной жизни, охватывающая нижнюю часть атмосферы, гидросферу и верхнюю часть литосферы – земной коры).

С середины XX века, в связи с усилившимся воздействием человека на природу, экология приобрела особое значение как научная основа рационального природопользования и охраны живых организмов, а сам термин «экология» получил более широкий смысл.

С 70-х годов XX века складывается экология человека или социальная экология, изучающая закономерности взаимодействия общества и окружающей среды, а также практические проблемы ее охраны. Она включает различные философские, социологические, экономические, географические и др. аспекты (например, экология города, техническая экология, экологическая этика и др.). В этом смысле говорят об «экологизации» современной науки. Экологические проблемы, порожденные современным общественным развитием, вызвали ряд общественно-политических движений («Зеленые» и др.), выступающих против загрязнения окружающей среды и других отрицательных последствий научно-технического прогресса.

Прогресс в технике, в частности в энергетике, к концу XX века привел к тому, что масштабы влияния промышленности и ее энергетических установок стали оказывать существенное воздействие на глобальные процессы, происходящие в природе. В таблице 10.1 приведена мощность различных природных явлений и электростанций мира.

Таблица 10.1. Сопоставление мощности некоторых природных явлений и электростанций мира

Наименование явления (объекта) воздействия	Мощность воздействия
1. Излучение солнца	$174 \cdot 10^{15}$ Вт
2. Мощность всех установок в мире, вырабатывающих энергию, в том числе стационарных электростанций	$10 \cdot 10^{12}$ Вт $2 \cdot 10^{12}$ Вт
3. Испарение влаги с поверхности Земли	$0,5 \cdot 10^{12}$ Вт
4. Приливы в морях и океанах	$2 \cdot 3 \cdot 10^{12}$ Вт
5. Действие термических градиентов океана и суши	$2 \cdot 2,5 \cdot 10^{12}$ Вт
6. Землетрясения	$1,5 \cdot 100 \cdot 10^{12}$ Вт

Соотношение мощности созданных человечеством энергетических установок с мощностью естественных природных явлений представлено на рис. 10.1.

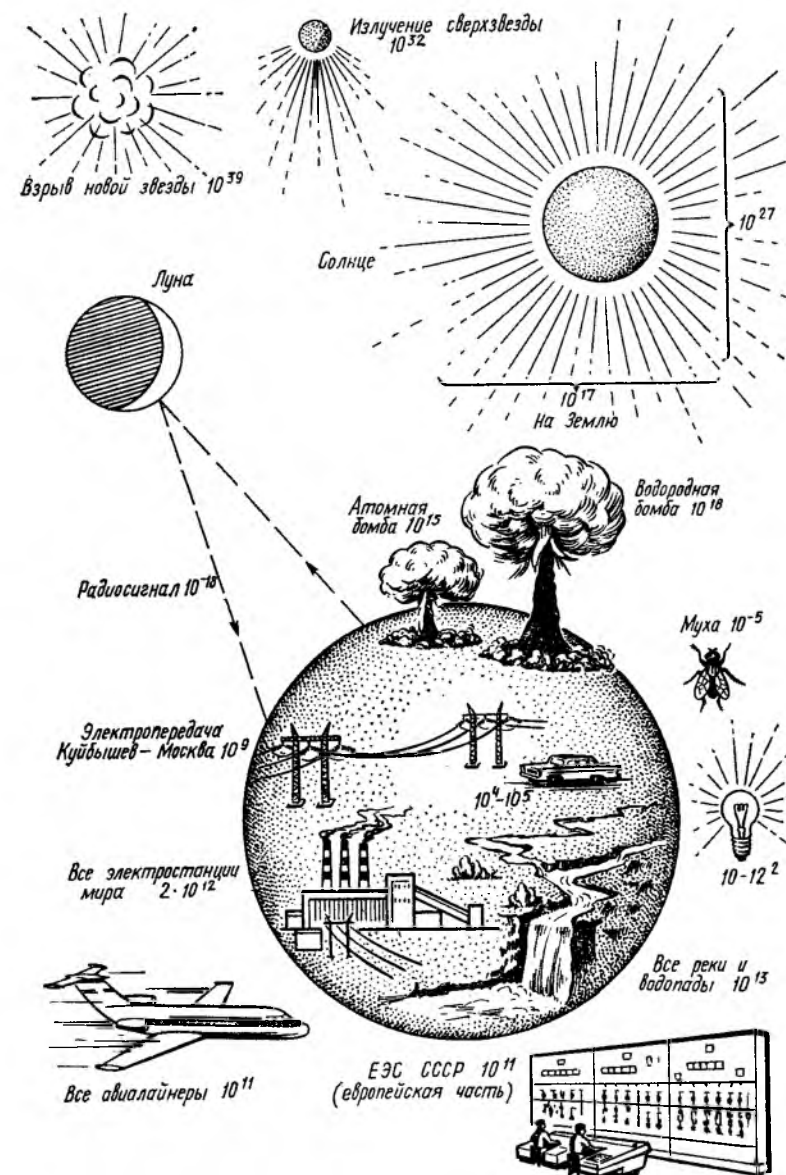


Рис. 10.1 Ориентировочные значения мощности (порядок величин) процессов, происходящих в природе и искусственных установках, созданных человеком (в ваттах)

Только сравнительно недавно человек стал задумываться о последствиях своей деятельности, негативно отражающихся на изменении окружающей среды. Наблюдается интенсивное загрязнение вредными веществами атмосферы, водных пространств, земель, лесов в результате разливов нефтепродуктов, выбросов газов установками химической промышленности, теплоэнергетики и автотранспортом, загрязнение земель непомерным

применением химических веществ для борьбы с вредителями сельскохозяйственных растений и т.п. Человечество все более и более проникается пониманием пагубности негативных процессов и начинает намечать систему мер и организовывать их реализацию, что должно свести к минимуму неблагоприятные воздействия на окружающую среду, которые к началу XX века уже были достаточно большими.

Всеми техническими средствами в мире, использующими топливо, в конце 80-х годов ежегодно выбрасывалось в воздушный бассейн: двуокиси серы – $(180-200) \cdot 10^6$ т, углерода – $(350-400) \cdot 10^6$ т, окиси азота – $(60-65) \cdot 10^6$ т, углеводорода – $(80-90) \cdot 10^6$ т.

В результате деятельности человека в атмосферу ежегодно выбрасывалось $(350-400) \cdot 10^6$ т пыли, что составляет примерно 10 % от объема выбросов пыли такими мощными природными источниками как ураганы, землетрясения, извержения вулканов, т.е. техногенная часть пыли оказалась не так уж мала.

Запыленность воздуха в городах в 9-10 раз выше, чем в сельской местности. Например, запыленность воздуха над океаном составляет 500 пылинок в 1 см^3 , а в городе – 10^5 пылинок в 1 см^3 .

Из энергетических объектов подавляющий объем вредных выбросов в атмосферу производят тепловые электростанции и котельные, работающие как на твердом, жидком, так и на газовом топливах (сернистый газ, окислы азота, углекислый газ, пепел, зола, теплые воды, расход большого количества кислорода на горение топлива). Кроме того, что газы и продукты золоотвалов токсичны и содержат в себе канцерогены, углекислый газ увеличивает парниковый эффект на Земле. Углекислый газ поглощает длинноволновое излучение нагретой поверхности Земли, нагревается и тем самым способствует сохранению на ней теплоты. Повышение на несколько градусов нижних слоев атмосферы может привести к таянию ледников Гренландии и Антарктиды и затоплению части суши, на которой проживают почти 25% населения Земли.

В составе выбросов имеются радиоактивные элементы, в частности долго живущие изотопы радия, поэтому радиационный фон вокруг ТЭС выше, чем вокруг АЭС.

ТЭС и АЭС оказывают вредное влияние на окружающую среду из-за сброса в водоемы горячей воды после конденсаторов турбин, что приводит к недопустимому температурному режиму, нарушающему экологическое равновесие, установившееся в естественных условиях в реках и озерах, что неблагоприятно влияет на флору и фауну. Кроме того, АЭС представляет опасность не столько в период штатной ее эксплуатации, сколько в период вывода ее из работы после истощения ресурса, а также в момент аварии на АЭС.

Наряду с увеличением содержания углекислого газа происходит уменьшение доли кислорода в атмосфере. Ежегодно в мире при сжигании топлива из атмосферы расходуется 10-13 млрд. т свободного кислорода. Один только самолет типа «Боинг» при перелете из Парижа в Нью-Йорк использует

35 т кислорода, а при взлете выбрасывает столько же ядовитых веществ, сколько выбрасывают 5000-6000 автомобилей. Автомобиль средней мощности, пробегаая 1000 км, расходует годовую норму потребления кислорода человеком. При 5%-ном приросте в год сжигаемого топлива примерно через 50-100 лет доля свободного кислорода может понизиться до критической для человека величины. *Здесь уместно подчеркнуть, что гидростанции не используют кислород вовсе.*

Особенно вредное воздействие на животный и растительный мир оказывает окись серы, максимальная доля выбросов которой приходится на ТЭС и отопительные установки, работающие на органическом топливе.

По данным ученых степень загрязнения атмосферы в США от разных источников, которая характерна для всех развитых в техническом отношении стран, приведена в таблице 10.2.

Таблица 10.2. Степень загрязнения атмосферы от разных источников деятельности человека

Источник загрязнения	Общее загрязнение атмосферы, %	Выбросы серы, %	Выбросы углерода, %
1. Автомобили	60	5	90
2. Промышленность	15	30	3
3. Электростанции и отопление	22	60	5
4. Мусоросжигание	3	5	2

Человечество, развиваясь, будет неизбежно воздействовать на окружающую природу, и остановить этот процесс невозможно, поэтому регулирование воздействия в соответствии с законами природы и условиями гармоничного развития человека является одним из основных направлений деятельности общества.

Современная энергетика (сюда следует отнести и все те системы, которые обеспечивают производство того или иного вида энергии) тесно связана со всеми видами человеческой деятельности. От нее напрямую зависит состояние промышленности, транспорта, сельского хозяйства, быта и в целом биосферы. В свою очередь человек влияет на состояние энергетики, исходя из своих запросов в процессе развития общества, т.е. энергетические системы и их объединения, а также снабжающие их отрасли, являются составными частями единой глобальной системы функционирования человеческого общества. На рис. 10.2 (а) представлена структурная схема различных энергетических и энергоснабжающих систем как составных частей глобальной системы функционирования человеческого общества, а на рис. 10.2 (б) – схема связей энергетики с биосферой.

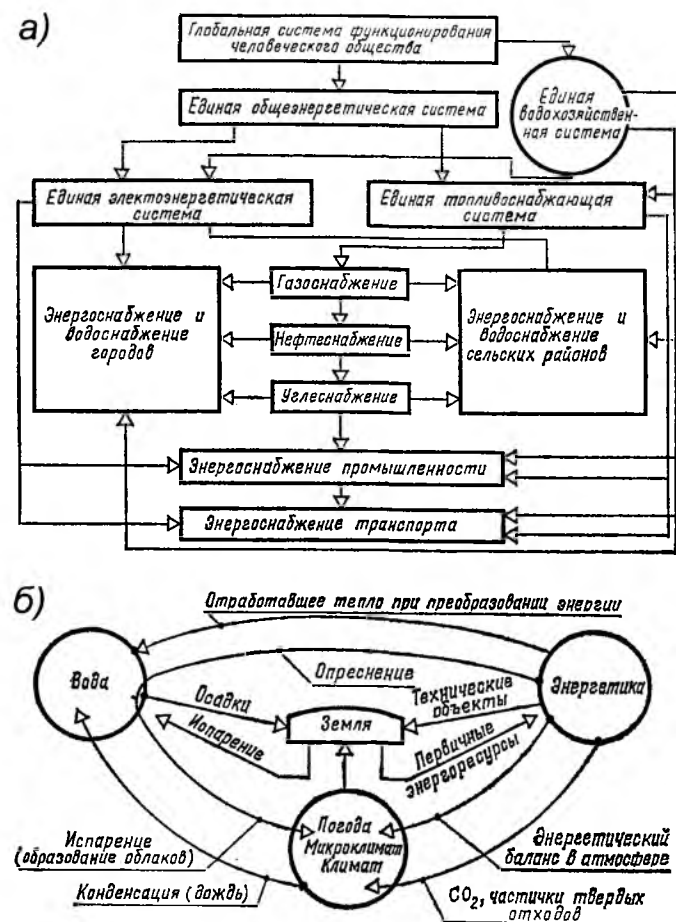


Рис. 10.2 а) структурная схема энергетических и энергоснабжающих систем как составных частей глобальной хозяйственной системы общества;
б) схема связей энергетики с биосферой

Исходя из приведенных схем, необходимо особенно тщательно прогнозировать последствия развития энергетики при перспективном проектировании составных частей энергетических систем. Примером учета неблагоприятного экологического влияния в период составления прогноза может служить отказ от концентрированного размещения нескольких ТЭС на сравнительно небольшой площади Канско-Ачинского угольного бассейна, что могло привести к загрязнению обширной территории не только в России, но и за ее пределами, т.е. при оценке современных энергетических систем необходимо понимать, что они имеют исключительно важное значение в обеспечении нормальной жизни общества. Аварии в энергетических системах, как правило, влекут тяжелые и социальные последствия. Поэтому к надежности энергосистем предъявляются чрезвычайно высокие требования.

Весьма значимое место в энергетических системах с точки зрения и эффективности, и надежности, как мы уже видели ранее, занимают гидростанции, которые всегда имеют тот или иной тип гидротехнических сооружений, и которые, встраиваясь в окружающую среду, активно влияют и на нее, и на социально-экономическое состояние общества в целом.

Из генерирующих источников в энергосистемах наименьшее загрязнение атмосферы оказывают ГЭС и АЭС (в штатном режиме). В мире соотношение мощности ГЭС в энергосистемах составляет около 20%. Ранее уже указывалось, что наряду с этим сооружение ГЭС сопровождается затоплением земель, переносом населенных пунктов, повышением давления на сушу от веса воды в водохранилище, изменением экологического равновесия в водоемах. Поэтому при сооружении гидростанций необходимо особенно тщательно исследовать и учитывать комплекс проблем, связанных с изменением экологической среды и влиянием на различные отрасли хозяйства страны таким образом, чтобы оно ограничивалось социально-приемлемым допустимым уровнем. Особое место при проектировании и возведении ГЭС занимает вопрос о **надежности их плотин**, в частности, так называемых «больших плотин» (плотины высотой более 15 м по международной классификации). Больших плотин в мире, по данным на 1998 год, построено 44 тысячи. Из 25 410 гидроузлов с большими плотинами, зарегистрированных Международной комиссией по Большим Плотинам, 6440 или 25% имеют в своем составе гидростанции (примечательно, что из 25410 плотин только в Китае насчитывается 16 000 плотин – это примечание лишний раз сделано к вопросу о понимании социальной важности гидроэнергетики). В таблице 10.3 приведены данные о целях использования больших плотин в мире.

Таблица 10.3. Основные цели использования больших плотин в мире по состоянию на 1998 год

Назначение плотин	Многоцелевое использование	Исключительно целевое использование	Всего видов использования
1. Орошение	8620	3553	12173
2. Выработка электроэнергии	3759	2681	6440
3. Водоснабжение	2644	2654	5298
4. Регулирование стока	1522	2866	4388
5. Отдых и туризм	785	1792	2577
6. Обеспечение навигации	62	386	448
7. Рыборазведение	24	389	413
8. Неизвестное	591	266	857
Всего	18007	14587	32594

Установленная мощность всех гидростанций мира составляет 634 млн. кВт, которые вырабатывают 2 460 млрд. кВт·ч электроэнергии в год. Эта электроэнергия составляет 18,5 % от общей выработки и одновременно

составляет всего 27,6 % от экономически целесообразного потенциала выработки в мире (табл. 10.4).

Таблица 10.4. Мировой потенциал выработки гидроэлектроэнергии

1. Полный потенциал	40 000 млрд. кВт · ч /год
2. Технически возможный для использования	14 000 млрд. кВт · ч /год
3. Экономически целесообразный для использования	8 905 млрд. кВт · ч /год
4. Фактически используемый	2 460 млрд. кВт · ч /год

Большие плотины, как уже отмечалось ранее, являются сложными сооружениями, и каждая из них, как правило, уникальна. Сложность сооружения, большие размеры, огромные нагрузки на него создают определенную опасность для жизни людей, поэтому во избежание экологических катастроф надежности плотин при их создании уделяется особое внимание. Несмотря на это, в мире за последние 200 лет произошел ряд крупных катастроф (табл. 10.5).

Таблица 10.5. Последствия некоторых крупных катастроф

Плотина	Год катастрофы	Тип плотины	Высота, м	Объем водохранилища, 10 ⁶ м ³	Число жертв
1. Байлесс (США)	1911	Г*)	15,2	1	75
2. Бузей (Франция)	1895	Г (К)	20	7	85
3. Вайонт (Италия)	1963	А	261,5	168	1900
4. Вега де Терра (Испания)	1959	К	34	8	144
5. Глено (Италия)	1923	К	49	5	500
6. Зербино (Италия)	1935	Г	16,5	18	130
7. Койна (Индия)	1967	Г	103	2780	216
8. Макчу II (Индия)	1979	З	26	100	2000
9. Мальпасе (Франция)	1959	А	60,5	47	420
10. Пуэнтес (Испания)	1802	Г (К)	52,4	52	680
11. Саут Форк (США)	1889	Г (К)	22	18,5	2250
12. Сен Френсис (США)	1928	Г	62,5	46	428
13. Тетон (США)	1976	З	93	308	11
14. Тигра (Индия)	1917	Г (К)	24	126	1000
15. Шеффилд (Великобритания)	1864	З	29	3	240
16. Эль Абра (Алжир)	1927	Г (К)	43	30	209

*) Обозначения типов плотин: Г – гравитационная; Г (К) – гравитационная из каменной кладки, К – контрфорсная; А – арочная, З – грунтовая (земляная).

Разрушение плотины является крупным экологическим бедствием, поэтому вопросы безопасности гидросооружений должны стоять во главе угла при их проектировании и возведении.

Говоря о безопасности и надежности любого сооружения, необходимо прежде всего конкретизировать тот смысл, который вкладывается в эти понятия, и те критерии, которые должны быть использованы для их оценки. От слишком частого и не всегда строгого употребления этих терминов для характеристики прочности, устойчивости, безаварийности и долговечности понятия безопасности и надежности приобрели весьма широкий смысл и для их оценки часто используются те или иные частные критерии, отражающие лишь одну из сторон этих многогранных понятий (см. гл.9).

Надежность, как уже указывалось ранее, – это техническое свойство объекта, характеризующее его способность выполнять определенные функции в определенных условиях эксплуатации. Она характеризуется такими качествами, как безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость. Для конкретных объектов и условий их эксплуатации эти свойства могут иметь различную относительную значимость.

Иногда вместо надежности или физической безопасности используется понятие **вероятности разрушения**, т.е. вероятности того, что произойдет событие, которое приведет к аварии или разрушению сооружения.

Надежность является составной частью безопасности, но отнюдь ее не заменяет.

Понятие безопасности сооружения имеет более широкий философский смысл, так как помимо технических аспектов включает экономические и социальные, а также психологические аспекты, связанные с чувствами живущего в непосредственной близости от сооружения населения, а также с моральным ущербом, в том числе и международным, который может нанести разрушение или повреждение сооружения той стране, организации и инженерам, которые проектировали, строили и эксплуатировали сооружения.

Безопасность сооружения – это его характеристика не создавать опасности для жизни и здоровья людей, а также для экономической инфраструктуры и окружающей среды как в период строительства сооружения, так и в период его эксплуатации.

Так, например, «Бюро мелиорации США» следующим образом определяет безопасность плотин: **«Безопасная плотина – это та, которая своим присутствием не подвергает население недопустимому риску»**. Таким образом, это определение безопасности подразумевает не только необходимость оценки риска, но и выяснение его «допустимости», т.е. оценки, как уже отмечалось выше, социально-приемлемого уровня ущерба.

К сожалению, в настоящее время не существует единого подхода к оценке «допустимого» риска как с точки зрения потери человеческих жизней, так и с точки зрения ущерба для инфраструктуры и окружающей природной среды.

Возвращаясь к понятию надежности, т.е. к оценке технического риска разрушения или повреждения самого сооружения, следует отметить, что ни

одно сооружение, каким бы совершенным оно ни было, не может рассматриваться как «абсолютно надежное». Всегда существует риск повреждения или разрушения сооружения, который связан как с непредвиденными природными явлениями, так и с самим человеком, который запроектировал, построил и эксплуатирует сооружение.

Отличительным признаком надежности является то, что она (надежность) характеризуется вероятностными процессами, так как все участвующие в рассмотрении параметры прочности устойчивости и долговечности так же, как и силовые воздействия, сами по себе имеют стохастическую (случайную) природу.

В инженерной практике всегда приходится оперировать с системами, о которых что-то неизвестно. Особенно очевидно это проявляется при проектировании и строительстве сооружений на естественных основаниях. В этом случае степень нашего незнания определяется естественной неоднородностью массивов, вызывающей непостоянство их физических параметров, так и сложностью, а, следовательно, и точностью определения этих параметров в натуральных условиях.

При проектировании и строительстве сооружений на скальных массивах, являющихся трещиноватыми и анизотропными средами, большое значение приобретают следующие факторы:

- характеристики прочности и деформируемости оснований определяются на локальных участках в поле или на образцах в лаборатории и затем эти характеристики распространяются на все основание, причем степень достоверности такого переноса определяется, в свою очередь, выдержанностью характеристик по объему массива (его однородностью), а также числом и точностью экспериментальных определений;
- геометрические параметры трещин в скальном основании (азимуты и углы падения, длина, густота и т.п.) имеют вероятностную природу;
- нагрузки, воспринимаемые сооружением (сейсмические, гидравлические, ледовые), а также возможные в процессе эксплуатации перегрузки также могут носить случайный характер;
- расчетная математическая модель неизбежно аппроксимирует реальный массив с определенной степенью приближения, что в полной мере относится и к выбранным методам расчета, учитывающим лишь группу «наиболее важных» с точки зрения инженера, факторов.

В общепринятой сегодня инженерной практике оценка устойчивости или прочности конструкции осуществляется методом вычисления коэффициента запаса, который практически представляет собою отношение максимальной нагрузки, которую может выдержать сооружение, к эксплуатационной. Такое определение коэффициента запаса позволяет использовать его как для оценки возможной перегрузки, так и для оценки возможности потери прочности в рассматриваемом сечении.

Однако использование таких детерминистических коэффициентов, как коэффициенты запаса, устойчивости, перегрузки и др., не позволяет судить о вероятности отказа элемента или конструкции, а, следовательно, не позволяет в полной мере судить об имеющемся риске или о надежности сооружения. Чем сложнее система, чем более сложным является механизм взаимодействия ее параметров, а также, чем меньше мы знаем о ее работе и чем менее достоверна наша информация, тем более эффективным на любом этапе проектирования является использование вероятностных подходов. Вероятность разрушения сооружения с одним и тем же коэффициентом запаса, равным 1,5, может варьироваться от 10^{-2} до 10^{-7} при увеличении числа исследований механических характеристик от 5 до 20.

Зачастую малая достоверность исходных данных, неточности расчетной модели и, как следствие этого, погрешности в окончательных результатах могут породить сомнение в полезности расчетов надежности. Поэтому крайне важно понять, когда и для чего нужны расчеты надежности.

Вероятностная оценка надежности сооружения на стадии технического проектирования позволит проверить корректность принятых решений, выявить слабые места проекта и выработать определенные рекомендации по повышению надежности сооружения как с помощью конструктивных поправок, так и за счет уточнения исходной информации, которая определяющим образом влияет на уровень надежности сооружения.

Это гораздо более правильный подход, нежели численная оценка надежности единственным коэффициентом запаса (иногда с точностью до сотых), который пытается учесть все неопределенности исходной информации с помощью множества вспомогательных коэффициентов.

Для оценки надежности сооружения или его основания, как правило, используются критерии прочности, устойчивости или деформации.

Как уже говорилось, понятие надежности связано с возможностью нарушения работы или разрушением самого сооружения и поэтому оно является составной частью безопасности. Однако для суждения о безопасности следует рассмотреть те последствия, к которым может привести авария сооружения:

- опасность для жизни людей;
- экономический ущерб (включая стоимость самого сооружения и потери, связанные с прекращением его нормальной эксплуатации);
- социальный ущерб, связанный с физическим и психическим травматизмом;
- ущерб, причиненный окружающей среде.

Очевидно, что не все из перечисленных факторов могут быть оценены количественно, не говоря уже о травматизме и гибели людей.

В таблице 10.6 приведены данные по количеству разрушений различного типа и числа объявленных жертв в период 1800-1983 гг.

Таблица 10.6. Количество разрушений плотин (П) и число объявленных жертв (Ж) в период 1800-1983 гг.

Страна	Земляные и каменно-набросные плотины		Бетонные плотины и плотины из кладки		Вспомогательные сооружения (затворы)		Обрушение массивов в водохранилище		Плотины неизвестного типа		Всего	
	П	Ж	П	Ж	П	Ж	П	Ж	П	Ж	П	Ж
Индия	3	3100	1	1000	-	-	-	-	-	-	4	4100
Италия	-	-	2	700	-	-	1	2600	-	-	3	3300
США	17 ^{*)}	2573	5	541	-	-	-	-	3	14	25	3128
Германия	1	1	2	1268 ^{*)}	-	-	-	-	-	-	3	1269
Япония	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1200	2	1201
Бразилия	1	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1000
Испания	1	40	2	752	1	30	-	-	-	-	4	822
Франция	1	4	2	521	-	-	-	-	-	-	3	525
Великобритания	1	238	1	16	-	-	-	-	-	-	2	254
Алжир	-	-	2	219	-	-	-	-	-	-	2	219
Индонезия	1	200	-	-	-	-	-	-	-	-	1	200
СССР	1	145	-	-	-	-	-	-	-	-	1	145
Корея	1	120	-	-	-	-	-	-	-	-	1	120
Чили	1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	1	100
Колумбия	-	-	-	-	1	80	-	-	-	-	1	80
Филиппины	1	80	-	-	-	-	-	-	-	-	1	80
Чехословакия	1	65	-	-	-	-	-	-	-	-	1	65
Аргентина	1	25	-	-	-	-	-	-	-	-	1	25
Канада	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
ВСЕГО	33	7692	17	5017	3	111	1	2600	4	1214	58	16634
Разрушения плотин без жертв	39	0	8	0	0	0	0	0	0	0	47	0
Общее число разрушений и число жертв на разрушение	72	107	25	200	3	37	1	2600	4	300	105	158

Примечания: (*) включая 2187 жертв на плотине Саут Форк, когда паводком была разрушена плотина;

(**) – в результате бомбардировок.

Существуют различные подходы к оценке уровней надежности и безопасности, так как до настоящего времени не выработано единого критерия, исходя из большого разнообразия инженерных сооружений, их многоцелевого назначения и индивидуальных особенностей строительства.

Для оценки допустимого уровня надежности сооружения можно использовать различные методы:

1. Статистический анализ аварий, происшедших на уже построенных сооружениях.

Такой анализ на базе различных имеющихся источников (ICOLD, 1973; Ingles, 1983; Londe, 1984, 1988: Safety, 1983; Зотеев, 1982) дает следующие

приближенные вероятности разрушения в год для различных сооружений:

- для плотин вероятность разрушения составляет 10^{-4} ;
- для зданий эта вероятность составляет от $7 \cdot 10^{-2}$ до 10^{-4} ;
- для крупных мостов $3 \cdot 10^{-3}$;
- для откосов карьеров – от $5 \cdot 10^{-2}$ до $13 \cdot 10^{-2}$.

При всей кажущейся простоте и очевидности определения «существующего» уровня надежности, этот метод страдает множеством недостатков, связанных с различием типов сооружения и его основания, годом его постройки, уровнем знаний в период его проектирования, причиной аварии и т.п.

Например, как показывает статистика, на протяжении последних 90 лет вероятность разрушения плотин составляет порядка 10^{-4} в год. При этом частота разрушений земляных и каменно-набросных плотин в 5 раз превышает частоту разрушений бетонных плотин: в среднем 2,1 против 0,4 соответственно. Кроме того, следует отметить, что аварии и разрушения чаще всего происходят при первом заполнении водохранилища и в первые 5 лет эксплуатации плотины. Затем, в течение довольно долгого периода плотины работают без аварий, но по истечении нескольких десятилетий аварии на плотинах (но не разрушения) учащаются за счет старения плотин.

В таблице 10.7 приведена статистика разрушения плотин различного типа за двадцатилетний период с 1964 по 1983 год (Lebreton, 1985).

Таблица 10.7. Статистика разрушения плотин различного типа в период с 1964-1983 гг.

Тип плотины	Число разрушений			Примерное число плотин высотой более 15 м ($H \geq 15$ м)	Частота разрушения ($H \geq 15$ м) (Относительное число разрушений в год)
	Все плотины	$H \leq 15$ м	$H \geq 15$ м		
Земляные плотины	52	26	26	8 500	$2,1 \cdot 10^{-4}$
Каменно-набросные	11	1	$10^{(1)}$		
Гравитационные	3	$2^{(2)}$		4 200	$0,4 \cdot 10^{-4}$
Контрфорсные и многоарочные	2	$1^{(4)}$	$10^{(5)}$		
Авария затворов	4	-	4		
Всего	72	30	42	12 700	$1,7 \cdot 10^{-4}$

Примечания:

(1) – две плотины затоплены паводком и одна разрушена в результате аварии вышерасположенной по течению плотины; (2) – одна плотина затоплена паводком, и вторая разрушена в результате воронки размыва, образовавшейся в нижнем бьефе при пропуске паводка; (3) – разрушение плотины в результате опрокидывания; (4) – разрушение одного контрфорса; (5) – разрушение в основании.

Большое значение имеет также год постройки плотины и уровень знаний инженеров в тот период. Профессор Бала Перти из Дельфтского Университета Голландии в своем докладе на состоявшихся в Трондхейме (Норвегия) заседаниях «Гидроэнергия-97» продемонстрировал, что из всех построенных до 1900 года больших плотин были разрушены 4%, в то время как для плотин, построенных после 1950 года, процент разрушенных составил уже 2,2 %, а для плотин, построенных в период 1950-1986 годов, он составил всего 0,5%.

2. Оценка уровня безопасности на основе мнений экспертов

Этот метод получил широкое распространение в ядерной энергетике, в химической промышленности, при оценке риска землетрясений (Fell, 1994). В качестве примера можно привести шкалу допустимого риска, разработанную экспертами в Австралии (Ingles, 1983):

Таблица 10.8. Допустимый риск в год (Австралия)

Риск для жизни человека	$5 \cdot 10^{-5}$
Персональный материальный ущерб	$2 \cdot 10^{-3}$
Персональный травматизм	$1 \cdot 10^{-2}$
Социальный материальный ущерб	$2 \cdot 10^{-2}$
Травматизм третьих лиц	$4 \cdot 10^{-2}$
Потеря репутации	$4 \cdot 10^{-2}$

Рассматривая эту таблицу можно отметить достаточно высокие значения допустимого риска. Это происходит довольно часто. Люди, как правило, на значительно более высокий риск идут добровольно, чем в случае, когда этому риску их подвергают без их согласия. Так, например, люди спокойно строят свои жилища и сооружения на естественных склонах с вероятностью обрушения 10^{-2} , это добровольный риск. В то же время при строительстве вблизи их жилища искусственной насыпи, жители требуют надежности не менее 10^{-5} . Это свидетельствует о том, что добровольно люди могут принять риск в 1000 раз превышающий риск принудительный.

На рисунке 10.3 приведена диаграмма критериев допустимого риска плотин, предложенных различными государственными и профессиональными организациями (Salmon and Hartford, 1995; Hartford, 1995)

Данная таблица свидетельствует об отсутствии единого взгляда на проблему количественной оценки допустимого риска. Действительно, если принять вероятность разрушения 10^{-4} , то в Великобритании предельно допустимым по законодательству риском будет считаться риск, если жертвой станут 1000 человек, а в Голландии – если 10 человек.

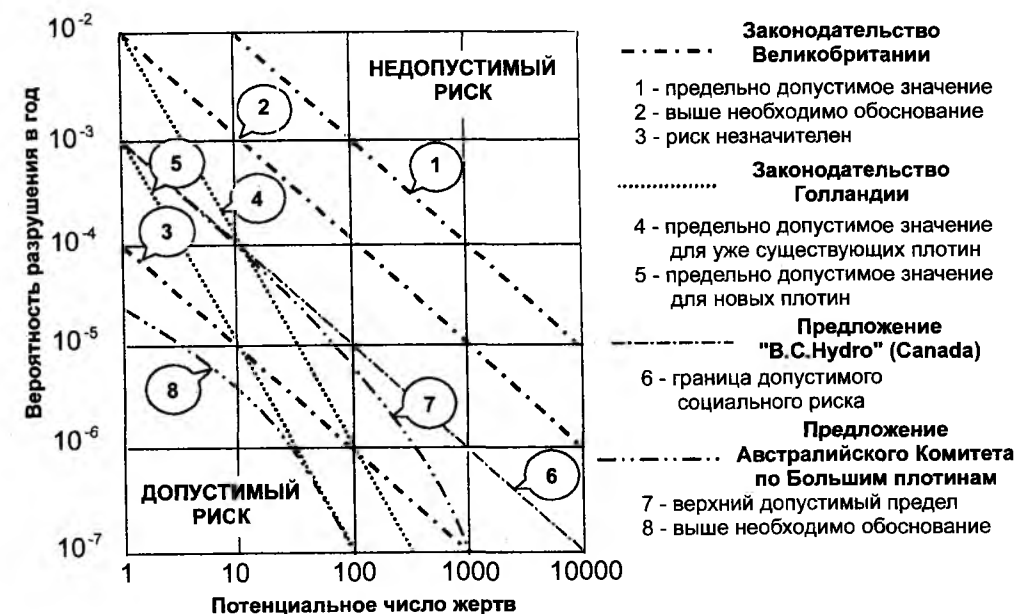


Рис. 10.3 Предложенные критерии определения допустимого социального риска

В условиях отсутствия количественных методов оценки возможного ущерба, в настоящее время в некоторых странах широко используются качественные оценки возможных последствий разрушения сооружения. Эти классификации, как правило, состоят из трех категорий возможного риска.

Один из примеров такой классификации риска возможности разрушения плотин или обрушения естественных склонов и откосов с соответствующими рекомендациями приведен в таблице 10.9.

Таблица 10.9. Классификация уровня риска разрушения плотин*)

Уровень риска	Возможные последствия разрушения
А. Высокий потенциальный риск	К этой категории относятся плотины, разрушение которых может быть сопряжено с жертвами или серьезными последствиями для здоровья людей, окружающей среды и экономической инфраструктуры.
Б. Значительный потенциальный риск	К этой категории относятся плотины, расположенные преимущественно в удалении от крупных населенных пунктов, разрушение которых может привести к серьезному материальному ущербу. Угроза для жизни людей маловероятна
В. Малый потенциальный риск	Плотина расположена в сельском или малообжитом районе, где возможная авария может в крайнем случае повлечь повреждение сельских построек и дорог. Это плотины с небольшими водохранилищами, быстрое опорожнение которых не представляет опасности для жизни людей.

*) Категория риска разрушения плотины должна быть пересмотрена при изменении ситуации ниже по течению.

Существуют другие методы оценки уровня безопасности плотин. Приведенное выше служит лишь иллюстрацией сложности и неоднозначности подходов к безопасности гидротехнических сооружений и важности этого вопроса для человеческого общества, который обязаны инженеры решать так, чтобы энергетические системы не представляли реальной угрозы для людей и окружающей среды, т.е. риск необходимо свести к чрезвычайно малой вероятности. В главе 9 уже отмечалось, что законодательством в России, поскольку также нет однозначных предложений по численному определению уровня риска аварии ГЭС, принято на стадии проектирования считать уровень риска допустимым, если сооружение запроектировано в соответствии со СНиП. А на стадии эксплуатации уровень риска считается допустимым, если не превышены предельно допустимые критерии. Соблюдение этих условий означает, что экологический ущерб будет соответствовать минимальному социально-приемлемому уровню.

В энергетических системах, кроме плотин, немало составляющих элементов, влияние которых необходимо учитывать при решении глобальных экологических проблем, в частности, учитывать и снижать воздействие на окружающую среду тепловых и химических процессов, радиоактивности и запыленности, а также влияние электрических полей высокого напряжения.

Существующее вблизи проводов высоковольтных ЛЭП электромагнитное поле, как уже указывалось, неблагоприятно действуют на организм человека. Исследования показывают, что в нормальном человеческом организме заряд меняется с периодами в 6 час. и 27 суток. И на этот процесс окружающее электромагнитное поле (природное и искусственное) оказывает заметное влияние. Существует, например, определенная связь между природными магнитными бурями и состоянием больных сердечно-сосудистыми заболеваниями. Радиоволны в некотором диапазоне частот оказывают разрушительное действие на живые клетки. Например, имеются данные о том, что при излучении 27 МГц гибнет ряд растений и животных. По мнению биологов, жизнь – это тонкий электрический процесс. Возле электромагнитного поля могут изменяться электрохимические, а, следовательно, и любые биохимические процессы в клетках организмов. В то же время ни у животных, ни у растений не удалось обнаружить специальных магниточувствительных органов. Однако, несомненно, магнитные и электрические поля оказывают (пока не до конца ясное) влияние на живые организмы.

Влияние электромагнитных полей (изменяющихся с промышленной частотой 50 Гц) на человека пока недостаточно изучено. Проведенные в нашей стране и за рубежом исследования показали, что сильное электромагнитное поле вызывает функциональное нарушение сердечно-сосудистой системы и нарушение невралгического характера. Первоначально вредные воздействия сильных полей на человека были замечены при вводе в эксплуатацию высоковольтных ЛЭП и подстанций напряжением 400-500 кВ. Повторяющееся электромагнитное облучение человека приводит к накапливающимся

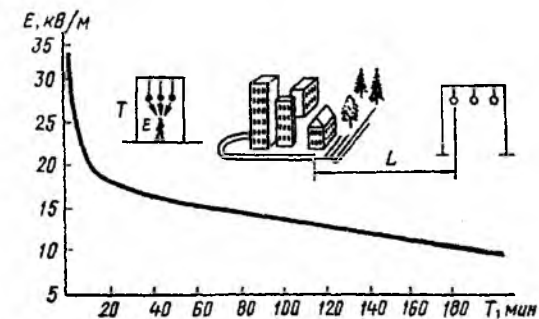


Рис. 10.4 График зависимости времени пребывания человека от величины напряженности электромагнитного поля

ощущений и последующих расстройств функций организма. При $E = 5$ кВ/м и менее неприятных проявлений нет.

Значение напряженности поля уменьшается с увеличением расстояния от источника излучения поля – проводов, аппаратов.

По последним исследованиям минимально допустимое расстояние от проекции крайнего провода на землю по горизонтали L (рис. 10.4) для ЛЭП напряжением 330-500 кВ составляет 30 м, для ЛЭП-750 кВ – 40 м, для ЛЭП-1150 кВ – 55 м. Ранее было показано, что в электроустановках для обеспечения безопасности работ применяются стационарные средства биологической защиты и защитные экранирующие костюмы.

Уже отмечалось, что неблагоприятным фактором воздействия водохранилищ ГЭС и других гидроузлов на окружающую среду является затопление земель, особенно сельскохозяйственного назначения. Это влияние тем меньше, чем больше оно учитывается. На примере создания водохранилищ в Европейской части России, в Сибири и на Дальнем Востоке можно увидеть, что относительные и абсолютные размеры затоплений наиболее ценных сельскохозяйственных земель существенно отличаются (табл. 10.10, 10.11).

Таблица 10.10. Затопление земель водохранилищами действующими и предполагаемое – строящимися ГЭС на конец 80-х годов XX века

Район	га/млн.кВт·ч		га/млн.м ³ воды	
	всего	в том числе сельхоз-угодия	всего	в том числе сельхоз-угодия
Сибирь и Дальний Восток	13,0	4,2	8,0	2,6
Европейская часть	61,0	29,0	18,0	8,3
В целом по стране	20,0	10,5	9,2	4,9

Таблица 10.11. Структура затопления земель Куйбышевским (Волжская ГЭС г. Жигулевск), Братским и Саяно-Шушенским водохранилищами, %

Вид затопленных земель	Название водохранилищ		
	Куйбышевское	Братское	Саяно-Шушенское
Пашня	13,7	0,5	4,8
Сенокосы	32,9	3,0	5,9
Выгоны и пастбища	8,5	0,5	16,9
Леса и кустарники	32,6	76,0	54,2
Прочие	12,3	20,0	18,2

Затопление земель из расчета на 1 млн. кВт·ч годовой выработки электроэнергии при создании Днепровского и Волжско-Камского каскадов составило от 50 до 200 га, а по Енисейско-Ангарскому каскаду – около 15 га, т.е. в 3-15 раз меньше.

В структуре затопляемых сельскохозяйственных земель в районах Сибири и Дальнего Востока преобладают территории, покрытые лесами и кустарниками, в то время как в Европейской части – пашни и сенокосы. Учет этих важнейших факторов при создании гидроэлектростанций существенно снизит негативное экологическое влияние и повысит социальную значимость гидроузлов.

Здесь уместно подчеркнуть, что такой показатель как затопление земель при строительстве гидроэлектростанций в нашей стране не самый худший в сравнении с этим показателем в промышленно развитых странах. Например, в бывшем СССР затопление площадей под водохранилищами составило 0,3% от территории страны, в Канаде – 0,6%, в США – 0,8%.

Приведенными примерами влияния плотин ГЭС и электрических устройств, как составных частей энергетических систем, на окружающую среду показана сложность проблем, которые должен знать инженер, работающий в области электроэнергетики, в результате чего труд его приобретает все более творческую направленность, вызываемую, с одной стороны, потребностями развития техники, а с другой, – минимизацией вредных экологических последствий.

Использованная литература

1. Веников В.А., Путятин Е.В. Введение в специальность «Электроэнергетика»: Учеб. для вузов / Под ред. В.А. Веникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1988. – 239 с.: ил.
2. Газиев Э.Г., Речицкий В.И. Вероятностная оценка надежности скальных массивов. – М.: Стройиздат, 1985. – 104 с.

3. Гнеденко Б.В., Козлов Б.А., Ушаков И.А. О роли и месте теории надежности в процессе создания сложных систем. // Теория надежности и массовое обслуживание, М.: Наука, 1969.
4. Калустян Э.С. Разрушение и повреждения бетонных плотин на скальных основаниях / ВНИИГ. М.: СПб., 1997. – 187 с.
5. Непорожний П.С. Гидроэнергетика Сибири и Дальнего Востока. – М.: Энергия, 1979. – 152 с., ил.
6. Российский энциклопедический словарь: В 2 кн. Т. 1. / Гл. ред. А.М. Прохоров. – М.: Большая Российская энциклопедия. 2000. Кн. 1: А-Н – 1023 с., ил. Кн. 2: Н-Я. – 993 с.: ил.
7. Ушаков И.А., Газиев Э.Г. Надежность гидротехнических сооружений. В Справочнике «Надежность технических систем» / Под ред. И.А. Ушакова, М.: Радио, 1985. – с. 550-558.
8. Hartford. D.N.D. (Ed.), 1995. How safe is your dam? Is it safe enough? An introduction to risk-based dam safety evaluation, Report No. MEP11-5, September 1995, DC Hydro.

Экономику (от греч. букв. – искусство ведения домашнего хозяйства) принято рассматривать как совокупность общественных отношений в сфере производства и распределения продукта.

Главным определением экономики является *эффективность* производства продукта (в строительстве продукт – это сооружения, в эксплуатации гидростанции – электроэнергия). Все современные рыночные отношения (неискаженные) построены на сравнении между издержками на производство продукта и выручкой от его реализации – это и носит название **эффективность**. Чем более эффективно предприятие (по показателю выручка/издержки), тем оно более конкурентоспособно и выигрывает. В настоящей главе рассматриваются некоторые вопросы экономики и лишь применительно к электроэнергетике.

Получению показателей эффективности на предприятии предшествует большая организационно-техническая работа по достижению наивысшего результата – **экономическое планирование**, при котором задаются целью – достичь определенных технико-экономических показателей. Выполнение этой работы с недавнего времени стало невозможным без применения средств вычислительной техники, без создания **автоматизированных систем управления (АСУ)**.

11.1. Автоматизированная система управления в энергетике

Рост систем, в частности энергетических, с которыми имеет дело человек, привел к трудностям в переработке человеком информации, так как возможности его по этой переработке ограничены. Отсюда возникла необходимость повышения эффективности процесса переработки информации при управлении процессами (техническими, экономическими), т.е. потребовалось усиление интеллектуальных возможностей человека и человечества в целом. Так, например, академик В.М. Глушков (труды по теоретической и прикладной *кибернетике* – от греч. искусство управления) дает следующие оценки: нижнюю границу сложности решения задач управления в нашей стране на начало 70-х годов XX века можно оценить в 10^{16} арифметических операций в год. Верхнюю границу средней производительности человеческого мозга в процессах переработки информации – в 10^6 в год. Для выполнения 10^{16} операций в год требуется не менее 10 млрд. человек.

Разрешение этого противоречия могло идти либо по пути снижения качества управления, либо по пути совершенствования технологии управления. Человечество не могло идти по пути снижения качества управления.

Потребность совершенствования и оптимизации процессов технологии в технике и экономике необходима для сокращения затрат живого труда на управление. Именно совокупность технических средств вместе с ЭВМ может повысить оперативность управления и его эффективность. ЭВМ – это только средство накопления, запоминания и быстрой переработки информации. Все

функции ЭВМ могут выполнять только при помощи соответствующих математических программ, заданных человеком (математическое обеспечение).

Автоматизированная система управления – это система, в которой для получения и обработки информации, а также для управления, используются различные автоматические устройства, но определенные (главные) функции управления выполняются человеком. Термин «автоматизированная» всегда предполагает обязательное и основное участие людей. Часто такую систему называют человеко-машинной или **эргатической**. Такие системы существенно повышают эффективность управления, от которого прямо зависит экономическая эффективность, поскольку управление содержит в себе обе важные части – техническую и экономическую. АСУ является важнейшим техническим средством по оптимизации всех технологических и экономических процессов в энергетике.

Большая капиталоемкость энергетического хозяйства страны делает особенно актуальной разработку вопросов рационального использования капитальных вложений в энергетику и повышения их эффективности. Проектирование и строительство энергетических систем, их важнейших элементов ТЭС, ГЭС, АЭС, ЛЭП и электроэнергетических объединений в целом, а также эксплуатация построенных систем и объектов – это сложнейшие технико-экономические задачи.

Наилучшим локальным критерием экономической оптимальности при решении такого рода задач является эффективность, отражающая социальную полезность создания и использования энергетической системы, ЛЭП, электростанций или иного энергетического сооружения для общества.

Определение социально-экономической эффективности мероприятий и решений соответствующих задач, намечаемых директивными органами, акционерными обществами, государственными предприятиями должно базироваться на сопоставлении всех получаемых в системе хозяйства страны и ее подсистемах (например энергетике) эффектов и необходимых затрат.

Для оптимизации управления строительством и эксплуатацией была создана отраслевая автоматизированная система управления – ОАСУ «Энергия» (рис. 11.1). Это единая система управления производством, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии и капитальным строительством, включая промышленные предприятия и предприятия строительной индустрии (в переходный период к рыночным отношениям последние функции, к сожалению, мало востребованы).

ОАСУ «Энергия» состояла из двух специализированных (капитальное строительство; управление производством и реализацией электроэнергии) и девяти функциональных подсистем.

В число функциональных общетраслевых подсистем входили подсистемы: перспективного развития отрасли; технико-экономического планирования; управления финансовой деятельностью; планирования, учета и анализа труда и заработной платы; управления материально-техническим

снабжением; планирования анализа и учета кадров; управления научно-исследовательскими и проектными работами и научно-технической информацией; бухгалтерского учета; управления транспортом и централизованными перевозками.

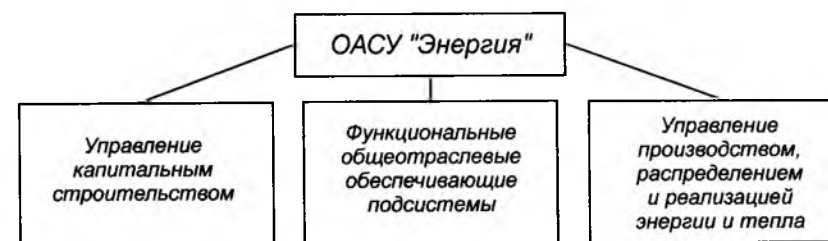


Рис. 11.1 Структура ОАСУ «Энергия»

ОАСУ «Энергия» была построена по иерархическому принципу, элементом которой являлась автоматизированная система ГЭС. АСУ ГЭС являлась нижней ступенью в иерархии ОАСУ «Энергия» (рис. 11.2). Она связана практически со всеми функциональными подсистемами ОАСУ.



Рис. 11.2 Уровни управления в энергетике

Вид связей и их насыщенность зависят от роли ГЭС в энергосистеме и от того, с какого уровня осуществляется ее оперативное управление. АСУ ГЭС состоит из двух достаточно ярко выраженных подсистем: АСУ ТП – автоматизированной системы (на самом деле подсистемы)* управления технологическими процессами, обеспечивающими производство электро-

*) АСУ ТП, являясь подсистемой, называется для удобства употребления – системой технологического управления, то же касается и АСУП.

энергии и регулирование параметров в ОЭС (рис. 11.3) и АСУ П – автоматизированной системы организационно-экономического управления (рис. 11.4).

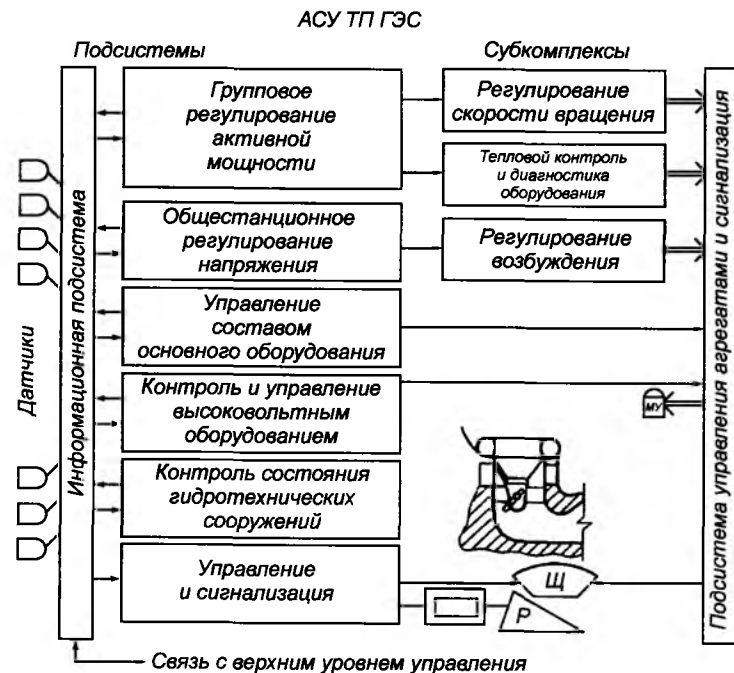


Рис. 11.3 Подсистемы и комплексы технологического управления ГЭС
МУ – местное управление; Щ – щит управления; Р – ручное управление



Рис. 11.4 Подсистема организационно-экономического управления ГЭС

В настоящее время в процессе реструктуризации «РАО ЕЭС России» и перехода к конкурентному оптовому рынку электроэнергии и мощности создается автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). АСКУЭ – это комплекс специализированных, метрологически аттестованных технических и программных средств, позволяющих производить измерение и вычисление сальдированной величины потребления-генерации электроэнергии всех субъектов оптового рынка в пределах Единой энергетической системы России. В состав АСКУЭ всех субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности входят:

- средства вычислительной техники и межуровневого машинного обмена информацией;
- технические средства систем сбора и передачи информации, включая каналы связи, модемы, устройства коммутации сигналов и т.д.;
- многофункциональные устройства сбора, обработки, накопления, хранения и отображения информации от счетчиков электроэнергии;
- электронные (микропроцессорные) трехфазные счетчики активной и реактивной электроэнергии, имеющие число-импульсные или цифровые интерфейсы.

Главная цель, которая будет достигнута по мере развития АСКУЭ, это получение заинтересованными участниками рынка достоверной информации о поставке товарной продукции (электроэнергии, мощности), организации коммерческих расчетов, а также решение технических, технико-экономических и статических задач, как самих субъектов оптового рынка электроэнергии, так и на всех уровнях иерархии управления энергетическим производством.

11.2. Техничко-экономические показатели, планирование

Техничко-экономические показатели, с помощью которых оценивается минимизация затрат (издержек) по производству электроэнергии в энергосистемах и на электростанциях, в основном сводятся к следующему составу: выработка электрической и тепловой энергии; отпуск электроэнергии с шин станции;

- коэффициент готовности электростанции к несению электрической и тепловой нагрузки;
- оптимизация режима, т.е. минимизация расхода топлива на ГЭС и воды на ГЭС на киловатт-час электрической и тепловой энергии;
- тариф на тепловую и электрическую энергию, в том числе и ее себестоимость, и прибыль электростанции и энергосистемы;
- расход электроэнергии на собственные нужды;
- объем товарной продукции;
- среднегодовая установленная мощность;
- число часов использования установленной мощности;
- удельный расход энергетических ресурсов на кВт-час выработанной и отпущенной электроэнергии;

- среднегодовая стоимость основных производственных фондов и оборотных средств;
- издержки производства;
- удельная стоимость производственных фондов;
- удельные условнопостоянные затраты;
- средняя заработная плата на одного человека;
- численность персонала (промышленного, непромышленного);
- рентабельность электростанции (показатель экономической эффективности предприятия – отношение прибыли к затратам или себестоимости).

Состав показателей в конкретных условиях может быть другим. Рутинная работа по расчету показателей, как уже отмечалось, выполняется средствами вычислительной техники с составлением соответствующих программ. В системе управления предприятием АСУП должна решать задачи по следующему циклу: **планирование, учет, контроль, анализ.**

Технико-экономическое планирование состоит из разработки следующих основных разделов плана, характерных для гидроэлектростанций:

- годовой и поквартальные бизнес-планы, в которые включены: оценка рынка сбыта, планирование производственной программы – численность и оплата труда персонала, себестоимость производства продукции и инвестиции, объемы поставок продукции, работ и услуг, тарифная политика, объем продажи электроэнергии, планирование финансовых результатов (получение прибыли), распределение и использование прибыли, движение денежных средств (бюджет) предприятия;
- программа управления издержками;
- балансы электрической энергии и мощности;
- план технического перевооружения;
- план выполнения НИОКР (научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы);
- графики ремонта оборудования и сооружений;
- план работы с персоналом (подготовка новых кадров, повышение квалификации).

Разделы планов взаимосвязаны по исходной информации и по конечным результатам. Планирование должно начинаться заблаговременно, предварительно в порядке прогноза, который затем уточняется на текущий год по всем показателям, в результате чего определяются контрольные цифры объема работ на электростанции.

План текущего года подвергается систематической корректировке, поскольку трудно выполнить точные расчеты по разным причинам. Одной из главных причин для ГЭС является отсутствие достоверности долгосрочных гидрологических прогнозов. По мере поступления уточнений прогнозов должен корректироваться и план. Вместе с тем, в последнее время жесткие

рамки, требующие заблаговременности внесения корректировок в план выработки электроэнергии, не совпадают с периодом, когда прогнозы становятся достаточно достоверными, что приводит к ухудшению экономических показателей ГЭС. Так, для утверждения плана выработки электроэнергии на конкретный квартал электростанция должна представить цифры плана за 70 дней до начала квартала, что несложно сделать на IV и I кварталы, когда приточность меняется несущественно. И практически не представляется возможным сделать достоверный расчет выработки электроэнергии на II и III кварталы, поскольку заблаговременность гидрологического прогноза, которому можно доверять, связанного с объемом таяния снежного покрова, достаточно хорошо измеряемого, составляет не более 30 дней. На это накладывается неопределенность метеоусловий (дождевые паводки), прогноз которых достоверен не более, чем за 3 суток.

Кроме того, в период становления рыночных отношений стохастический характер утверждения величины и срока действия тарифов на электроэнергию, зависящий часто от политической ситуации, усугубляет негативное влияние на экономическое положение электростанций. Нередки случаи, когда ГЭС вынуждена производить холостые сбросы воды, несмотря на имеющуюся возможность по составу оборудования и пропускной способности ЛЭП вырабатывать электроэнергию, и в это же время ТЭС в данной энергосистеме работают на полную мощность, сжигая органическое топливо (искажение рыночных отношений). В таких условиях оптимизация режимов ГЭС теряет экономический смысл. Оптимизация предполагает наиболее выгодное распределение водотока с учетом интересов всех водопользователей, а также использование наилучшего состава силового оборудования и его загрузки с максимальным КПД.

Коэффициент готовности к несению нагрузки позволяет оценивать техническую и организационную части производства электроэнергии. Как мы уже видели, он учитывает выполнение и полноценность ремонтов и качество содержания и обслуживания оборудования.

Численность персонала является одной из главных составляющих эффективности ГЭС. В составе себестоимости заработная плата ориентировочно составляет 6-10 %. В рыночных условиях показатель численности (чел/МВт), который являлся в свое время важным критерием по оценке работы ГЭС, не служит в должной мере нормативом, поскольку эффективность рассчитывают уже, не принимая во внимание, что обеспечение надежности сооружений и оборудования напрямую зависит от социального климата в коллективе электростанции. А ГЭС, как известно, появляясь в необжитых районах, становятся градообразующими предприятиями и инфраструктура должна содержаться за счет затрат, закладываемых в тариф. Следовательно, численность персонала должна быть такой, при которой гарантируется надежность работы ГЭС, т.е. организационные формы ремонтно-профилактического обеспечения и качество профессиональной подготовки работающих должны быть такими, при которых достигается

наибольший эффект – надежность. Наряду с этим на ГЭС должна быть разработана наиболее рациональная схема оперативного обслуживания сооружений и оборудования (для данного вида деятельности численность дежурного персонала должна быть минимизирована). От уровня квалификации работающих во многом зависит качество электроэнергии.

Качество электроэнергии отличается от применяемых понятий качества товара в других областях производства. Каждый потребитель электроэнергии (электрический приемник) создается на номинальные параметры электрической энергии, при которых он может нормально работать: частота тока, уровень и симметрия напряжения, величина тока и др. Высокое качество электроэнергии, полученное на шинах электростанции не означает, что оно останется тем же у потребителя, поскольку на параметры электроэнергии в электрической сети взаимно влияют смежные электрические приемники, т.е. поддержание качества электроэнергии в сети будет обеспечиваться, если имеется так называемая «электромагнитная совместимость» приемников. Проблема этой совместимости возникла в связи с широким распространением мощных вентильных преобразователей, дуговых сталеплавильных печей, сварочных установок, железнодорожной тяги на переменном токе и др., которые отрицательно влияют на качество электроэнергии. Но это технически объективные факторы, а зачастую качество электроэнергии снижается из-за низкой квалификации персонала, в результате чего возникают аварии. В таблице 11.1. приведены некоторые показатели ухудшения качества электроэнергии и наиболее вероятные виновники.

Таблица 11.1. Отклонения некоторых параметров электрической энергии, показатели ухудшения ее качества и наиболее вероятные виновники этого

Изменения параметров электроэнергии	Показатели ухудшения электрической энергии	Наиболее вероятные виновники ухудшения качества электроэнергии
Отклонение напряжения	Установившееся отклонение напряжения.	Энергоснабжающая организация, в том числе электростанция.
Колебания напряжения	Размах изменения напряжения.	Потребитель с переменной нагрузкой. Электростанция в период течения аварии.
Несинусоидальность напряжения	Искажение синусоидальности кривой напряжения.	Потребитель с нелинейной нагрузкой.
Несимметрия трехфазной системы напряжения	Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности.	Потребитель с несимметричной нагрузкой. Электростанция в период течения аварии.
Отклонение частоты тока	Отклонение частоты тока.	Энергоснабжающая организация, в том числе электростанция.
Временное перенапряжение	Коэффициент временного перенапряжения.	Энергоснабжающая организация, в том числе электростанция.

Отклонения напряжения происходят в основном из-за суточных сезонных и технологических изменений нагрузки, регулирования напряжения генераторами электростанций и др.

Колебания напряжения вызываются резкими изменениями нагрузки (сброс нагрузки на электростанции), включением сверхмощных асинхронных двигателей, работа установок с быстропеременным режимом, сопровождающимся толчками активной и реактивной мощности и т.п.

Несинусоидальность напряжения возникает при работе вентильных преобразователей, электродуговых сталеплавильных и руднотермических печей, генераторов электростанций, трансформаторов в режиме повышенной магнитной индукции в сердечнике (при повышенном напряжении на выводах) и др.

Несимметричные режимы возникают при авариях, когда имеется обрыв фазного провода, несимметричных КЗ, а также несимметричной нагрузке потребителя, например, несимметрию создает электротяга на переменном токе.

Отклонения частоты возникают при перегрузках, сбросах и набросах нагрузки, в аварийных ситуациях. Это один из важнейших показателей качества электроэнергии. Отклонение определяется как разность между действительным и номинальным значением частоты тока, Гц.

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \text{ или в } \% \quad \Delta f = \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} 100\% \quad (11.1)$$

Стандартом устанавливается нормально и предельно допустимые значения отклонения частоты равные $\pm 0,2$ Гц и $\pm 0,4$ Гц соответственно.

Перенапряжения возникают при коммутации в электрической сети, атмосферных разрядах и при авариях.

Качество электроэнергии в промышленности оценивается по технико-экономическим показателям, которые учитывают ущерб вследствие порчи материалов и оборудования, расстройства технологического процесса, ухудшения качества выпускаемой продукции, снижения производительности труда, т.е. в результате возникает технологический ущерб. Кроме того, существует электромагнитный ущерб, который характеризуется увеличением потерь электроэнергии, выходом из строя электротехнического оборудования, нарушением работы автоматики, телемеханики, связи, электронной техники и др.

Качество электроэнергии тесно связано с надежностью электроснабжения, поскольку нормальным режимом электроснабжения потребителей является такой режим, при котором потребители получают электроэнергию бесперебойно в количестве, заранее согласованном с энергоснабжающей организацией (заключен договор), и нормированного качества.

В п. 1 ст. 542, ч. 2 ГК РФ устанавливается: «Качество подаваемой энергоснабжающей организацией энергии должно соответствовать

требованиям, установленным государственными стандартами и иными обязательными правилами, или предусмотренными договором энергоснабжения».

В случае нарушения энергоснабжающей организацией требований, предъявляемых к качеству электроэнергии, абонент в праве доказывать размер ущерба и взыскивать его с энергоснабжающей организации по правилам ст. 547 ГК РФ.

Нарушения могут быть взаимными (поставщик – потребитель), поэтому действует система **скидок и надбавок**. Конкретные значения скидки (надбавки) в зависимости от степени нарушения могут колебаться от 0,2 до 10% тарифа на электроэнергию.

Оплата по тарифу со скидкой (надбавкой) за качество электроэнергии производится за весь объем электроэнергии, отпущенной (потребленной) в расчетный период. Если в нарушении виновна энергоснабжающая организация, то штрафная санкция реализуется в виде скидки с тарифа, если виновен потребитель – в виде надбавки.

За недопустимые отклонения напряжения и частоты тока предусмотрена **односторонняя ответственность** энергоснабжающей организации, если потребитель не превышает технических пределов потребления и генерации реактивной мощности. Нарушение качества электроэнергии по другим показателям возлагается на виновника нарушения.

Таким образом, качество электроэнергии включает в себя обе важнейшие категории: техническую – это надежность, а также экономическую – это ущерб.

Технико-экономические показатели, являясь мощным рычагом эффективного управления производством электрической энергии, будут таковыми только тогда, когда надежность гидроэлектростанции, в частности, будет гарантированной независимо от того, в каких экономических отношениях с обществом она находится, поскольку крупные ГЭС влияют на социальные условия жизни людей, на экономику многих производств. Гидростанция должна рационально использоваться в интересах общества, а для этого необходимо знать проблемы ГЭС и пути их решения на перспективу. Надо разъяснять, что надежное функционирование ГЭС несет выгоду населению, для которого поставка электроэнергии от ГЭС на рынок в 10 раз дешевле, чем от ТЭС, этот аргумент является наиболее убедительным. Наряду с этим, выработкой электроэнергии и выдачей мощности не ограничиваются возможности ГЭС на рынке. ГЭС превосходит ТЭС по перечню товаров и услуг, исходя из ее широких возможностей по регулирующей способности в энергосистемах, по уровню надежности оборудования и сооружений, по маневренности, о чем было сказано в предыдущих главах.

11.3. Рынок в электроэнергетике

Рыночная оценка ГЭС должна учитывать, в первую очередь, ее режимные возможности, главными из которых являются нормальный и аварийный режимы в энергосистемах, не говоря о режимах, связанных с обеспечением водопользователей и других (особых режимах), позволяющих увеличить живучесть энергосистем.

Нормальный режим предполагает нормальное содержание и обслуживание сооружений, оборудования, систем управления, релейной защиты и автоматики; обеспечение балансов мощности и энергоснабжения; регулирование транзита энергии и мощности по ЛЭП; обеспечение качества параметров электроэнергии; обеспечение резерва мощности и энергии.

Задача ГЭС в **аварийном режиме** в том, чтобы обеспечить: защиту отходящих ЛЭП от коротких замыканий; контроль нагрузки ЛЭП по допустимому току; аварийный резерв по мощности, энергии, схемам, оборудованию; защиту энергосистемы средствами противоаварийной автоматики; устойчивость параллельной работы ГЭС с системой при КЗ и аварийных отключениях.

Особые режимы включают в себя генерацию в несимметричных режимах; обеспечение синхронного включения на параллельную работу с системой с контролем нагрузки ЛЭП по допустимому току; поддержание балансов мощности и энергии для обеспечения ремонта вышедшего из строя оборудования на отдельных участках энергообъединения.

Спор о том, является электроэнергия товаром или услугой, продолжается до сих пор. Для электроэнергии и мощности наиболее приемлем термин «товар», но особого свойства, а для оценки других возможностей ГЭС, которыми она располагает, наиболее подходящим является термин «услуга». На рынке в равной степени продаются и услуги, и товары. Однако, у понятия «услуга» есть ряд особенностей.

Услуга – это мероприятие (выгода), которую одна сторона оказывает другой.

Условно для ГЭС разделить вид товара и услуг на рынке можно следующим образом:

Товар:

- электричество, а это уже четыре вида товара: активная и реактивная мощности, выработка электроэнергии, регулирование (покрытие) пиков графика нагрузки;
- резерв мощности;
- льготные тарифы.

Услуги:

- ремонтные, наладочные, монтажные и строительные работы, выполняемые персоналом ГЭС;

- обеспечение ирригационных попусков воды;
- обеспечение государственных резервов воды в крупных водохранилищах, страхующих энергоснабжение больших территорий при перерывах доставки топлива;
- обеспечение населения питьевой водой и технической водой, создание резервов воды;
- обеспечение судоходных глубин и санитарных попусков на реке, а также прекращение разрушительных ледоходов;
- повышение эффективности речного транспорта, обеспечение условий нормальной работы водозаборов и других сооружений водопотребления и водопользования;
- срезка пика половодий и паводков, защита от наводнений;
- разбавление грязной воды, поступающей из реки в водохранилище, а также в нижнем бьефе за счет попусков из водохранилища;
- обеспечение нереста в нижнем бьефе и рыбозаведение в верхнем бьефе и другие.

В переходный период рыночных отношений еще недостаточно изучены возможности по оказанию товарных услуг со стороны энергосистем и электростанций, в частности, гидроэлектростанций.

Ряд водохозяйственных услуг снижает эффективность энергетического использования ГЭС. Большинство таких услуг оказывается бесплатно и не компенсирует денежные потери ГЭС из-за недовыработки электроэнергии. Неоплачиваемые услуги воспринимаются как некий бесплатный природный дар. В некоторых случаях до настоящего времени бытует утверждение, что и собственно электрическая энергия ГЭС – это дар. На самом деле это не дар, а результат деятельности людей, построивших ГЭС и эксплуатирующих ее, на производство продукции ГЭС и ее услуги тратятся трудовые и материальные ресурсы.

Главными показателями (товаром) ГЭС являются электроэнергия и мощность, они взаимосвязаны между собой балансами мощности и энергии энергосистемы. Их специфика требует параметрического представления. Параметры ГЭС должны соответствовать параметрам, характеризующим нормальный режим энергосистемы, а также должны учитывать возможности гидроресурсов, исходя из гидрологических условий. На структуру мощности ГЭС влияют все задачи, которые ставятся перед ней энергосистемой.

Очевидно, что для гарантированного выполнения условий, диктуемых энергосистемой, необходимо исходить в расчетах выработки электроэнергии на планируемый финансовый год из гарантированной приточности в маловодный год (95% обеспеченности). Гарантированная энергоотдача ГЭС, закладываемая в балансе мощности и электроэнергии, будет способствовать бесконфликтному течению жизни региона. Однако в искаженных условиях рынка при планировании производства электроэнергии, исходящей из средней (расчетной

50% обеспеченности) водности года, ГЭС часто не в состоянии без ущерба обеспечить запланированный объем товара и услуг, что вносит вынужденную корректировку загрузки ТЭС, иногда не подготовленных по балансу топлива.

Рынок электроэнергии постоянно оказывает давление на привычные, сложившиеся представления об организации управления в электроэнергетике. Много лет действовала и действует ныне технологическая система управления, сталкивающаяся с новыми подходами управления – рыночными, сравнение которых приводится в таблице 11. 2.

Таблица 11.2. Два принципа управления объединенной энергетикой

Технологическое управление	Рыночное управление
1. Централизация управления режимами	Децентрализация управления режимами
2. Стремление к интеграции	Стремление к дезинтеграции. Преодоление синдрома большого (крупного, неэффективного и неповоротливого) бизнеса.
3. Нет конкуренции	Возможна конкуренция
4. Координация по перетоку мощности	Координация по тарифам.
5. Оптимизация по минимуму израсходованного топлива	Оптимизация по минимуму стоимости израсходованного топлива.
6. Централизованное инвестирование	Децентрализованное инвестирование
7. Управление было эффективным	Управление может стать эффективным

Технологическое управление электроэнергетикой было при плановой экономике единственно возможным. Такое управление применяется и в последние годы. В основе такого подхода лежит **технология генерации и распределения электрической энергии**. Энергетическая технология очень сложна и специфична. Она не характерна для других отраслей. Эта особенность и определила сложившийся подход к управлению электроэнергетикой.

Технология требует: централизации управления режимами, ремонтами и развитием энергосистем. Для технологического управления характерно стремление к интеграции, объединению всех электростанций на параллельную работу, стремление к объединению энергосистем, что в конечном счете привело к созданию Единой энергетической системы страны.

В такой системе изначально нет конкуренции, по крайней мере, в явном виде (нездоровое соревнование в свое время – чему отдать предпочтение ТЭС или ГЭС – не в счет). Работой энергообъединения управляет диспетчерская служба. Она координирует работу и оптимизирует совместный режим, планируя и изменяя графики нагрузки. В процессе координации диспетчер директивно задает плановые перетоки мощности по сетям, связывающим энергосистемы. Реализуя заданные перетоки, каждая из систем может дополнительно проводить внутрисистемную оптимизацию режима.

Такой способ координации совместной работы получил в теории название «координация по материальному потоку». Опыт показал, что технологическое управление в нашей стране было достаточно эффективным. При технологическом управлении проводилась минимизация по всему энергообъединению суммарного расхода условного топлива. В технологически управляемой энергетике было централизованное инвестирование из государственного бюджета, что очень упрощало планирование развития электроэнергетики.

Рыночное управление. Здесь полезно привести в самом упрощенном виде смысл четырех основных постулатов Адама Смита, написанных им более двухсот лет назад.

Первый постулат. Чтобы поднять государство с самой низкой ступени варварства (речь шла о состоянии общества 200 лет назад) необходимы:

- мир (политический аспект);
- низкие налоги (экономическое содержание отношений – люди и государство);
- терпимость между людьми.

Второй постулат. Стремление людей улучшить свое материальное благосостояние столь мощный фактор, что если разрешить ему действовать без помех, он сам приведет общество к благосостоянию.

Третий постулат. При свободе перемещения капитала, товаров и труда ресурсы общества используются самым оптимальным образом.

Четвертый постулат. Эффект действия организованной группы людей больше суммы эффектов в одиночных действий (фермеры стремятся объединиться в кооперативы разной формы).

В основе принципа управления электроэнергетикой положена не технология, а **продажа электроэнергии и других товаров и услуг**. Это требует децентрализации генерации энергии и управления, хотя бы по той причине, что управлять малым предприятием можно значительно эффективнее, чем большим.

В мировой практике последних лет ярко проявилось стремление к дезинтеграции энергетики. На рис. 11.5 хорошо видно, что тенденция развития энергетики большинства стран ведет из правого нижнего угла (рис. 11.5, точка В), где представлена полностью интегрированная единая энергосистема страны. С полностью государственной собственностью в верхний левый угол (рис. 11.5, точка D), где полностью частная и полностью дезинтегрированная на отдельные источники мощности отрасль электроэнергетика.

На рис. 11.5 буквами указано предельное состояние энергосистем: А – государственная, полностью децентрализованная электроэнергетика; В – государственная, полностью интегрированная (единая); С – частная, полностью интегрированная (единая); D – частная, полностью децентрализованная электроэнергетика.



Рис. 11.5 Дезинтеграция и денационализация электроэнергетики ряда стран мира

Децентрализация и денационализация – становятся заметным явлением развития электроэнергетики многих стран в 80-90-е годы XX века.

Но стремление к дезинтеграции – это не стремление к развалу электроэнергетики, как считают некоторые исследователи. Электростанции остаются связанными электрической сетью и общим оперативным управлением. *Выступая свободными субъектами рынка, электростанции остаются связанными технологически.* Более того, им выгодно экономически работать в энергообъединении, и электростанции не будут стремиться выйти из технологического управления энергообъединения. Они всегда должны быть доступны для централизованного управления.

Что же касается экономических отношений владельцев (частников) элементов энергообъединений, то они исключительно сложны, эволюция их не может быть стремительной, и постулаты Адама Смита трудно принять на веру, если обратиться к фактам второй половины прошлого столетия.

В конце 1965 года в северо-восточных штатах США и юго-восточной части Канады в энергосистеме «Консолидейтед Эдисон» произошла катастрофа в связи с отключением соответствующих энергосистем из-за потери их устойчивости. На 12 часов прекратилось энергоснабжение потребителей крупнейших городов Нью-Йорка, Монреаля, Квебека на огромной территории с населением более 30 млн. человек. Ущерб составил более 2 млрд. долларов, были человеческие жертвы. Эта катастрофа была названа в свое время «аварией века». В 1977г. в той же системе «Консолидейтед Эдисон» в худшем варианте произошла авария также с полным погашением системы уже более чем на сутки. Подобные системные аварии с длительным нарушением электроснабжения происходили и в столицах Европы (Париж, Стокгольм, Брюссель).

В СССР во второй половине 40-х и первой половине 50-х годов проводились широкие исследования по проблемам, связанным с развитием электроэнергетической системы страны и обеспечением их надежной и экономичной работы. Вышли в свет обобщающие труды по теории и методам

определения устойчивости параллельной работы, расчетам электрических режимов в сложной электроэнергетической системе и токов КЗ, по режимам синхронных машин, релейной защите и автоматике, оптимизации режимов, автоматизации управления режимами в энергообъединениях и др., т.е. для специалистов всего мира более чем за 10 лет до «аварии века» были известны отечественные разработки, координирующие развитие энергетики, и их внедрение, обеспечившие устойчивость работы уже крупнейшей в то время Единой энергетической системы Европейской части страны.

Благодаря применению развитой, многократно резервированной системы противоаварийной автоматики за все время существования ЕЭС в России не было общесистемных аварий, подобных тем, что произошли в США, Канаде и Европе.

Эти факты свидетельствуют о том, что технологическая система управления электроэнергетикой, основанная на обеспечении надежности, оказалась более состоятельной, чем рыночная, основанная на продаже товара и услуг во имя получения прибыли. Нельзя сомневаться в том, что в 60-е годы в США был нецивилизованный рынок, т.е. «авария века» случилась в условиях цивилизованного – рынка Адама Смита, а не дикого рынка, где преследуется цель быстрой и наибольшей наживы. Следовательно, даже «хороший» рынок не смог побудить частных владельцев на инвестирование не дешевой программы координации развития энергетики с внедрением комплекса противоаварийной автоматики, обеспечивающего устойчивость параллельной работы электроэнергетических систем. И лишь колоссальный ущерб и потеря огромной прибыли в результате аварии заставили частные фирмы вкладывать средства в системы надежного управления и защит электроэнергетических систем. С этой целью было признано целесообразным создание координационной организации по вопросам надежности, и в 1968 году был организован Североамериканский электроэнергетический Совет по надежности, который координирует деятельность девяти региональных Советов по обеспечению надежности. Советы по надежности были созданы на основе добровольных соглашений энергокомпаний, т.е. частные компании только после тяжелой аварии объединились с целью повышения надежности электроснабжения на региональном и национальном уровнях.

Таким образом, в США, Канаде и Европе применительно не только к области электроэнергетики, основа для реализации всех постулатов Адама Смита была достаточно прочной. И во всех других отраслях рынок сделал свое дело по повышению качества товара, а в электроэнергетике не сделал (развал энергосистемы – это существенная потеря качества и колоссальный ущерб). Значит, эта отрасль в рыночных условиях нуждается не в полной свободе «действовать человеку без помех» – по А. Смигу, а лишь в определенных рамках ограничений, т.е. инвестирование мероприятий, обеспечивающих надежность электроэнергетики в рыночных условиях, должно быть для владельцев принудительным. Как это сделать – должно решить государство путем законодательства, в противном случае тяжелейшие аварии в

энергосистемах как в электрической части, так и связанных с разрушением плотин на ГЭС, разрушением реакторов на АЭС могут стать национальным бедствием.

Приведем несколько соображений некоторых исследователей, изучающих вопросы электроэнергетики в условиях рынка, связанных со следующими вопросами: координация по тарифам; организация рынка электрической энергии; доступ к электрической сети; продажа электрической энергии; работа рынка; о резерве мощности как товаре; маркетинг в электроэнергетике; конкуренция в электроэнергетике (более подробно некоторые из затрагиваемых вопросов изложены в специальной литературе, список которой приводится в конце главы).

Координация по тарифам. Для рыночного управления нужна другая система диспетчерской координации взаимодействия источников энергии (избыточная энергосистема; электростанция), т.е. координация по тарифам. В этом случае диспетчер должен координировать взаимодействие энергосистем, не задавая никаких материальных потоков (не задавая перетоков мощности). Он должен задавать только переменные во времени тарифы за переток. Сообразно этим тарифам каждая энергосистема сама выбирает оптимальную для нее мощность генерации. Диспетчер должен подбирать тарифы так, чтобы обеспечить необходимый баланс мощности энергообъединения.

Тарифы достаточно разнообразны и зависят от тарифных соглашений, времени суток и от реальной ситуации, складывающейся в энергообъединении.

Это означает физически, что диспетчер в рыночной системе получает важные экономические права: он прямо перераспределяет прибыль между агентами энергообъединения, стремясь получить минимум себестоимости электроэнергии по всему объединению.

Различия между координацией по перетоку и координацией по тарифу представлены на рис. 11.6.

Однако нельзя представить, чтобы энергообъединением (энергосистемой) руководил **коммерческий диспетчер**. В лучшем случае должны быть два диспетчера: **диспетчер-технолог** и коммерческий диспетчер, при этом приоритет должен быть отдан главному показателю – гарантированной устойчивости параллельной работы энергосистем в энергообъединении. При развитии потребления электроэнергии, как мы видели, необходима координация развития энергосистем.

При такой схеме инвестирование развития должно включаться в тарифы на электроэнергию. Важным становится добровольное привлечение средств населения к инвестированию – путем продажи на фондовом рынке акций предприятий. В ближайшей перспективе для России этот путь вряд ли возможен.

Организация рынка электрической энергии. Организация рынка электрической энергии представлена на рис. 11.7.



Рис. 11.6 Иллюстрация разницы между координацией по перетоку и координацией по тарифу

а – схема взаимодействия двух энергосистем; б – координация по перетоку – задан график перетока; в – координация по тарифу – задан график изменения тарифа на переток



Рис. 11.7 Схема организации рынка электрической энергии и свободный доступ к электрической сети

Вверху на рис. 11.7 показаны производители электрической энергии: электростанции, импортеры и частные производители энергии. Через систему

передачи они снабжают электроэнергией потребителей (покупателей) энергии данной территории. Определяющим для рыночных отношений производителей и потребителей энергии является принцип свободного доступа всех производителей энергии к электрической сети.

Свободный доступ к электрической сети должен быть провозглашен и закреплен законодательно. Все станции и все потребители имеют право подключения к электрической сети. Доступ к сети платный, и каждая станция оплачивает передачу энергии по сетям выбранного источника до места потребления.

Эти затраты включаются в себестоимость (а значит и в цену электроэнергии), что ограничивает радиус эффективного действия каждой конкретной станции.

Проблема свободного доступа к электрической сети не имеет так много трудностей на пути своей реализации, как принято считать. Главная трудность – относительно слабые электрические связи между отдельными районами генерации и районами потребления.

Разрешение на выпуск того или иного потребителя или производителя электроэнергии на рынок сегодня является большей частью организационной работы в рыночной энергетике. Но следует помнить, что это организационное мероприятие должно носить временный характер и заменяться свободным доступом. Это дополнительное ограничение, конечно, дает определенную власть над генерирующими и потребляющими агентами. Но эта власть и введенные ограничения приводят к большим экономическим потерям, которые при желании несложно и подсчитать.

Могут возникать и трудности чисто административные – нежелание допускать «неудобного производителя» к участию в свободной конкуренции, ссылаясь на перегруженность сети. Но это уже не совсем энергетика. Это ближе к правовым проблемам.

Чтобы избежать таких противоречий на действительно перегруженных участках сети (например, связывающих группу удаленных, но эффективных электростанций с узлами потребления), свободный доступ к сети должен быть конкурентным и открытым. Свобода доступа заменяется здесь свободой и открытостью участия в конкурсе производителей энергии.

Такой конкурс неизбежно приведет к увеличению цены передачи энергии от эффективных электростанций. Это, в свою очередь, будет стимулировать инвестиции в новое сетевое строительство на этом участке.

Если в системе энергоснабжения возникает ограничение свободному доступу (оптимальному рыночному режиму), то это приводит к потерям и является прямым указанием на то, что с позиции купли-продажи энергии данная сеть спроектирована неудачно. Такие потери возможно подсчитать и сравнить с величиной дополнительных инвестиций для «расшивки» узких мест. Мы должны быть готовы к тому, что схема электроснабжения, основанная на технологии, не всегда хороша для рыночного управления. Они (обе схемы) проектируются по-разному.

Продажа электрической энергии. Торговля может осуществляться напрямую (электростанция продает энергию крупному потребителю) или через систему посредников, в качестве которых могут быть специализированные распределительные (дистрибьютерные) предприятия. Такими специализированными распределителями могут стать службы маркетинга, созданные на базе энергосбыта (энергонадзора) или самой энергосистемы. Посредниками могут быть и частные коммерсанты, обслуживающие, например, мелких потребителей.

Посредники на рынке энергии. Общеизвестно отрицательное отношение к любым посредникам в нашей стране. Что посредники «только накручивают цену» и чем-то близки предприятиям-паразитам – твердое убеждение. Отчасти это имеет место. Нужно попытаться использовать то положительное, что обещает посредничество.

Потребляющая энергию организация намерена заключить договор на рынке энергии на электроснабжение на предстоящий год. Это она может сделать сама. Но может привлечь посредника. Ей важно лишь, чтобы договор был выгодным для нее и общая величина затрат с привлечением посредника был бы меньше ее собственных затрат. Невыгодного для себя посредника организация не возьмет.

В мировой практике посредник оказывает кроме основных еще очень много сопутствующих услуг: кредитование, инвестирование, рекламирование, лизинговое и др. обслуживание.

Работа рынка. Координация работы производителей и потребителей энергии идет через рынок: производители предлагают услуги. Покупатели (посредники, перекупщики) отбирают предложения с низкой ценой и оплачивают их. При этом электростанции конкурируют при продаже, перекупщики (потребители) выбирают источник и тоже конкурируют друг с другом. При координации через рынок сохраняется централизация производства и распределения энергии.

Резерв мощности как товар. Каждая электростанция обязана иметь нормативную величину резерва не ниже некоторых стандартных и заранее известных значений. Если станция перегружается контрактными поставками выше допустимого значения, она может купить резерв у другой, менее загруженной электростанции. Резерв становится товаром.

Недогруженные старые и малоэффективные электростанции могут улучшить свое экономическое положение, продавая резерв мощности (горячий и холодный). Тариф на резерв можно централизованно не регулировать, а определять его путем договорных цен. При резерве в 15-18% можно существенно улучшить использование имеющихся мощностей в энергообъединении с одновременным повышением надежности электроснабжения. Должна быть свобода действий всех звеньев системы и хорошее стимулирование. Важным инструментом повышения эффективности электроснабжения становится планирование маркетинга.

Маркетинг в электроэнергетике. Под маркетингом, обычно, понимают систему управления производственно-сбытовой деятельностью энергосистемы (электростанции), направленную на максимизацию прибыли путем активного влияния на рыночные условия деятельности.

Поскольку производство и сбыт в электроэнергетике неразрывно связаны, получается, что маркетинг в электроэнергетике – это управление режимом и развитием энергосистемы с целью получения максимальной прибыли от продажи электрической энергии на рынке.

Отметим, что маркетинг в электроэнергетике делает сегодня первые шаги, как в нашей стране, так и в ряде зарубежных стран и является предметом пристального изучения.

Действующие лица на рынке электрической энергии (субъекты рынка). Это:

1. Клиент – покупатель, он же – потребитель услуг электрической компании;
2. Посредник – функции и роль;
3. Энергетическая компания – производитель товаров и услуг;
4. Конкурент, который может предложить аналогичный или замещающий товар и воспрепятствовать монопольному снабжению.

Важным для рыночной деятельности является деловой климат или рыночная среда.

Пять этапов маркетинга электрической энергии. Маркетинг электроэнергии включает пять достаточно очевидных этапов или пять шагов на рынок (рис. 11.8).



Рис. 11.8 Организация маркетинга электрической энергии, или пять шагов к успеху на рынке

Миссия энергетики. Энергетическая компания не работает только ради получения прибыли (заметим, что это стало правилом после страшных аварий и колоссального ущерба), а осуществляет на рынке свою особую и крайне важную для общества миссию, являясь важнейшим элементом инфраструктуры страны, надежной системой жизнеобеспечения.

Словесная формулировка такой миссии и настойчивое подкрепление ее в рекламе имеют не последнее значение по своему влиянию на потребителя товаров и услуг.

Приведем несколько примеров таких формулировок миссии некоторых зарубежных энергосистем.

Джорджия Пауэр компани (США): миссия компании в снабжении электроэнергией и представлении связанных с этим услуг по справедливым ценам с ориентацией на клиентов. Компания обеспечивает должное качество обслуживания, акционерам – справедливые доходы, поощряет служащих осуществлять свою деятельность в духе социальной ответственности. Кредо этой же компании Джорджия Пауэр: Будь гражданином там, где работаешь!

Миссия компании Медисон гэс энд электрик: Поставлять качественную энергию и другие услуги по справедливым ценам!

Пасифик гэс энд электрик: Поставлять электрическую энергию, газ и услуги по самым низким ценам, обеспечивая справедливый доход для акционеров.

Сетевая компания Пасифик бэлл телефон: Обеспечивать наивысшую телефонную службу в мире по доступным ценам и зарабатывать справедливый уровень доходов своим акционерам, обеспечить благоприятную экологию для служащих и быть хорошим корпоративным гражданином.

Хотя миссии этих фирм достаточно схожи, их риторический задор и доброжелательно-уважительное отношение к потребителю призваны создавать у населения благоприятное отношение к компаниям, вызывать доверие.

Полезно отметить, что, несмотря на уважение к клиенту, все приведенные миссии исходят из возможностей компании. Потребности клиента тут вторичны.

А вот миссия: Компания будет предоставлять выбор энергетического обслуживания, который ценит клиентура и который устраивает и нас – эта миссия больше сосредоточена на интересах клиента.

Хорош ли наш товар? Товар (продукт или услуга) характеризуется следующими параметрами:

- потребительские свойства;
- уровень качества;
- надежность поставки;
- стиль – дизайн – эстетика;
- торговая марка;
- упаковка;
- цена.

Потребительские свойства электроэнергии известны и стандартизированы, и мало зависят от конкретного источника энергии.

Стиль, дизайн, эстетика и упаковка к нашему основному товару – электроэнергии, отношения не имеют, но важны для сопутствующей группы товаров и услуг.

Остаются уровень качества, надежность поставки, цена (или тариф) и марка производителя энергии. Последняя тоже мало действенна, поскольку энергия в сети обезличена, трансформирована в цене и потребительских качествах, которые зависят не только от производителя, но и от условий передачи энергии и даже от собственного режима потребления. Марка может связываться (и то косвенно) только с надежностью поставки.

Как выглядит наш товар в глазах покупателя? Хорош ли наш продукт? Мы поставляем то, что надо клиенту? Мы должны знать, что думают о нас и о нашем продукте потребитель? Доволен ли он деятельностью по энергоснабжению? При этом нужно помнить, что оценка качества и полезности продукта клиентом может отличаться от нашей собственной оценки, отличаться от оценок энергосистемы.

Конкуренция в электроэнергетике. Конкурент помогает выяснить истинную ценность услуги, при которой клиент уходит к конкуренту.

Возможна ли конкуренция в электроэнергетике? Возможна, но имеет относительно ограниченные возможности. Можно организовать конкурентоспособные электростанции за потребителя и конкурентоспособные потребителя за самый дешевый источник энергии. Возможна конкуренция:

- с другими энергосистемами;
- с частными источниками тепла, электрической энергии и мощности;
- с заменяющими электроэнергию и тепло энергоресурсами (нефть, газ, уголь);
- с другими поставщиками сопутствующих товаров и услуг.

Конкуренция даже при утвержденных тарифах приводит к стремлению снижать затраты на генерацию, стремлению к конкурентоспособной борьбе за загрузку оборудования своей электростанции. Энергоснабжающие компании, являясь физическим монополистом на той или иной территории, обычно сознают пользу и необходимость конкуренции.

«Мы знаем, что мы единственная энергоснабжающая компания в вашем городе, но мы стараемся вести себя иначе» – таков лозунг (миссия) одной из энергетических компаний США.

Повышая тариф, важно выяснить, компенсируется ли приращение цены приращением сервиса и качества обслуживания, а также думать, кто может стать конкурентом в ближайшее время? Его возможности? Его стратегия? Повлияет ли он на нашу предельную цену?

Этапом изучения конкурента и заканчивается анализ рыночной обстановки.

Планирование маркетинга состоит из этапов:

1. Выбор задачи (цели). Необходимо сформулировать основную задачу деятельности: чего мы хотим?

- Быть основным поставщиком энергии в данном районе?
- Сохранить уровень сбыта?
- Увеличить сбыт?
- Выставить новый товар или новую услугу?
- Уменьшить неплатежи?

Задачи должны иметь четкую формулировку и возможность численной оценки результата. Используются измеримые численные характеристики: объем продажи товаров (услуг), объем реализации (выручка), величина прибыли, повышение доли компании на рынке и расширение ее зоны влияния.

Задачи ранжируются по их приоритетам: очень важные, важные, средней важности, второстепенные. Это позволяет более обоснованно распределять людские ресурсы для их решения. Особо важной и плохо изученной маркетинговой задачей сегодня является сокращение неплатежей за отпущенную энергию.

2. Разработка стратегии. Как решить намеченные стратегические задачи, как добраться до цели? Разрабатывается конкретный план – что именно предпринять для реализации стратегического плана в данный момент? Предстоит решить:

- Что делать? Какие действия, какие шаги?
- Как делать? Какая методика (технология) решения задачи?
- Когда делать (разбить на этапы, привязать к календарю, установить акты сдачи)?
- Определить стоимость мероприятия.

Маркетинговый план – это календарный график, в котором указаны задачи, этапы, затраты, сроки исполнения, ответственные лица, указан порядок оплаты.

Возможно детальнее разрабатывается бюджет (затраты – поступления), – для текущего контроля и коррекции плана.

Составляется план действий при непредвиденных обстоятельствах: скачки в ценах топлива, резкое изменение спроса, законодательные «выбросы».

Необходимо уметь прогнозировать и заранее предусматривать, как изменение на рынке может повлиять на политику энергоснабжения, иметь план на случай непредвиденных убытков или сокращения прибыли.

Планирование проводится или по продукту (например, по электроэнергии или по теплу), или по задаче (например, увеличить прибыль на заданную величину).

Текущий контроль. Это анализ того, что из намеченного мы реально достигли? Что делать дальше?

- По прошедшему году анализируются сильные и слабые стороны работы энергосистемы.
- Изменились ли стратегические планы?
- Почему изменились?
- Почему не выполнили план поступления средств (прибыли)?
- Проводится анализ успеха или неудач. Считают рубли выручки, киловатт-часы, прибыльность, долю на рынке. Выясняется отношение клиентов: удовлетворены – не удовлетворены, их информированность, их представление об энергосистеме, их стремление к сотрудничеству. Проверяется реальный успех от продажи льготных тарифов и др.
- Находится ли производительность, трудолюбие и мораль работников на должном уровне?

Организация маркетинга. Это планирование продвижения товара и реклама новых услуг.

Реклама. Исключительное значение имеет умелая реклама нового товара. В начале выпуска рекламируется новизна и принципиально новые возможности товара. По мере роста выпуска товара и захвата рынка, чувство новизны притупляется и рекламируются высокие технологические параметры нового изделия. Затем, когда товар начинает устаревать и появляются более совершенные конкурирующие изделия, рекламируется низкая цена предлагаемого товара. Когда не помогает и снижение цены, ставится вопрос о снятии данного товара с производства. *Вряд ли это скоро произойдет с электрической энергией, но это может происходить с сопутствующими товарами, например с продажей новых типов тепловых насосов.*

Организация маркетинга. Возникает ряд организационных вопросов. Приведем некоторые из них.

Кого из персонала отбирать для работы в группу маркетинга? Здесь полезно вспомнить простое, но редко выполняемое правило – планировать должен тот, кто будет выполнять план.

Где разместить маркетинговое подразделение: в энергосистеме, в предприятии электрических сетей (ПЭС) или в районных электрических сетях (РЭС)? Создание централизованного (в системе) подразделения обойдется дешевле, но персонал ПЭС или РЭС гораздо лучше знает потребителей. Можно создавать по периферии «Центры поступления прибыли» от продажи электроэнергии.

Какую принять структуру планирования маркетинга – по продуктам (например, по электроэнергии, по теплу и по неплатежам) или по рынкам (по всей системе, по ПЭС или по РЭС). Еще мало сопутствующих продуктов и платных услуг, и структурирование маркетинговых служб по рынкам, возможно, будет эффективнее.

Сколько тратить средств на планирование маркетинга? Это решается конкретно и индивидуально для каждой энергосистемы.

Маркетинг в электроэнергетике – реальный способ совершенствования управления электроэнергетической системой. Планирование маркетинга дает повод систематического обдумывания стратегии и тактики, продажи товаров и услуг. Появляется изменение в самой постановке задач – большой крен на продажу товаров и получение платежей, а не на выполнение плана производства, к чему мы хорошо были приучены прошлой экономической деятельностью.

Планирование маркетинга дает более эффективный контроль над экономической деятельностью энергосистемы, повышает эффективность работы.

Исследователи рыночных отношений в электроэнергетике видят под соответствующим углом зрения и вопросы, связанные с реформированием этой отрасли, с их точки зрения необходимо:

- Разрешить свободный платный доступ потребителей и производителей электрической энергии к сети и право питаться от любого генерирующего источника;
- Разрешить создание и эксплуатацию частных электрических станций и систем и тоже со свободным доступом к сети;
- Разрешить ценовую конкуренцию всем производителям энергии;
- Освободить электроэнергетику от несвойственных ей функций по регулированию бюджета;
- Разделить во времени структурную перестройку энергетики и не торопиться с продажей государственных пакетов акций. Проводить денационализацию только штучно, после тщательной проработки инвестиционных проектов. Такой относительно дешевый путь продолжит и завершит уже начатую перестройку электроэнергетики.

Изложенное выше дает некоторое представление о той сложности решения рыночных проблем в отрасли электроэнергетика, поскольку она обеспечивает жизнедеятельность общества и неразрывно связана с социальными проблемами. Даже исследователи придерживаются крайних точек зрения, которые приведены выше. Одни призывают к осторожности, неторопливости, отдавая себе отчет в том, что резкие решения в такой области, как электроэнергетика, чреваты негативными социальными последствиями. Другие – противоречат себе, соглашаясь, что схема технологического управления обеспечивает надежность энергосистемы и в то же время считают, что она не всегда хороша на рынке.

Мы лишь прикоснулись к другому, исключительно важному вопросу – развитию электроэнергетики, поскольку рост потребления электроэнергии достаточно легко прогнозируется. Несложно составить прогноз и выбытия действующих генерирующих источников и износа электрических сетей. Мы

только отметили, что инвестиции на развитие отрасли должны содержаться в тарифе на электроэнергию и накапливаться от продажи акций на фондовых биржах. Однако это достаточно легко решается в условиях развитого рынка и достаточно устойчивого и высокого благосостояния общества. В Российской электроэнергетике в переходный период к рынку вопросы инвестирования на развитие отрасли и модернизацию ее основных фондов встают особенно остро и, в частности на строительство ГЭС.

Основной принцип проектирования ГЭС состоит в том, чтобы они удовлетворяли требованиям технического прогресса, были надежными и долговечными, а также экономичными. С этой целью технико-экономическими расчетами обосновываются все *параметры сооружений* и гидроузла в целом: высота плотины, установленная мощность ГЭС, габариты судоходных сооружений, объем водохранилища, уровенные режимы реки и т.п., а также *экономическая эффективность* строительства гидроузла.

Обоснование параметров сооружений и определение экономической эффективности строительства ГЭС (ГАЭС) производилось обычно по методу **сравнительной экономической эффективности**.

Рыночные отношения, несомненно, внесут в этот метод свои коррективы, но принципиальный подход вряд ли изменится, поэтому рассмотрим метод таким, каким он использовался в дорыночный период (даже выбор частным владельцем строительства того или иного генерирующего источника для своей компании непременно будет опираться на альтернативные варианты).

По методу сравнительной экономической эффективности сравниваются между собой два объекта, обеспечивающие получение в одни и те же сроки одинакового эффекта по производству продукции, в частности электроэнергии. Например, сравниваются, намечаемая к строительству ГЭС, с тепловой электростанцией или АЭС, или иным генерирующим источником.

Обозначим капиталовложения по заменяемому варианту (например ГЭС) K_3 , а ежегодные издержки (затраты) эксплуатации через I_3 , то же соответственно для предполагаемой ГЭС – K_2 и I_2 .

Строительство ГЭС считается экономически эффективным, если дополнительные капиталовложения (разница между K_2 и K_3 , предполагая, что ГЭС дороже) $K_2 - K_3$ окупаются экономией ежегодных издержек эксплуатации $I_3 - I_2$ (затраты на ГЭС больше) в срок T не больше нормативного его значения T_n .

$$T = \frac{K_2 - K_3}{I_3 - I_2} \leq T_n \quad (11.2)$$

Средний по стране **нормативный срок окупаемости** дополнительных капиталовложений для ГЭС был установлен в 8,33 года (в рыночных условиях, вероятно, будет другим). Если срок окупаемости данной ГЭС равен T лет – это означает, что дополнительные капиталовложения в ее строительство будут

окупаться каждые T лет в течение всего срока эксплуатации этой ГЭС.

Вместо показателя срока окупаемости чаще пользуются обратной величиной – показателем сравнительной эффективности дополнительных капиталовложений:

$$E = \frac{I_3 - I_2}{K_2 - K_3} \geq E_n, \quad (11.3)$$

Среднее значение по стране нормативного показателя для ГЭС составляло $E_n = 0,12$. Это означает, что каждый рубль дополнительных капитальных вложений должен давать экономию ежегодных издержек не менее 12 коп/год.

Для ГЭС, строившихся на Крайнем Севере, была принята величина $E_n = 0,08$ и $T_n = 12,5$ года. Для речного транспорта, т.е. строительства шлюзов $E_n = 0,1$ и $T_n = 10$ лет.

Формулы (11.2) и (11.3) справедливы в тех случаях, когда ГЭС или шлюз могут быть построены за один год. Гидротехнические сооружения требуют значительно большего времени. В период их строительства вложенные финансовые средства не дают эффекта, что учитывается как потери в экономике инвестора от временного **омертвления капиталовложений** за все годы с момента начала инвестирования проекта до ввода в эксплуатацию первого агрегата и начала производства электроэнергии. Соответственно в формулах (11.2) и (11.3) подставляются капиталовложения с добавкой потерь омертвления (для объектов, строящихся за один год, омертвления капиталовложений нет).

Показанная методом сравнительной эффективности по формулам (11.2) и (11.3) экономическая выгода строительства ГЭС проверяется по показателю **общей (абсолютной) экономической эффективности** E_a полных капиталовложений в ГЭС. В проектной практике чаще всего как один из таких показателей определялся **коэффициент рентабельности** $\mathcal{E}_p$ капиталовложений.

$$E_a = \mathcal{E}_p = \frac{Ц - I_2}{K_2} = \frac{\Pi}{K_2}, \quad (11.4)$$

где $Ц$ – стоимость годового производства электроэнергии, Π – годовая прибыль.

Для ГЭС годовое производство – это годовая выработка электроэнергии генераторами за вычетом расхода электроэнергии на собственные нужды, потерь в трансформаторах и в линиях электропередачи. К концу существования СССР показатель общей экономической эффективности составлял $E_a = 0,14$.

Вместо коэффициента рентабельности можно определять обратную величину – **условный срок возврата полных капиталовложений и за счет прибыли**:

$$T_6 = \frac{K_2}{\Pi} = \frac{K_2}{Ц - I_2}. \quad (11.5)$$

Чем меньше срок возврата или чем больше коэффициент рентабельности, тем выгоднее намечаемая к строительству ГЭС.

Для более полной оценки эффективности проектируемой ГЭС особо определяются затраты трудовых ресурсов на ее строительство и эксплуатацию, затраты на приобретение материалов, оценивается социальное значение ГЭС, влияние ее на окружающую среду и т.п., о чем было сказано в соответствующих разделах данного учебного пособия.

Инвестиционная деятельность, определяющая развитие электроэнергетики, практически во всех развитых зарубежных странах осуществляется на конкурентной основе. При этом происходит все большая интернационализация электроэнергетики: крупные энергокомпании промышленно развитых стран (США, Англия, Франция и др.) приобретают электростанции и целые энергокомпании других стран.

Наряду с традиционными методами покрытия дефицита генерирующей мощности путем строительства новых электростанций все шире используется управление нагрузкой, а также покупка или аренда на длительные сроки генерирующей мощности у других энергокомпаний.

11.4. Изменения в электроэнергетике России в переходный период к рынку

Электроэнергетический потенциал России и других республик, входивших в бывший СССР, был, в основном, создан за последние 35-40 лет, предшествовавших разделению страны на независимые государства. Установленная мощность электростанций увеличилась с 37,2 млн. кВт в 1955 году до 344 млн.кВт в 1990 году. Протяженность электрических сетей напряжением 35 кВ и выше возросла с 51,5 до 1025 тыс. км, в том числе напряжением 220 кВ и выше – с 5,7 до 222 тыс. км. Удельная численность промышленно- производственного персонала на 1 МВт установленной мощности последовательно снижалась с 11 чел/МВт в 1950г. до 2,85 чел/МВт в 1990г., а удельные расходы условного топлива на производство электроэнергии уменьшились с 590 г/кВт·ч в 1950г. до 325,8 г/кВт·ч в 1990г.

Высокая эффективность производства, передачи (транспорта) и распределения электроэнергии (ЭЭ) была достигнута благодаря реализации ряда основополагающих стратегических направлений развития электроэнергетики страны:

- объединение электроэнергетических систем (ЭЭС) на параллельную работу и создание уникальной ЕЭС страны, которая в конце 80-х годов XX века стала крупнейшим, централизованно управляемым энергообъединением в мире;
- ввод большого количества мощных высокоэффективных ГЭС и АЭС;

– создание эффективной централизованной иерархической системы планирования всего комплекса задач развития и управления функционированием ЕЭС, в том числе задач оптимального использования топливных ресурсов и гидроресурсов, оптимального распределения активных и реактивных мощностей между электростанциями, оптимального выбора состава работающих агрегатов, оптимального планирования ремонтов, обеспечения требуемого уровня надежности и безопасности параллельной работы ЭЭС.

Для планирования развития электроэнергетической отрасли существовала иерархическая система планирования, которая была составной частью системы стратегического планирования развития народного хозяйства страны. В рамках этой системы разрабатывалась стратегия развития электроэнергетической отрасли на долгосрочную перспективу 20-30 лет, а также планы развития генерирующих источников, включая типы, размеры и расположение ЛЭП на ближайшую перспективу 5-20 лет, обеспечивающие оптимизацию капиталовложений и текущих эксплуатационных затрат в развитие и функционирование электроэнергетической отрасли.

В результате создания ЕЭС был достигнут существенный экономический эффект (за счет сокращения капиталовложений и эксплуатационных затрат), оцениваемый в ежегодном исчислении несколькими миллиардами долларов. Выигрыш в снижении суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС по сравнению с изолированной работой энергосистем составлял приблизительно 15 млн. кВт. Требования в отношении резервов мощности и надежности к основным электрическим сетям были несколько ниже аналогичных требований по резервам в энергообъединениях, сложившихся в последние годы (научены опытом катастрофических системных аварий) в энергообъединениях Западных стран. Но благодаря хорошо организованному управлению в ЕЭС, обеспечивалась высокая надежность электроснабжения потребителей. Не было крупных системных аварий с погашением большого числа потребителей.

Изменение принципов планирования и управления функционированием электроэнергетики произошло с началом перестройки в бывшем СССР. В 1990 году был принят закон «О предприятиях в СССР», по которому предприятия становились самостоятельными хозяйственными субъектами с правами юридического лица и могли вести любые виды хозяйственной деятельности, если они не запрещены законодательными актами.

Районные энергетические управления получили статус самостоятельных предприятий, и в электроэнергетике стали вводиться элементы рыночных отношений при сохранении централизованного оперативного управления.

Последним годом, когда электроэнергетика СССР продолжала функционировать как единый управляемый комплекс, стал 1991г. Идущие изменения политических и экономических условий в стране стали с этого время оказывать серьезное негативное влияние на развитие и функционирование электроэнергетики. В результате в 1991 году ухудшились показатели работы

отрасли. Впервые за послевоенные годы в 1991 году в ЕЭС СССР и в стране в целом не возросла, а уменьшилась установленная мощность, снизилась выработка и потребление электроэнергии. Ухудшились показатели качества ЭЭ, которые существенно были улучшены в предшествующие годы. Увеличились потери ЭЭ в электрических сетях, увеличился удельный расход топлива на производство ЭЭ и тепловой энергии. Увеличилось число ограничений и отключений потребителей.

В это же время, исходя из того, что электроэнергетика относится к числу наиболее значительных компонентов экономического роста и социального развития, сложившиеся тенденции в мире опираются на опережающий рост производства и потребления ЭЭ. Это опережение особенно наглядно проявилось в последние годы. Согласно статистике Организации Объединенных Наций (ООН) суммарное производство в мире топливно-энергетических ресурсов в 1994 году увеличилось на 3% по сравнению с 1991 годом, тогда как производство ЭЭ возросло за этот период на 5,5%, причем опережение в производстве так называемой первичной ЭЭ, т.е. электроэнергии, вырабатываемой на базе гидроэнергии, атомной энергии и нетрадиционных возобновляемых источников энергии, было еще более высоким – рост 7% за указанные 3 года.

Данные статистики ООН, рассчитанные по единой методике как для мира в целом, так и для отдельных стран, в том числе и для России, свидетельствуют о том, что в условиях экономического спада в России снижение производства первичных топливно-энергетических ресурсов за 1992-1994 годы составило 22%.

Рассчитанные по методике ООН данные по Российской Федерации составили: общее производство первичных топливно-энергетических ресурсов в 1995 году по отношению к 1994 году уменьшилось на 2,5% (на 36 млн.т условного топлива), а производство электроэнергии – примерно на 1%.

Согласно прогнозу, разработанному в рамках Европейского экономического сообщества, доля ЭЭ в суммарном конечном потреблении в мире всех видов энергоносителей увеличится с 15,3% в 1995 г. до 16,3% в 2000 г., до 17,8% в 2010 г., до 19,0% в 2020 г.

По оценкам Мирового энергетического совета (МИРЭС), являющегося крупнейшей неправительственной международной организацией, объединяющей свыше 100 стран мира, производство электроэнергии в мире будет возрастать в темпах, представленных в табл. 11.3.

Таблица 11.3. Темпы производства электроэнергии в мире

Показатели	1995 г.	2000 г.	2010 г.	2030 г.
Производство ЭЭ в мире всего, млрд.кВт·ч	13000	15650	18700	28400
В том числе:				
– в промышленно развитых странах	10010	11150	12100	14200
– в развитых странах	2990	4500	6600	14200

Из приведенных данных следует, что если в 1995г. доля развивающихся стран в суммарном производстве ЭЭ составила 23%, то в 2030г. по прогнозу МИРЭС, этот показатель возрастет примерно до 50%. Таким образом, предполагается, что на развивающиеся страны придется свыше 70% прироста мирового производства ЭЭ. По группе промышленно развитых стран, включая Россию, производство ЭЭ может увеличиться в 2030г. по сравнению с 1995г. на 4190 млрд. кВт·ч или на 43%.

Приблизительно 57% всех инвестиций, необходимых для развития мировой энергетики, пойдет на строительство электростанций и остальные 43% – на сооружение линий электропередачи и распределительных электрических сетей.

По расчетам объем финансирования, необходимый для минимально требуемых инвестиционных программ, связанных с развитием электроэнергетики России составлял до 2000 года около 40 млрд. долларов США, а в последующие периоды: 2001-2005 гг. – свыше 50-60 млрд. долларов, 2006-2010 гг. – примерно 60-70 млрд. долларов. Фактически инвестирование существенно отстает.

Таким образом, общий объем инвестиций, которые потребуются в ближайшие 10 лет для развития Российской электроэнергетики, может быть достаточно приближенно оценен в 110-130 млрд. долларов США или около 50-60% всех инвестиций, необходимых по мнению МИРЭС, для развития электроэнергетики в странах переходной экономики.

Характеристикой необходимости инвестиций лишь на модернизацию гидроэнергетики может служить расчет, сделанный по остатку ресурса оборудования, по которому к 2005 году 21 млн. кВт установленной мощности ГЭС России или практически половина суммарной мощности всех действующих гидроагрегатов достигнет предельного срока службы.

В условиях экономического кризиса в стране, затронувшего электроэнергетику в последние годы, принимаются и реализуются серьезные меры по дальнейшему обеспечению устойчивого электроснабжения страны в период ожидаемого роста спроса на ЭЭ, связанного с выходом страны из кризиса и последующего социально-экономического развития.

В первую очередь – это создание федерального оптового рынка электрической энергии и мощности (ФОРЭМ). Тарифы на ЭЭ для субъектов рынка (электростанции, энергосистемы) устанавливаются Федеральной Энергетической Комиссией (ФЭК), а на региональном уровне (РЭК). В настоящее время имеется более 100 участников ФОРЭМ.

Ценообразование на рынке ЭЭ пока еще не носит чисто рыночных подходов, поскольку учитывает некоторые социально-экономические и политические аспекты в регионах и в стране в целом.

Регулирование тарифов на ЭЭ производится по представлению электростанциями, избыточными энергосистемами, организациями, оказывающими услуги на ФОРЭМ, расчетов и обоснований, а также по

инициативе регулирующего органа, последнее и содержит социально-политический аспект. Сложность вопроса регулирования тарифа на ЭЭ можно проиллюстрировать рисунком 11.9, из которого видна существенная разница в тарифах разных электростанций, эффективностью которых располагают далеко не все регионы одинаково, а также в результате того, что не все электростанции и энергосистемы входят в состав РАО «ЕЭС России».

Для сравнения на диаграмме показан отпускной тариф на ФОРЭМ самой дешевой из тепловых электростанций Пермской ГРЭС, (Уральский регион), который почти в 1,5 раза выше, чем самая дорогая энергия Верхне-Волжских ГЭС.

В диаграмме также для сравнения приведен отпускной тариф двух крупнейших ГЭС – Братской и Красноярской, не работающих непосредственно на ФОРЭМ, а выдающих электроэнергию в свои региональные энергетические системы, которым эти ГЭС принадлежат.*)

Проведенные в России преобразования в электроэнергетике способствовали обеспечению устойчивости работы отрасли. Продолжалось, хотя и недостаточно интенсивно, строительство новых электростанций и электрических сетей, в первую очередь в энергодефицитных районах России. Однако, как уже отмечалось, ухудшение экономических показателей отрасли в значительной мере произошло из-за неплатежей за полученную потребителями ЭЭ.

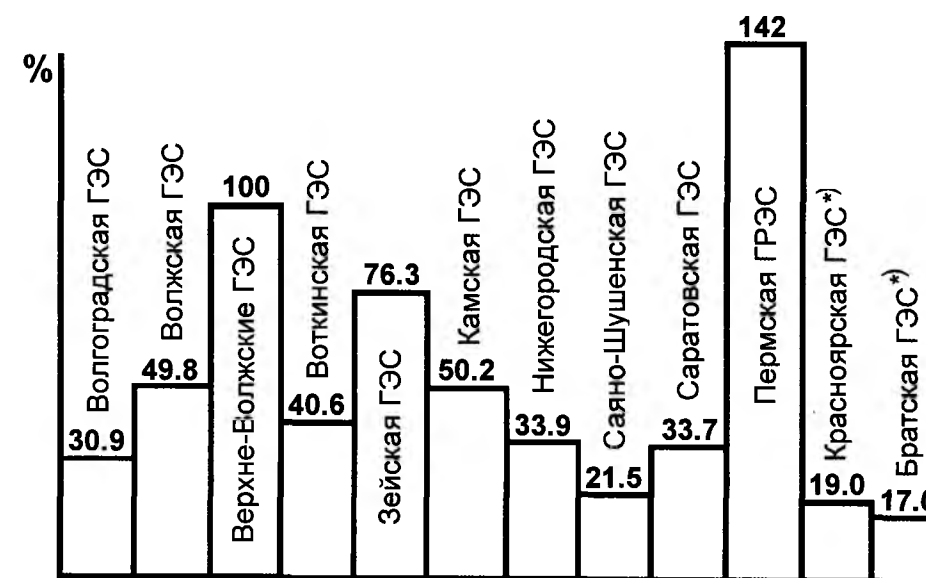


Рис. 11.9 Диаграмма сравнения стоимости электроэнергии некоторых электростанций, поставляемой на ФОРЭМ и в региональные энергосистемы

*) Данные по Красноярской и Братской ГЭС приблизительные, поскольку методика определения отпускной цены их электроэнергии отличается от принятой на ФОРЭМ.

На ФОРЭМе тарифы на ЭЭ, поставляемую на рынок продавцами (электростанциями – дочерними АО РАО «ЕЭС России», АЭС, избыточными ЭЭС), а также тарифы на ЭЭ, приобретаемую на оптовом рынке покупателями (дефицитными ЭЭС, потребителями, выведенными на рынок), определяются не процедурой конкретного установления цены для производителей ЭЭ для часового или получасового интервала времени, а обосновываются по затратному принципу.

Практически отсутствует рынок технологических системных услуг, связанных с участием субъектов рынка в обеспечении надежности функционирования «ЕЭС России», о чем сказано в предыдущем разделе.

Партнерам, заключающим договоры на поставку-покупку ЭЭ, диктуется такая схема взаиморасчетов, которая оказывается зависимой от субъективных факторов.

Серьезным недостатком существующей системы регулирования тарифов на региональном уровне является значительная диспропорция между промышленными и коммунально-бытовыми потребителями. До 1990 года тарифы для населения были в 2 раза выше, чем для промышленности, и это соответствовало общепринятой практике во всех промышленно развитых странах. Сейчас соотношение сильно деформировано, в результате чего происходит существенное перекрестное субсидирование коммунально-бытовых потребителей, т.е. затраты на производство ЭЭ необоснованно перекладываются на промышленность. Поэтому приведение тарифов для различных категорий потребителей в соответствие с реальными затратами на производство, передачу и распределение ЭЭ является одной из задач повышения эффективности использования ЭЭ в хозяйстве России.

Отрицательное влияние на эффективность функционирования отрасли оказывают политика «замораживания тарифов» на ЭЭ (выше отмечалось, что происходит это по инициативе регулирующего органа) при одновременном росте цен на топливо и оборудование, различного рода запреты на отключение ЭЭ потребителям-неплательщикам, вмешательство органов исполнительной власти в оперативную деятельность территориальных энергоснабжающих организаций по режиму энергопотребления. В ряде регионов РЭКаи тарифы на ЭЭ устанавливаются ниже себестоимости. Такой подход рассчитан на дотации из Федерального бюджета и с ФОРЭМ. В Приморском крае такой подход привел к тяжелейшему экономическому кризису.

Группой экспертов под руководством РАО «ЕЭС России» были подготовлены предложения по развитию рынков ЭЭ с учетом региональных особенностей.

Было предложено в рамках единой сетевой структуры «ЕЭС России» перейти на оптовую торговлю электрической энергией (мощностью) с использованием трех моделей рынка ЭЭ, работающих на различных принципах:

- модели общего рынка в европейской части России;

- модели конкурентного рынка межсистемных перетоков в Сибири;
- модели регулируемого оптового рынка на Дальнем Востоке.

Например, предлагается создать конкурентный рынок в европейской части ЕЭС, который будет предусматривать реализацию следующих главных мероприятий:

На первом этапе должны быть подготовлены и осуществлены: по мере готовности переход к расчетам по маржинальным (предельным) тарифам на отпуск ЭЭ с оптового рынка; к планированию балансов наиболее дешевых поставщиков ЭЭ; к мероприятиям, связанным с переходом на экономическую диспетчеризацию загрузки электростанций.

На втором этапе предполагается осуществить: переход к расчетам по маржинальным тарифам за поставку ЭЭ на оптовый рынок и по индивидуальным регулируемым тарифам на поставку рабочей мощности; вывод крупных потребителей на оптовый рынок; апробирование в одной из ОЭС конкурентных механизмов ценообразования.

На третьем этапе намечается: введение в каждой из зон оптового рынка маржинальных почасовых цен на ЭЭ; образование оперативного (оптового) рынка ЭЭ; внедрение механизма оплаты за предоставление поставщиками дополнительных услуг; предоставление потребителям права выхода на рынок; создание генерирующих компаний.

На четвертом этапе все потребители получают право выбора поставщика ЭЭ и для них появится открытый доступ как к передающей, так и распределительной электрической сети, т.е. концепция близка к той, что изложена выше, которая предлагается рядом ученых, исследующих эту проблему.

При планировании дальнейших преобразований в электроэнергетике России необходимо учитывать то, что ЕЭС России является важнейшим фактором стабильности развития экономики страны, и все предлагаемые преобразования должны исходить из сохранения ЕЭС. При этом необходимо учитывать следующие основные факторы:

- для введения свободной конкуренции в электроэнергетику нужны, как показывает зарубежный опыт, определенные предварительные условия, в том числе **устойчивая национальная экономика**; отработанная практика соблюдения обязательств при выполнении контрактов;
- наличие в большинстве районов в ЕЭС России относительно слабых межсистемных связей в условиях конкурентного рынка со свободным доступом к передающей сети может привести к увеличению стоимости ЭЭ для конечных потребителей за счет оплаты системных ограничений по пропускной способности. Поэтому требуется обоснованное предварительное устранение «узких мест» в системе передачи ЭЭ до ввода свободной конкуренции;
- быстрый рост стареющего оборудования электростанций в условиях недоинвестирования строительства новых электростанций,

реконструкции и замены стареющего оборудования при росте потребностей в ЭЭ может уже в недалекой перспективе привести к тому, что не будет достаточно эффективных генерирующих мощностей для обеспечения снижения цены на ЭЭ на оптовом рынке и цена на ЭЭ для конечных потребителей окажется чрезмерно высокой.

При введении свободной конкуренции хотя бы на уровне производства ЭЭ на 2000 г. из-за имеющегося в России значительного избытка мощностей многие электростанции пришлось бы остановить и это привело бы к их банкротству. Эта проблема аналогична проблеме «замороженных затрат», имеющей место в западных странах при вводе конкурентных рынков ЭЭ, и она требует принципиальных подходов по разрешению этих проблем до ввода свободной конкуренции. Помимо этих, а также социальных проблем, которые неизбежно возникнут, на перспективу необходимо будет определить источники финансирования для ввода новых генерирующих мощностей в необходимых объемах к требуемому времени

Введение свободной конкуренции в электроэнергетике России даже только на уровне производства ЭЭ с открытым доступом к передающей сети требует решения указанных выше проблем, поэтому на самое начало XX века такое мероприятие представляется преждевременным, не говоря уже о вводе свободного выбора поставщиков ЭЭ для средних и мелких потребителей, для которых вообще отсутствуют необходимые для свободного выбора условия.

Переход от современного состояния рыночных отношений в электроэнергетике (первый этап) к полноценному рынку (четвертый этап) растянется на несколько лет. При этом должны быть определены правила распределения выгод от уменьшения **стоимости ЭЭ** и **улучшения надежности**, полученных при совместной работе различных собственников энергетических объектов в составе ЕЭС России, и разработаны наиболее приемлемые принципы конкуренции. Для повышения конкуренции целесообразно создание условий для широкого развития **независимых производителей ЭЭ** и тепловой энергии, а также развитие собственного производства этих видов энергии промышленными предприятиями. Законодательство должно в первую очередь определить условия доступа этих производителей в электрическую сеть РАО «ЕЭС России» и акционерных обществ энергосистем, а также сформулировать требования по обеспечению надежной работы независимых электростанций с другими электростанциями, входящими в «ЕЭС России» и по обеспечению безопасности, одинаковой с такими же объектами ЕЭС.

Использованная литература

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под общ. ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 648 с., ил.

2. Брызгалов В.И. Из опыта создания Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. – Красноярск: Издательский дом «Суриков», 1999. – 560 с., ил.
3. Введение в гидротехнику: Учеб. пособие для вузов / А.Л. Можевитинов, Г.В. Симаков, А.В. Михайлов, В.Н. Пospelов; Под ред. А.Л. Можевитинова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 232 с., ил.
4. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учебн. для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 464 с., ил.
5. Журавлев В.Г., Журавлев Г.В. Государственное управление в условиях рынка. Менеджерские проблемы. Ч. II. Менеджерские методы решения задач государственного управления. – М.: ИПК госслужбы, 2001. – 144 с., ил.
6. История электротехники / Под ред. И.А. Глебова. – М.: Изд-во МЭИ, 1999. – 524 с., ил.
7. Филиппова Т.А., Журавлев В.Г., Жирнов В.Л., Сидоркин Ю.М. Управление режимами электрических станций: Монография. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1994. – Ч. I. – 180 с., ил.
8. Электроэнергетика России. История и перспективы развития / Под общ. ред. А.Ф. Дьякова. – М.: АО «Информэнерго», 1997. – 568 с., ил. В пер.

Предметный указатель

А

Абсолютная экономическая эффективность 520
Аварии на плотинах 23, 24, 413, 418, 480
Аварийные процессы, режимы 39, 143, 144, 184, 234, 242, 245, 478, 503, 507
Аварийный затвор 138, 165
Аварийный ремонт 441, 462
Автомат 223
Автоматизированная система управления (АСУ) 493
АСУ ГЭС 495
АСУ П 496
Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) 43, 243
Автоматизированная система управления технологическим процессом на электростанции (АСУ ТП) 43, 245, 495
Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) 245
Автоматические противоаварийные устройства 43, 244
Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) 204, 244
Автоматическое включение резерва (АВР) 230, 246
Автоматическое повторное включение (АПВ) 218, 244, 246
Автоматическое регулирование напряжения (АРН) 244
Автоматическое регулирование частоты (АРЧ) 245
Автотрансформатор 213, 462
Агрегат 18, 140, 144, 196
Акведук 12
Активная мощность 191, 199, 451
Активная часть трансформатора 210
Активное сопротивление 189, 201
Аккумулятор, батарея 21, 224, 438
Аккумуляция воды в водохранилище 58
Активная турбина 132, 133
Активное железо (сталь) 333
Ампер 187
Анкерная опора водовода 168, 170
Антикоррозийная защита 443
Апериодическая составляющая тока КЗ 349
Арка 11
Арматура 13, 391
Армокаркас 391
Арочная плотина 12, 24, 94, 96, 117, 119
Арочно-гравитационная плотина 24, 97
Асинхронный режим 457
Асинхронный трехфазный электродвигатель 36
Атомная электростанция 41, 67, 69
Аэрационная труба 135, 144

Б

Бадья 386
Байпас 160
Барботирование 163
Безопасность сооружения 413, 481, 486
Безотказность 402
Бесперебойность 402, 438
Бетон 13, 384
Бетонная плотина 94
Бетономешалка 385
Биологическая защита 240
Биосфера 474
Блок бетонирования 388, 389, 393
Блочная схема ТЭС 40
Буровзрывные работы 389
Бык 108, 121, 123, 159, 165
Быстропадающий затвор 138, 144, 165
Быстроток 114, 121

В

Вакуумный насос 149
Валовой потенциал стока 52
Вал турбины 325
Вариантный метод проектирования 250
Ватт (киловатт, мегаватт) 191
Ввод трансформатора 211
Векторная диаграмма 188, 339, 340, 449
Вентиляция генератора 344
Вероятность превышения расхода 56
Вероятность разрушения 481
Верхний бьеф 23, 60
Верховой клин (грань) плотины 13, 91, 95
Вес сооружений 264
Ветроводородные электростанции (ВВЭС) 82
Ветровой нагон 55
Ветроэлектростанция (ВЭС) 81
Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) 79
Вечная мерзлота 88
Взаимная индукция 190, 209
Вибрации агрегата 141, 447, 459
Вибрирование (уплотнение) бетона 13, 387
Визуальный контроль 415
Винтовой насос 147
Водное хозяйство 57
Водноэнергетическая установка 17
Водноэнергетические расчеты 55, 62, 63
Водобойные устройства (гасители) 100, 422
Водоводы турбин 168, 398
Водозаборы 15, 99, 130
Водоотведение 14, 107
Водоподпорное сооружение 87
Водоподъемное колесо 17

Водопользование 14, 107
Водопотребление 14, 107
Водоприемник 89, 99, 119, 130, 138, 159, 429
Водопроводящее сооружение 89
Водопроницаемость 88, 90, 384, 388
Водосбросное устройство, водосбросные плотины 56, 89, 99, 108, 306
Водослив 306
Водоснабжение 14
Водохозяйственные расчеты 55, 63, 254
Водохранилище 10, 20, 42, 57, 87, 107, 255
Водяное колесо 1, 127, 150
Возбудитель 202
Возбуждение генератора 202
Воздуходувка 149, 180
Воздухосборники (ресиверы) 180
Возобновляемые энергетические ресурсы 49
Вольт 189
Вольтампер 191
Восполнимая энергия водотока 70
Восстановление работоспособности 403
Восстановление напряжения 218, 220
Восстанавливаемый элемент 403
Вращающееся магнитное поле 195
Вращающий момент турбины 450, 452
Вращающийся вектор 187
Временная нагрузка 263
Временная неравномерность регулирования 143
Временные ГТС 89
Всасывающие (входные) патрубки линии, трубопроводы 145, 149
Вскрышные работы 392
Вторичная обмотка 208
Второстепенные ГТС 89
Выбор типа электростанции 75
Выклинивание водохранилища 87
Выключатель 20, 214, 215, 217
Выключатель нагрузки 218, 221

Г

Градиент напора 92
График нагрузки 41, 449
Гребенка 123
Гребень плотины 24
Грозозащита 239, 245
Грузоподъемные машины 385, 429, 436
Грунтовая плотина 13, 91
ГРЭС 37

Д

Дамба 88, 123
Дарси (закон) 269
Датчик 215
Декларация безопасности 415
Демпферная обмотка 454
Дефект 403, 411
Деформация русла реки 55
Деривация 62, 107, 114
Диагностические показатели 414, 418
Диагональная турбина 34, 134, 136

Диаметр рабочего колеса 131
Диафрагма 90, 91
Динамическая устойчивость ЭА 235
Динамическая устойчивость электрической системы 244
Дирижле (условие) 271
Диспетчерское управление 241, 410
Диспетчер-технолог 509
Диффузор 150
Диэлектрики, диэлектрические потери 191
Докритические параметры 41
Долговечность 402
Дополнительные потери в генераторе 352
Дренажное устройство 90, 95, 100, 101, 185

Е

Единая энергетическая система страны, ЕЭС России 27, 39, 243
Единичная мощность турбины 134, 135
Емкостное сопротивление, емкость 190, 246
Емкость аккумулятора 226

Ж

Железобетон 13
Железобетонная плотина 94
Живучесть энергосистемы, электрической схемы 43, 228
Живое сечение реки 54

З

Забральная балка 160, 431
Заглубление турбины 315
Загрязнение Земли 476, 477
Зажор 54
Заземление 238
Заземлитель 238
Заземляющий контур 238, 240
Заказчик 373, 404
Зануление 239
Запань 159, 162
Запас надежности 261
Запасы энергетических ресурсов 49, 50
Заполнители бетонной смеси 13
Затвор 87, 99, 100, 111, 124, 138, 140, 159, 162, 164, 165, 436
Затопление земель водохранилищами 65, 489
Затор 54
Защита людей 233, 238, 240
Защиты турбины, генератора (агрегата) электроустановок 142, 236
Здание ГЭС 15, 88, 101, 117
Землетрясение 474
Земляная плотина 13, 91, 122
Зеркало водохранилища 58, 257
Зона растекания тока 236
Зонтичный генератор 197

И

Излучение солнца 49, 474
Измерительные трансформаторы 215, 223

Изолированная нейтраль 237
 Изоляционное масло 174, 192, 210
 Изоляция электрическая, изоляторы 192, 234, 235, 245
 Инвестирование в электроэнергетике 524
 Индуктивное сопротивление, индуктивность 189, 246
 Инженерно-геологические изыскания 253
 Инженерно-гидрологические изыскания 54, 253
 Инженерно-гидрометеорологические изыскания 253
 Инженерные изыскания 352
 Инъекционные работы 426
 Ионная система возбуждения 203
 Ирригационные системы древности 10
 Ирригация 9
 Испарение влаги с поверхности Земли 474
 Использование водных ресурсов 27, 51, 59, 403
 Использование энергии в турбинах 127
 Исправность 402
 Испытания 403, 430

К

Кавитация, кавитационный коэффициент 131, 153, 384, 431, 440
 Календарный план 376
 Каменная плотина 90, 93, 122
 Камера рабочего колеса 130, 136
 Канал 13, 89
 Капитальный ремонт 440
 Капсульная турбина (агрегат) 121, 135, 137
 Каскадная авария 242
 Каскадное использование водных ресурсов 60
 Каскадное строительство 380
 Катастрофические половодья, паводки 56, 57
 Катодная защита 443
 Качания ротора 453
 Качество электроэнергии 500
 Керн 427
 Кибернетика 493
 Кинетическая энергия потока 127
 Кипение батареи 226
 Клапан срыва вакуума 135, 144
 Класс капитальности сооружений 261
 Класс турбины 132
 Ковшовая гидротурбина (Пельтона) 18, 116, 133
 Козловый кран 138, 172
 Командоаппарат 216
 Комбинаторная зависимость 136
 Коммерческий диспетчер 509
 Комплексный гидроузел 15, 25, 58, 107
 Компрессоры 180
 Компоновка гидроузла 108
 Коммутация 215
 Конденсатор 192
 Конкуренция в электроэнергетике 515
 Контакт плотины с основанием 24

Контактная система 215
 Контактные кольца 331
 Контакттор 224
 Контроль гидротехнических сооружений 413, 414, 416
 Контроль работ 403, 427, 441
 Контррегулирующий гидроузел 64
 Контрфорсная плотина 94, 96, 121
 Концентрация производства электроэнергии 37
 Короткое замыкание (КЗ) 192, 234, 237, 238, 348
 Короткозамыкатель 365
 Коррозия 438, 444
 Котельная формула 25
 Котлован 123
 Коэффициент быстроходности 131, 155
 Коэффициент готовности 403, 497, 499
 Коэффициент использования ветра 81
 Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) 199, 456
 Коэффициент надежности 261
 Коэффициент полезного действия (КПД) 41, 63, 69, 131, 136, 147, 200
 Коэффициент рентабельности 520
 Коэффициент смелости плотины 13
 Коэффициент стройности плотины 12
 Коэффициент трансформации 209
 Коэффициент трения 95
 Коэффициент фильтрации 268
 Кран 385, 393, 394, 436
 Кратковременная нагрузка 263
 Кратность форсировки возбуждения 205
 Крестовина генератора 197, 447
 Критерий безопасности 414
 Крышка турбины 320
 Купол 11

Л

Лабиринтное уплотнение 321
 Ламинарное движение воды 266
 Лебедка 173
 Линейное напряжение 190, 200
 Линейный изолятор 192
 Линия электропередачи (ЛЭП) 8, 17, 37, 227, 229, 241, 244, 246
 Лобовые части обмотки 202, 236, 335, 459
 Лопастной насос 148
 Лопасть рабочего колеса гидротурбины 18, 136, 138, 324
 Лопатка направляющего аппарата гидротурбины 18
 Ледостав 54
 Ледоход 54

М

Магнитная индукция 333
 Магнитная система 193
 Магнитная цепь 187
 Магнитные поля генератора 337, 338, 342
 Магнитогидродинамический генератор (МГД-генератор) 77
 Магнитодвижущая сила (МДС) 190, 195, 202, 341
 Магнитопровод 194, 208

Максимум нагрузки 59
 Малая ГЭС 6
 Маркетинг в электроэнергетике 512, 515, 517
 Маслонаполненный кабель 359
 Маслонапорная установка (МНУ) 140, 146, 175, 325, 435
 Масляное хозяйство 174, 367, 429, 438
 Масляный клин 343
 Масляный трансформатор 210, 355
 Маховой момент 199
 Межень 55
 Мертвый объем водохранилища 57
 Металлоконструкции 437
 Метод математической статистики 56
 Метод пробных нагрузок (расчет) 25
 Метод центральной консоли (расчет) 25
 Механическая постоянная времени 330
 Механическая прочность материала 260
 Микрогидроэлектростанция (микро ГЭС) 7
 Минигидроэлектростанция (мини ГЭС) 7
 Миссия энергетики 514
 Многоарочная плотина 13
 Многолетнее регулирование стока 59
 Модель турбины 131, 153
 Молниевывод 239
 Монтажные работы 396
 Морозостойкость 384
 Мостовой кран 140, 171
 Мощность ГЭС 62, 63, 256
 Мощность потока 61
 Мощность турбины, насоса 130, 146, 451

Н

Наброс нагрузки (мощности) 141
 Наведенная сейсмичность 88
 Наведенное напряжение 241
 Нагрузка на плотину 282
 Надежность 402, 479, 481
 Наладка 407
 Намывная плотина 93, 112
 Наполнение водохранилища 58
 Напор 15, 60, 84, 87, 131, 146, 259, 431
 Напорный бассейн 90
 Напорный фронт плотины 24, 112
 Направляющий аппарат 136, 144, 317
 Напряжение (механическое) сжатия 12, 24
 Напряжение прикосновения 236, 459
 Напряжение шага 233, 236, 459
 Напряжение (электрическое) 35, 200, 331
 Напряженно-деформированное состояние (НДС) 284
 Напряженность поля 240, 464
 Наряд (распоряжение) 239
 Насос 17, 21, 128, 144
 Насосо-турбины 137
 Невозобновляемые энергетические ресурсы 49
 Невосстанавливаемый элемент 403
 Недельное регулирование стока 59
 Неправильность 402
 Неймана (условие) 271

Неполнофазный (несимметричный) режим 458
 Неработоспособность 402
 Несинусоидальный ток 187
 Нестационарные процессы 39, 141
 Несущая способность 261
 Нетрадиционные источники электроэнергии 67, 77
 Нивелир 17
 Нижний бьеф 24, 60, 87
 Низконапорный гидроузел 15
 Низовой клин (грань) плотины 24, 95
 Нормальное состояние сооружения 418
 Нормальный подпорный уровень (НПУ) 57, 87
 Нормативная нагрузка 263
 Нормативная несущая способность 262
 Ночной провал нагрузки 42
 Нулевая последовательность тока 459

О

ОАСУ «Энергия» 494
 Обеспеченность стока 56
 Обеспечение маневренности 403
 Обмотка возбуждения (ротора) 193
 Обмотка статора 193, 202, 331
 Обод рабочего колеса 138
 Обратная гидротурбина 21, 42, 137
 Обратная последовательность тока 458
 Обратный фильтр 93, 391, 428
 Обходная система шин 359
 Объединенная энергетическая система (ОЭС) 241, 243
 Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) 43, 241
 Объемный насос 147
 Оголовок контрфорса 96, 122
 Ограничитель перенапряжения (ОПН, ОПНИ) 214, 215, 240
 Однофазная цепь 190
 Однофазный ток 35
 Океанология 54
 Окупаемость 519
 Ом 189
 Омертвление капиталовложений 520
 Омоноличивание 389
 Оперативные переключения 358
 Оперативный персонал 358, 405, 447
 Оперативные цепи, ток 223, 225
 Опора ЛЭП 399
 Опорноходовые части качения, скольжения 165
 Опорный изолятор 192
 Оптимизация режима электростанции 497, 498
 Опыты по сбросу нагрузки 143
 Организационное мероприятие по безопасности 239
 Организация строительства 373
 Организация эксплуатации, монтажа, ремонта, наладки 404, 407
 Осевая турбина, насос 135, 148
 Основание плотины 88, 95, 482

Основное сочетание нагрузок 264
Основное уравнение турбины 152
Основные ГТС 89
Особая нагрузка 264
Особое сочетание нагрузок 264
Осушение турбин 183, 370
Отделитель 365
Отказ 403, 420
Открытие направляющего аппарата 131
Открытое распределительное устройство (ОРУ) 228
Отношение короткого замыкания (ОКЗ) 352
Отпаечный трансформатор 230
Отсасывающая труба 130, 136, 139, 144
Охлаждение генератора 205, 344, 346
Охлаждение трансформатора 355
Охрана окружающей среды 107, 474

П

Паводок 16, 55
Паз 124
Параллельная (синхронная) работа электростанций, генераторов 43, 202
Параметры турбин 130
Парниковый эффект 77, 476
Паровая машина 18
Парогазовая установка (ПГУ) 41, 68
Первичная обмотка 208
Перекрытие реки 124
Переменный трехфазный ток 18, 35, 187
Переключатель; переключательный метод 16, 123, 376
Перенапряжение 223, 501
Переносное заземление 239
Периодическая составляющая тока КЗ 349
Переток электроэнергии 43
Переходное индуктивное сопротивление 351
Переходный период тока КЗ 350
Переходный процесс 193, 349, 448
Пик нагрузки (утренний, вечерний) 40, 76
Пионерный способ перекрытия реки 377
Плавкий предохранитель 193, 215, 223
Планирование на ГЭС 498
Плоский затвор 111, 163, 165
Плотина 8, 397, 399, 480
Плотность тока 347
Пневматическое хозяйство 180, 369, 429, 438, 467
Поверхность депрессии 91, 92
Поворотно-лопастная гидротурбина (Каплана) 18, 113, 135, 136
Повреждение 402
Повышающий трансформатор 140
Подача насоса (расход) 146
Подвесной генератор 197
Подготовка основания 381
Подобия формулы 154
Подопла плотины 12
Подпор 87
Подпорное сооружение 88
Подпорные стены 89
Подпятник, подшипник 144, 175, 198, 207, 324, 343, 434, 447
Подрядный способ строительства, ремонта 373, 442
Подстанция 36, 213, 215, 228
Подхват затвора 160
Подшипниковые токи 343, 447
Подземный контур 390
Подъемно-транспортное оборудование 171
Пожаротушение генератора 207
Пойменный метод строительства 123
Полезный объем водохранилища 57, 87
Ползучесть бетона 276
Полная мощность 191, 200
Полное сопротивление 189
Полный объем водохранилища 57
Половодье 16, 55
Полус ротора 193, 336
Помещение без повышенной опасности 233
Помещение особо опасное 233
Помещение с повышенной опасностью 233
Помпаж 347
Понур 100
Поперечная компенсация 246
Поперечная ось полюсов ротора 336
Пористость грунта 266
Поровое давление 382
Пороговый неотпускающий ток 232
Пороговый ошутимый ток 232
Последовательность возведения гидроузла 123
Посредники на рынке электроэнергии 512
Постоянная нагрузка 263
Постоянные ГТС 89
Постоянный ток 18, 35, 187
Потенциально опасное состояние сооружения 418
Потери в генераторе 353
Потери на корону 466
Потери напора 130, 159
Потребление кислорода 477
Поузловой метод ремонта 221
Правила безопасности при обслуживании электрооборудования 232
Правило правой, левой руки 327
Правильное эксплуатационное использование 403
Предварительное состояние сооружения 419
Предел устойчивости 456, 457
Предельные состояния сооружений 260
Предельный ток отключения 218
Предохранительный (сбросной) клапан 148
Приведенный расход турбины (параметры) 131, 155
Приливы 49, 474
Приплотинная ГЭС 102, 108
Природно-технический комплекс (ПТС) 8, 46
Пробивное напряжение 192
Прогноз приточности 498
Продажа электроэнергии 512
Продольная компенсация (УПК) 246
Продольная ось полюсов ротора 336
Проект организации строительства (ПОС) 373
Проект производства работ (ППР) 374
Проектное задание (ПЗ) 250
Производство электроэнергии 14
Промежуточная опора водовода 170

Промышленно-производственный персонал 405
Пропеллерная турбина 133, 135
Пропускная способность турбины 131, 140
Проран 378
Протекторное покрытие 445
Противоаварийная автоматика 244
Противодавление 24
Противофильтрационное устройство 90, 95
Проточная часть турбины 315
Прочной изолятор 192, 211
Прочность бетона 388
Прямая последовательность 458
Пульсация потока 431
Пуск агрегата 407, 430
Пускатель 224
Пусковой комплекс 378, 408

Р

Работоспособность 402
Рабочая характеристика турбины 157
Рабочее колесо турбины (насоса) 18, 127, 148, 321
Рабочие чертежи 251
Рабочий напор 130
Радиально-осевая турбина (Френсиса) 18, 120, 134, 314
Разгонная (угонная) частота вращения; разгон турбины 131, 142, 316
Разрядники 224, 239
Разъединитель 214, 216, 222
Районные энергосистемы (РЭС) 37
Распределение энергоресурсов 50
Распределительное устройство (РУ) 8, 17, 140, 217, 228, 239, 464
Расход 54, 61, 128, 130, 259
Расход электроэнергии на собственные нужды 497
Расцветка фаз 195, 463
Расчетная нагрузка 261, 263
Расчетные параметры ГЭС 57
Расчетный аппарат (схема) 63, 301, 303
Расширитель 210
Рациональное использование водных ресурсов 403
Рациональное управление речным стоком 403, 410
Реактивная мощность 191, 200, 246, 456
Реактивная турбина 132, 134
Реактивное сопротивление 189, 201, 246
Реактор 216, 224
Реакция якоря 195, 340, 455
Регулирование мощности турбины (агрегата) 140
Регулирование стока реки 10, 57, 255, 403
Регулирование частоты тока 43, 245
Регулятор турбины 140
Режим работы ГЭС 63
Режим синхронного компенсатора (СК) 149, 180, 196
Режим уровней нижнего бьефа 63
Резервирование 403
Реклама 517
Релейная защита, реле 193, 207, 216, 224, 236, 246
Ремонтопригодность 231, 402, 420, 429
Рентабельность 497
Ресиверы (воздухосборники) 180
Ригель 165
Рисберма 101
Риск аварии 413, 486, 487
Ротационный насос 148
Ротор 17, 193, 329, 398
Руслонная ГЭС 101, 111
Руслорегулирующее сооружение 88
Русские водосбросы 102, 113
Рыбное хозяйство 15
Рынок электроэнергии 502, 509
Рыночное управление 505

С

Самовсасывающий насос 149
Самоиндукция 190, 209
Санитарный попуск 89, 162, 410
Сборные шины 214, 230, 358
Сброс нагрузки (мощности) 141, 316, 430, 446
Свая 394
Сверхкритические параметры пара ТЭС 41
Сверхпереходное индуктивное сопротивление 351
Сверхпереходный период тока КЗ 350
Связный грунт 381
Себестоимость гидроэлектроэнергии 71
Сегментный затвор 111, 114, 163, 165
Сейсмическая активность 88
Сейсмологические изыскания 253
Секционирование шин 359
Селикагелевый фильтр 210
Сервомотор 140, 173, 175, 318
Сердечник статора 193, 194, 335, 459
Сила тока 187
Синусоидальный ток 187, 200
Синхронизация 430, 447
Синхронная машина 195
Синхронная частота вращения 131
Синхронный компенсатор 244
Синхроскоп 448
Система возбуждения 202
Система регулирования турбины 140
Системы турбин 133
Скальное основание 95, 96, 381
Скаляры 270
Сметно-финансовый расчет (СФР) 250
Собственные нужды 227, 229, 230, 438
Солнечная электростанция (СЭС) 78
Сопло турбины 133
Сорудерживающая решетка 137, 160, 436
Социально-экономические результаты электрификации 21
Специальная автоматика отключения нагрузки (САОН) 245
Спиральная камера 136, 139, 144
Сработка водохранилища 58
Средненапорный гидроузел 15
Стадии проектирования 250
Статическая устойчивость электрической системы 244
Статор 193, 335, 390
Створ 54
Стержень магнитопровода 208

Стержень обмотки 333
Сток 54
Столб плотины 389
Строительно-монтажные работы 374, 395
Строительные нормы и правила (СНиП) 56, 94
Строительный расход воды 123, 166
Строительство ГЭС 22, 373
Стройгенплан 376
Струйный насос 149
Ступица рабочего колеса 138
Субподрядчик 373
Судоподъемник 15, 16, 89, 326
Судопропускное сооружение 89, 103, 111
Суточное регулирование стока 59
Суффозия 92, 428
Сухой трансформатор 210

Т

Таль 171
Тангенс угла диэлектрических потерь 192
Тариф электроэнергии 497, 525
Текущий ремонт 440
Тело плотины 90
Температурная деформация 275
Температурное воздействие 273, 274, 280
Температурное поле 279
Теодолит 17
Тепловая электростанция (ТЭС) 19, 67
Тепловая энергетика 6
Тепляк 397, 425, 443
Термическая устойчивость ЭА 235, 356
Термодинамическое осушение воздуха 181
Термоядерная энергия 49, 77
Технико-экономические показатели 497
Технико-экономический доклад (ТЭД) 250
Технико-экономическое обоснование (ТЭО) 250
Техническая диагностика 442
Технические мероприятия по безопасности 239
Технические условия 429
Технический потенциал стока 52
Технический проект (ТП) 250
Техническое водоснабжение 175, 369, 429, 438
Техногенная нагрузка на водохранилища 66
Технологическое управление 505
Твердый сток 55
Тип турбины 133
Тиристорная система возбуждения 203
Титульный список 374
Товарная продукция 502, 514
Ток возбуждения 193
Ток статора 194, 200
Топляк 160
Тормозная система агрегата 207
Традиционные источники электроэнергии 67
Транспозиция 332
Транспортный тоннель 117
Трансформатор 35, 208, 228, 462
Трехфазная цепь 190
Трубопровод 89
Тоннель 89, 117, 119, 125, 392

Турбина 8, 17, 61, 127
Турбинный водовод 108, 111, 117, 129, 138
Турбоагрегат 18, 42
Турбогенератор 18
Турбулентное движение воды 267

У

Угловая характеристика генератора 452
Угловая частота 189
Угол внутреннего трения 92
Угол заложения откоса 92
Угонная (разгонная) частота вращения 131, 142
Ударный ток короткого замыкания 349
Удельная стоимость производственных фондов 498
Удельные условно-постоянные затраты 498
Удельный вес материала 264
Удельный расход энергетических ресурсов 497
Укрепительная цементация 96
Укрупненный блок 213
Улучшение качества 403
Универсальная характеристика турбины 156
Уравнение моментов генератора 452
Уравнительный резервуар (башня) 90, 117, 119
Уровень верхнего бьефа (УВБ) 87, 257
Уровень мертвого объема водохранилища (УМО) 57, 87
Уровень нижнего бьефа (УНБ) 87
Условное топливо (у.т.) 49, 71
Услуга 503
Установленная мощность ГЭС России 44
Устой 89, 112, 165
Устойчивость генератора 457
Устойчивость плотины 24, 95, 260, 280, 281
Устойчивость энергосистемы 43, 243
Ущерб 483, 502, 507

У

U-образная характеристика генератора 456

Ф

Фаза 190, 463
Фазное напряжение 190
Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) 524
Фильтр 394
Фильтрационная прочность материалов 260
Фильтрация воды 88, 265, 274
Флютбет 272, 390
Форсированный подпорный уровень водохранилища (ФПУ) 57
Форсировка возбуждения 204
Фракция 385
Фронтальный способ перекрытия реки 377

Х

Хозяйственно-питьевое водоснабжение 179
Хозяйственный способ строительства, ремонта 373, 442
Холостой сброс воды 411
Холостой ход генератора, трансформатора 196

Ц

Цемент 13, 384
Цементационная арматура 392
Централизация электроснабжения 37
Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) 43, 241
Центробежно-вихревой насос 149
Центробежный насос 148
Цикл операций выключателя 218

Ч

Частота вращения 131, 200, 448
Частота тока 189, 200, 448
Чередование фаз 448
Численность персонала 405, 498, 499

Ш

Шаговое напряжение 236
Шандоры 168
Шестеренчатый насос 147
Шлюзовые ворота 164
Шлюзы 15, 17, 90, 103
Шов 388
Шпонка 394
Шпунт 91, 100, 101, 112, 390
Шуга 54
Шугосброс 159

Щ

Щеточный аппарат 331

Э

ЭВМ 493
Эжектор 149, 178
Экология 6, 474
Экран 90, 91, 92, 273

Экранирующая одежда 241

Экономика 493

Экономическая эффективность ГЭС 60, 71, 107, 493, 519, 520

Экономический потенциал стока 52

Экономическое планирование 493

Экскаватор 382, 393

Экспертная система 415, 417, 442

Эксплуатация 402, 428

Эксплуатационная структура 40

Эксплуатационная характеристика турбины 158

Элегаз 219

Электрификация 20

Электрическая безопасность 231, 233

Электрическая дуга 223, 237

Электрическая мощность 191, 256

Электрическая машина 193

Электрическая цепь 189

Электрическая энергия 20, 191, 256

Электрические аппараты 215

Электрические сети 241

Электрический пробой 235

Электрический ток 187

Электрическое напряжение 189

Электрическое поле 187

Электрическое сопротивление 189

Эрлифт 149

Я

Явнополюсная синхронная электрическая машина 194

Ядро плотины 21, 273

Якорь 195

Ярмо 194, 208

Ячейка 363

Содержание

Предисловие	3
1. Место и роль ГЭС в современном мире.....	5
1.1. Исторический обзор	6
1.1.1 Ирригационные цивилизации	9
1.1.2 Плотины древности.	10
1.1.3. Гидротехника	14
1.1.4. Гидроэлектроэнергетика	17
1.1.5. Первые гидроэлектростанции (1881-1920 гг.).	21
1.1.6. Развитие гидротехники как науки.	22
1.2. Гидротехническое строительство в России.	25
1.2.1. Современные комплексные гидроузлы.	25
1.2.2. Гидротехническое строительство в СССР (1950-1986 гг.).	30
1.2.3. Единая энергетическая система.	35
1.2.4. Гидроэнергетика России (1987-2000гг.).	43
Использованная литература	47
2. Энергетические и водные ресурсы, их освоение.....	48
2.1. Мировые энергетические ресурсы	49
2.2. Водные ресурсы и их использование	51
2.2.1. Водные ресурсы.....	51
2.2.2. Водные объекты и протекающие в них процессы	54
2.2.3. Водное хозяйство	57
2.2.4. Водная энергия и схемы её использования	60
2.3. Влияние гидроэнергетического строительства на окружающую среду	64
2.4. Традиционные и нетрадиционные источники электрической энергии	67
2.4.1. Тепловые электростанции	67
2.4.2. Атомные электростанции	69
2.4.3. ГЭС и ГАЭС	70
2.4.4. Выбор типа электростанции	75
2.4.5. Нетрадиционные источники энергии	77
Использованная литература	84
3. Основные водоподпорные сооружения гидроэлектростанций.....	86
3.1. Типы гидротехнических сооружений	87
3.2. Плотины	90
3.2.1. Грунтовые плотины	90
3.2.2. Бетонные и железобетонные плотины	94
3.2.3. Водосбросные и водоподводящие устройства на плотинах	98

3.3. Здания ГЭС как водоподпорные сооружения	101
3.4. Судходные шлюзы	103
Использованная литература	105
4. Компоновки гидроэлектростанций и последовательность их возведения	106
4.1. Компоновки гидроузлов	107
4.1.1. Приплотинные гидроэлектростанции	108
4.1.2. Руслловые гидроузлы	111
4.1.3. Компоновки деривационных ГЭС	114
4.2. Последовательность возведения гидроузлов.	123
Использованная литература	125
5. Гидротурбинная и гидромеханическая части ГЭС	126
5.1. Гидравлические турбины и насосы.	127
5.1.1. Использование энергии в гидравлических турбинах.	127
5.1.2. Активные турбины	133
5.1.3. Реактивные турбины	134
5.1.4. Турбинные установки, регулирование (управление) турбинами	137
5.1.5. Насосы	144
5.1.6. Об основах теории турбин, теории подобия и моделирования	150
5.2. Гидромеханические устройства, вспомогательные системы и оборудование ГЭС	158
5.2.1. Водоприёмники турбин	159
5.2.2. Сороудерживающие решётки	160
5.2.3. Затворы турбин и водосбросов	162
5.2.4. Водоводы турбин	168
5.2.5. Подъёмно-транспортное оборудование	171
5.2.6. Масляное хозяйство	174
5.2.7. Система технического водоснабжения	175
5.2.8. Пневматическое хозяйство	180
5.2.9. Система осушения проточной части турбин	183
Использованная литература	185
6. Электрическая часть ГЭС. Связь и взаимодействие с энергосистемой	186
6.1. Краткие основные понятия и определения в электротехнике	187
6.2. Гидрогенераторы	193
6.3. Трансформаторы	208
6.4. Электрические аппараты – выключатели, разъединители, реакторы, реле, измерительные трансформаторы, аккумуляторные батареи	215
6.5. Главная электрическая схема ГЭС, схема собственных нужд и распределительные устройства	227
6.6. Вопросы электрической безопасности персонала и защиты оборудования	231

6.7. Электрические сети; элементы сети, их связь и взаимодействие с гидроэлектростанциями	241
Использованная литература	246
7. Проектирование гидроэлектростанций	248
7.1. Стадии проектирования и инженерные изыскания	250
7.1.1. Стадии проектирования	250
7.1.2. Инженерные изыскания	252
7.2. Выбор водохозяйственного режима ГЭС	254
7.2.1. Естественный гидрологический режим водотока	254
7.2.2. Регулирование стока и выбор основных параметров гидроэлектростанции и водохранилища	255
7.3. Выбор типов и размеров сооружений ГЭС	260
7.3.1. Предельные состояния гидротехнических сооружений	260
7.3.2. Нагрузки и воздействия на ГТС	263
7.3.3. Устойчивость гидротехнических сооружений	280
7.3.4. Прочность (напряженно-деформированное состояние) гидротехнических сооружений	284
7.3.5. Гидравлические расчёты водосбросных сооружений	305
7.3.6. Особенности проектирования ГАЭС	307
7.3.7. Некоторые вопросы проектирования технологической части и оборудования	310
Использованная литература	370
8. Основы строительства гидроэлектростанций	372
8.1. Организация и этапы строительства	373
8.2. Технология возведения гидротехнических сооружений	381
8.3. Механизация строительно-монтажных работ	392
8.4. Монтаж оборудования	396
Использованная литература	399
9. Основы эксплуатации и ремонта гидроэлектростанций	401
9.1. Некоторые показатели эксплуатации, определения и терминология	402
9.2. Организация эксплуатации	404
9.3. Рациональное использование водных ресурсов	410
9.4. Эксплуатация и ремонт гидротехнических сооружений	412
9.4.1. Организация контроля безопасности ГТС	412
9.4.2. Техническое, информационное и методическое обеспечение контроля безопасности ГТС	416
9.4.3. Ремонт гидротехнических сооружений	420
9.5. Эксплуатация и ремонт оборудования ГЭС	428
9.5.1. Эксплуатация гидротурбин	428
9.5.2. Эксплуатация гидромеханического и вспомогательного оборудования	436
9.5.3. Ремонт турбин, гидромеханического оборудования и металлоконструкций ГТС	440

9.5.4. Эксплуатация и ремонт гидрогенераторов	445
9.5.5. Эксплуатация электрической части ГЭС	462
9.6. Эксплуатация водохранилищ	468
Использованная литература	472
10. Энергетика и экология	473
Использованная литература	490
11. Энергетика и экономика	492
11.1. Автоматизированная система управления в энергетике	493
11.2. Техничко-экономические показатели, планирование	497
11.3. Рынок в электроэнергетике	502
11.4. Изменения в электроэнергетике России в переходный период к рынку	521
Использованная литература	528
ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	530