

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ  
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

# **Введение в специальность гидроэлектроэнергетика**

Учебное пособие

Саяногорск  
СФУ  
2007

УДК 621.311  
В 25

В25 Введение в специальность гидроэлектроэнергетика: учебное пособие /  
сост. В.Б. Затеев. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2007. – 156 с.

Рекомендовано к изданию  
Редакционно-издательским советом Саяно-Шушенского филиала СФУ

© Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2007  
© В.Б. Затеев, 2007

Редактор А.А. Чабанова

Подп. в печать . Формат 60x84/16. Бумага тип. №1. Офсетная печать.  
Усл. печ. л. 9,0. Уч.-изд. л. 7,8. Тираж 100 экз. Заказ 70.

Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ  
655519 РХ, г. Саяногорск, пгт. Черемушки, д. 15.  
Отпечатано на ризографе Саяно-Шушенского филиала СФУ  
655519 РХ, г. Саяногорск, пгт. Черемушки, д. 15.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

От составителя .....	5
ВВЕДЕНИЕ .....	6
1. ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ .....	7
1.2. Гидроэлектроэнергетика .....	10
1.3. Первые гидроэлектростанции (1881-1920 гг.).....	12
1.4. Развитие гидроэлектроэнергетики .....	13
1.5. Единая энергетическая система.....	17
2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ. ИХ ОСВОЕНИЕ .....	22
2.1. Мировые энергетические ресурсы .....	22
2.2. Водные ресурсы и их использование .....	24
2.2.1. Водные ресурсы .....	24
2.2.2. Водные объекты и протекающие в них процессы.....	25
2.2.3. Водное хозяйство.....	27
2.2.4. Водная энергия и схемы её использования.....	31
2.3. Традиционные и нетрадиционные источники электрической энергии .....	34
2.3.1. Тепловые электростанции .....	34
2.3.2. Атомные электростанции .....	34
2.3.3. Гидравлические электростанции .....	35
2.3.4. Выбор типа электростанции .....	38
2.3.5. Нетрадиционные источники энергии .....	40
3. ОСНОВНЫЕ ВОДОПОДПОРНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ .....	42
3.1. Типы гидротехнических сооружений .....	42
3.2. Плотины .....	43
3.2.1. Грунтовые плотины.....	44
3.2.2. Бетонные и железобетонные плотины .....	47
3.2.3. Плотины древности .....	48
3.3. Водосбросные и водоподводящие устройства на плотинах .....	51
3.4. Здания гидроэлектростанций как водоподпорные сооружения.....	54
3.5. Судходные шлюзы .....	55
3.6. Компоновка гидроузлов .....	56
3.6.1. Приплотинные гидроэлектростанции.....	57
3.6.2. Русловые гидроузлы.....	58
3.6.3. Компоновка деривационных гидроэлектростанций .....	58
4. ГИДРОТУРБИННАЯ И ГИДРОМЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	59
4.1. Гидравлические турбины и насосы .....	59
4.1.1. Использование энергии в гидравлических турбинах.....	59
4.1.2. Активные турбины .....	63
4.1.3. Реактивные турбины .....	64
4.1.4. Турбинные установки. Регулирование (управление) турбинами .....	72
4.2. Гидромеханические устройства и оборудование гидроэлектростанций.....	74
4.2.1. Затворы турбин и водосбросов.....	75
4.2.2. Водоводы турбин.....	77
5. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	78
5.1. Краткие основные понятия и определения в электротехнике .....	78

5.2. Гидрогенераторы.....	84
5.3. Трансформаторы .....	93
5.4. Электрические аппараты .....	94
5.5. Главная электрическая схема гидроэлектростанций. Схема собственных нужд и распределительные устройства.....	98
5.6. Вопросы электрической безопасности персонала и защиты оборудования .....	99
5.7. Электрические сети, элементы сети, их связь и взаимодействие с гидроэлектростанциями.....	101
<b>6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ .....</b>	<b>105</b>
6.1. Стадии проектирования и инженерные изыскания .....	105
6.1.1. Стадии проектирования .....	105
6.1.2. Инженерные изыскания .....	106
6.2. Выбор типов и размеров сооружений гидроэлектростанций .....	107
6.2.1. Предельные состояния гидротехнических сооружений .....	107
6.2.2. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения .....	108
6.2.3. Устойчивость гидротехнических сооружений .....	109
6.2.4. Прочность (напряженно-деформированное состояние) гидротехнических сооружений.....	112
6.2.5. Гидравлические расчеты водосбросных сооружений.....	113
6.3. Некоторые вопросы проектирования технологической части и оборудования .....	113
<b>7. ОСНОВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ .....</b>	<b>120</b>
7.1. Организация и этапы строительства .....	120
7.2. Технология возведения гидротехнических сооружений.....	125
7.3. Монтаж оборудования .....	130
<b>8. ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ .....</b>	<b>131</b>
8.1. Некоторые показатели эксплуатации, определения и терминология .....	131
8.2. Организация эксплуатации .....	132
8.3. Рациональное использование водных ресурсов.....	133
8.4. Эксплуатация и ремонт гидротехнических сооружений .....	135
8.4.1. Организация контроля безопасности гидротехнических сооружений .....	135
8.4.2. Техническое, информационное и методическое обеспечение контроля безопасности гидротехнических сооружений .....	136
8.4.3. Ремонт гидротехнических сооружений.....	139
8.5. Эксплуатация и ремонт оборудования.....	142
8.5.1. Эксплуатация гидроагрегатов .....	142
8.5.2. Эксплуатация гидромеханического и вспомогательного оборудования .....	144
8.5.3. Ремонт турбин, гидромеханического оборудования и Металлоконструкций гидротехнических сооружений .....	145
8.6. Эксплуатация водохранилищ.....	146
<b>9. ЭНЕРГЕТИКА, ЭКОЛОГИЯ И БЕЗОПАСНОСТЬ .....</b>	<b>149</b>
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....</b>	<b>156</b>

## От составителя

Основным учебником при изучении дисциплины «Введение в специальность» в Саяно-Шушенском филиале является монография «Гидроэлектростанции» авторы В.И. Брызгалов и Л.А. Гордон. Книга эта объемная, написанная, в том числе и для специалистов, поэтому содержит много информации, выходящей за рамки дисциплины «Введение в специальность». В связи с этим, как показал опыт преподавания, имеется потребность в создании на базе вышеуказанной монографии учебного пособия, в которое следует включить только те сведения о проектировании, строительстве и эксплуатации гидроэлектростанций, которые необходимы студентам первого курса для получения общего представления о будущей специальности.

Таким образом, настоящее учебное пособие «Введение в специальность Гидроэлектроэнергетика» представляет собой «выжимки» из монографии В.И. Брызгалова и Л.А. Гордона. При этом информация скомпонована по отдельным темам, но сохранена в редакции авторов, хотя у Составителя и «чесались руки», кое-что подправить. Тем не менее, он взял себя в руки и удержался от соблазна, оставив, впрочем, за собой право, излагать этот материал на лекциях по своему усмотрению.

Цель преподавания дисциплины «Введение в специальность» - дать представление о современном состоянии энергетики как отрасли производства и науки, об истории ее развития, современных проблемах и перспективах развития. В результате изучения дисциплины «Введение в специальность» студент должен усвоить: гидроэнергетическую терминологию; способы оценки и использования гидроресурсов; виды основных гидротехнических сооружений, их компоновку; принципы проектирования, строительства и эксплуатации ГЭС; состав оборудования, применяемого на ГЭС; принципы выработки, преобразования и передачи электроэнергии, а также регулирования и защиты на ГЭС и в энергосистемах; современные проблемы и перспективы развития электроэнергетики.

При изучении дисциплины «Введение в специальность» можно рекомендовать пользоваться одновременно обеими книгами, так как, во-первых, в монографии иллюстративный материал представлен и в большем объеме, и лучшего качества, а во-вторых, есть возможность «заглянуть в будущее» и расширить свой кругозор.

В связи с тем, что это первый выпуск учебного пособия, неизбежны различные «ляпы» и стилистического, и технического характера. Составитель учебного пособия будет весьма благодарен внимательным читателям за обнаруженные недостатки. Более того, количество выявленных недостатков может перейти в качество оценки освоения студентом дисциплины с соответствующей регистрацией в зачетной книжке.

## ВВЕДЕНИЕ

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.

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.

## 1. ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

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.

**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.

**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.

**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. Наибольшее распространение классификации ГЭС по мощности 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;

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 ГЭС и Красноярская ГЭС по установленной мощности занимают в мире соответственно шестое и седьмое места (табл. 1.1)

Таблица 1.1

## Крупнейшие гидроэлектростанции мира

Наименование ГЭС	Страна	Установленная Мощность, тыс. кВт	Примечание
Три Ущелья	Китай	18200	Строится
Итайпу	Бразилия	12600	Действующая
Грэнд-Кули	США	10830	Действующая
Гури	Венесуэла	10300	Действующая
Тукуруи	Бразилия	8000	Действующая
Саяно-Шушенская	Россия	6400	Действующая
Красноярская	Россия	6000	Действующая
Ла Гранде	Канада	5328	Действующая
Черчил-Фулз	Канада	5225	Действующая

## 1.1. 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 важнейшей 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.

**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 (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 такие задачи как: энергетики (здания ГЭС), водоснабжения (водозаборы), водного транспорта (шлюзы, судоподъемники), рыбного хозяйства и т.д.

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.

## 1.2. Гидроэлектроэнергетика

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 (впоследствии 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. 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). **Поворотнo-лопастная** гидротурбина (имеет двойное регулирование мощности одновременным поворотом лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса) была изобретена австрийским инженером Капланом в 1920 г.

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**.

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. 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.

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 гидростанций в США, Англии, Италии. По-видимому, этот год можно считать началом эры гидроэлектроэнергетики. Чуть позже начинается строительство тепловых электростанций (ТЭС). Первая паровая турбина для выработки электроэнергии была предложена Чарльзом Парсонсом в 1884 г.

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 ока-

зять 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 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.

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»).

### **1.3. 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 расстоянии 40 км.

Первые гидроэлектростанции, как правило, возводились на базе построенных ирригационных плотин. В конце XIX века ГЭС интенсивно строятся в США, Англии, Германии, Франции. В XX веке почти все крупнейшие плотины воз-

водились 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.

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 электроснабжения маслобойного, хлопко-очистительного и мыловаренного императорского имения.

#### **1.4. Развитие гидроэлектроэнергетики**

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

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.

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.

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

Их главный тезис звучал так: «Сцепление отдельных электропередач в единую электрическую сеть страны, районных станций – в единый электрический механизм».

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**.

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.

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. Наиболее крупными достижениями того времени являются крупнейшая из предусмотренных планом Днепровская – Днепрогэс, проектная мощность 560 тыс. кВт, 1932 г., а также Нижнесвирская ГЭС, 1933 г., мощность 96 тыс. кВт.

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.

Во время второй мировой войны гидроэнергетика Советского Союза сильно пострадала. Были разрушены пять (не считая мелких) ГЭС общей мощностью 780 МВт, в т.ч. ДнепроГЭС, на семи ГЭС было демонтировано оборудование общей мощностью 280 МВт. Восстановление было произведено в максимально короткие сроки – за 4-5 лет (1945-49 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) и Волжская (Сталинградская) ГЭС. Этот этап гидротехнического строительства известен как «великие стройки коммунизма».

Постановление о строительстве Куйбышевского и Волгоградского гидроузлов было опубликовано в августе 1950 г., и в течение десятилетия эти две крупнейшие тогда в мире гидроэлектростанции на равнинных реках были полно-

стью построены. Куйбышевская (1950-1957 гг.) мощностью 2300 МВт и Сталинградская (1951-1961 гг.) мощностью 2541 МВт.

Опыт, накопленный советскими гидростроителями на равнинных реках европейской части страны, позволил в 60-80е 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.

На Ангаре и Енисее построены четыре крупнейших ГЭС Евразии:

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

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 60-80е 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.

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.

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.

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

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.

## **1.5. Единая энергетическая система**

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 в крупные энергетические объединения (ОЭС) (рис. 1.1). Термин энергетическая система обозначает систему, обеспечивающую потребителя и электрической и тепловой энергией.

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.

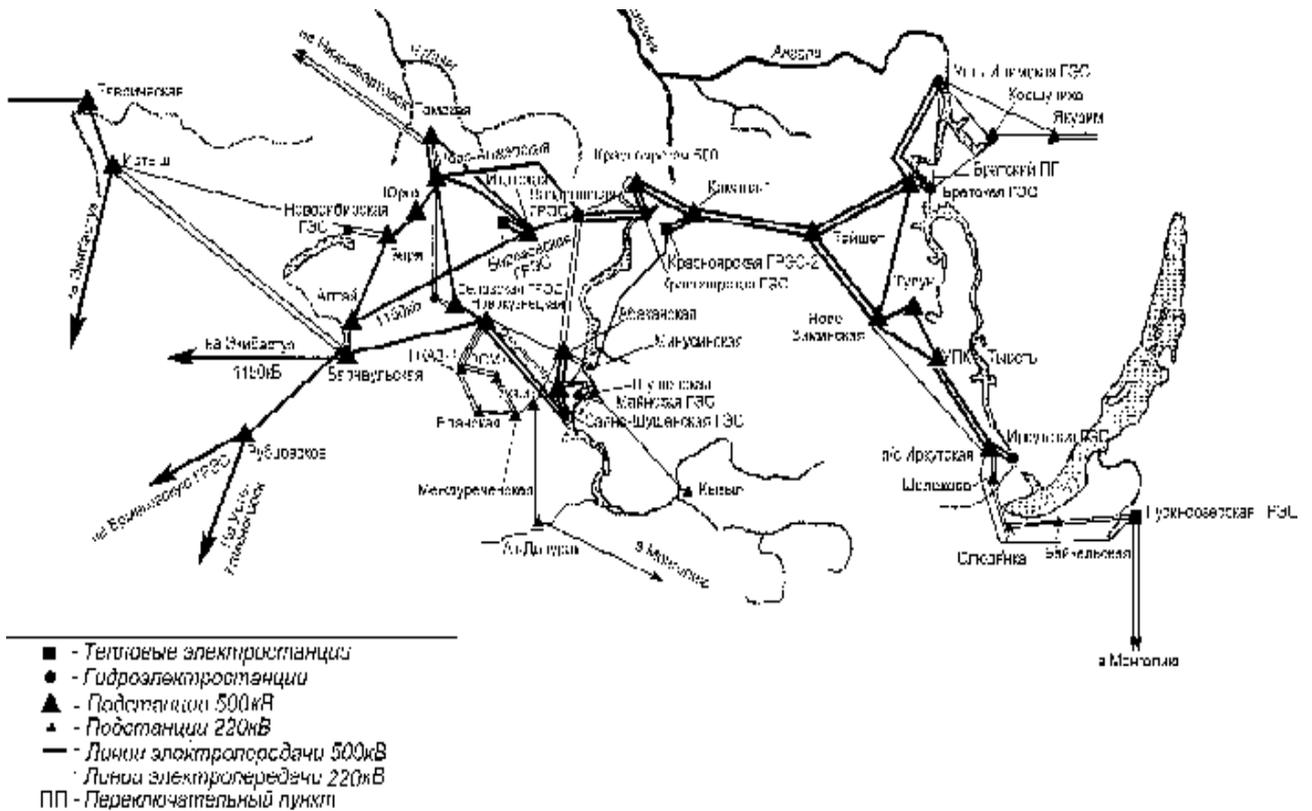


Рис.1.1. Карта-схема основных электрических сетей объединенной энергосистемы Сибири

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.

Благодаря созданию ЕЭС России в результате использования одновременности 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.

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.

В ЕЭС России к 2001 году входят 7 ОЭС: Востока, Сибири, 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. 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.

На суточных графиках нагрузки ОЭС Сибири и ЕЕЭС, приведенных на рис. 1.2, видны утренний и вечерний пики нагрузки и представлена ведущая роль ГЭС и ГАЭС в покрытии пиков графика нагрузки.

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.

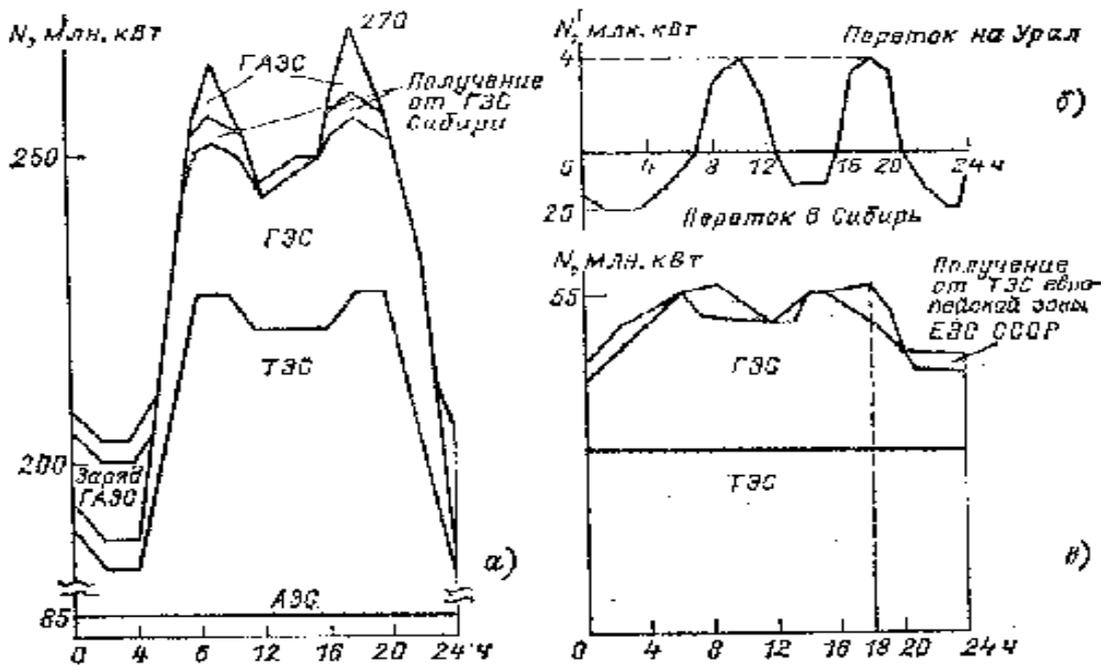


Рис.1.2. Использование сибирских ГЭС в ЕЭС на уровне 1990 г.

а) график нагрузки европейской зоны ЕЭС;

б) график перетока электроэнергии Сибирь-Урал; в) график нагрузки ОЭС Сибири

В настоящее время признано, что наиболее эффективным способом выравнивания графика нагрузки является аккумулирование 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 гидроаккумулирования, 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 низкой 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 диспет-

черского 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 контролирующей 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.

## 2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ. ИХ ОСВОЕНИЕ

### 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:

<b>Невозобновляемые ресурсы:</b>	<b>кВт·час·10<sup>12</sup></b>
– 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
 <b>Ежегодно возобновляемые ресурсы:</b>	
– 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 условного топлива (у.т.) принимают 1 кг топлива с теплотой сгорания 7000 ккал. Соотношение между условным топливом  $V_y$  и натуральным  $V_n$  выражается зависимостью  $V_y = \mathcal{E} \cdot V_n$ , где  $\mathcal{E}$  – коэффициент, который принимают: для нефти равным 1,4; для кокса – 0,33; для торфа – 0,4; для природного газа – 1,2). Суммарный расход

условного топлива человечеством оценивается приблизительно в 300 млрд. тонн.

Мировые ресурсы органического топлива ограничены. Они практически не возобновляются.

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.

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 – однако, к примеру, 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.

Основную часть электрической энергии в мире в целом 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 дают примерно треть электроэнергии.

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 (гидросферу) составляют океаны, моря, ледники, озёра, реки, пары воды в атмосфере. Общий объём водных ресурсов около 1,5 млрд. км<sup>3</sup>, из них более 90% – воды морей и океанов.

Объём воды, приходящийся на сушу, составляет 90 млн. км<sup>3</sup>, главные составляющие этого объёма – подземные воды (60 млн. км<sup>3</sup>) и вода ледников (29 млн. км<sup>3</sup>). В этом балансе на озёра падает 750 тыс. км<sup>3</sup>.

На реки приходится незначительная часть гидросферы Земли. В каждый момент времени в реках течёт в среднем всего 1200 км<sup>3</sup> воды, а среднегодовой сток рек земного шара составляет 38 тыс. км<sup>3</sup>, в том числе на Европу приходится около 3 тыс. км<sup>3</sup>, на Азию – около 13 тыс. км<sup>3</sup>. Годовой речной сток России составляет 4,17 тыс. км<sup>3</sup>, 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).

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 2000 года 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%.

Таблица 2.1

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	Вилюй	7,2	2,6
Амур	43,0	0,0	Зея	15,0	5,0
Волга	46,3	32,5	Кама	9,7	7,2

В России наибольший экономический потенциал сосредоточен в Восточносибирском экономическом районе – 345 млрд. кВт·ч., Дальневосточном – 299 млрд. кВт·ч и Западносибирском – 77 млрд. кВт·ч .

### 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 объём воды, протекающий в единицу времени через живое сечение реки (измеряется в м<sup>3</sup>/с). Под **живым сечением** реки понимается площадь поперечного сечения реки ( $\omega$ ).

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 зазор. 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 повторяющаяся 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, зазоры) 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.

На рис. 2.1 приведены гидрографы реки Енисей вблизи поселка Означенное (г. Саяногорск)) 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 м<sup>3</sup>/с, а в половодье (конец июня – начало июля) достигали 11800 м<sup>3</sup>/с.

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**, по которому определяются максимальные, минимальные и средние расходы различной вероятности их превышения за некоторый период времени. Для получения расчетного гидрографа используются **методы математической статистики**.

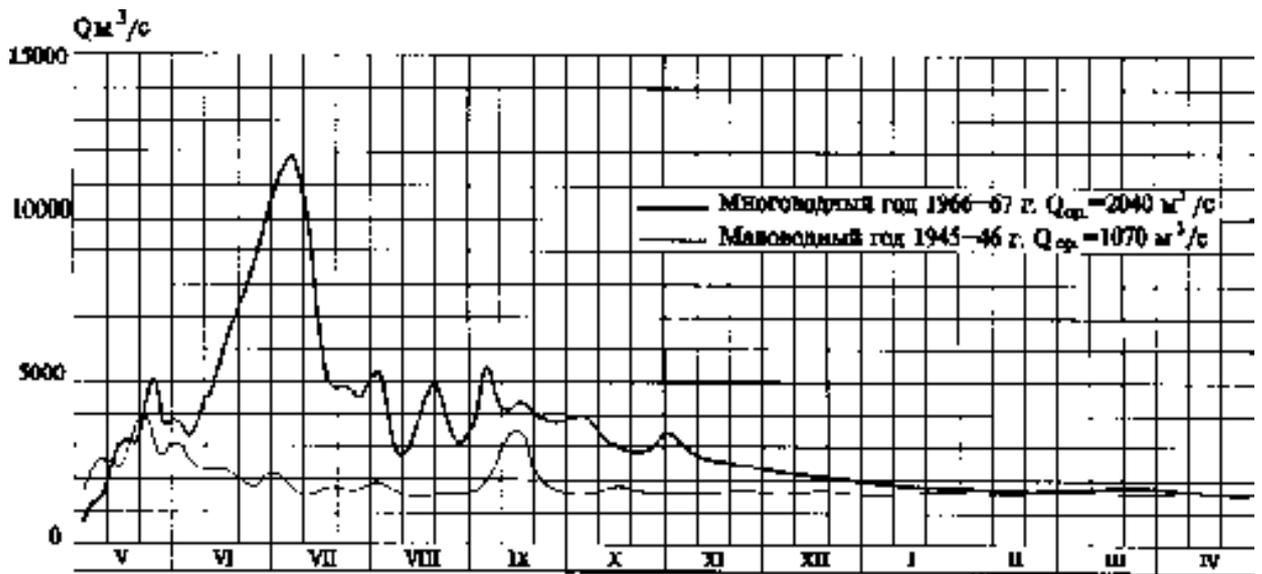


Рис. 2.1. Гидрографы реки Енисей в створе п. Означенное за характерные по водности годы

Означенное (типа гидрографов рис. 2.1) более чем за 60 лет наблюдений 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.

### 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 уровневого 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)**, (рис. 2.2). Объём водохранилища при этом уровне называется полным объёмом и обозначается  $V_{\text{полн.}}$ . Нижний предел уровня воды в водохранилище называется **уровнем мертвого объёма (УМО)**. Соответствующий объём водохранилища от дна до отметки УМО называется **мертвым объёмом**  $V_{\text{м.о.}}$ . (НПУ, УМО,  $V_{\text{полн.}}$ ,  $V_{\text{м.о.}}$  – являются существенной характеристикой ГЭС). Разность между полным и мертвым объёмами составляет **полезный объём** водохранилища:

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

При пропуске катастрофических половодий и паводков (очень редкой повторяемости, которые могут привести даже к повреждениям 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 запasti 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.



Рис. 2.2. Характеристики водохранилища

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

Существует несколько видов регулирования стока:

– **годовое (сезонное) регулирование стока**, преобразует сток в течение одного года; этот вид регулирования наиболее распространенный (рис. 2.3);

– **многолетнее регулирование** (рис. 2.4), 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  $169 \text{ км}^3$ );

– **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.

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

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, то есть 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 зарегулиро-

ванности стока, а, следовательно, позволяет увеличить мощность и выработку энергии ГЭС каскада.

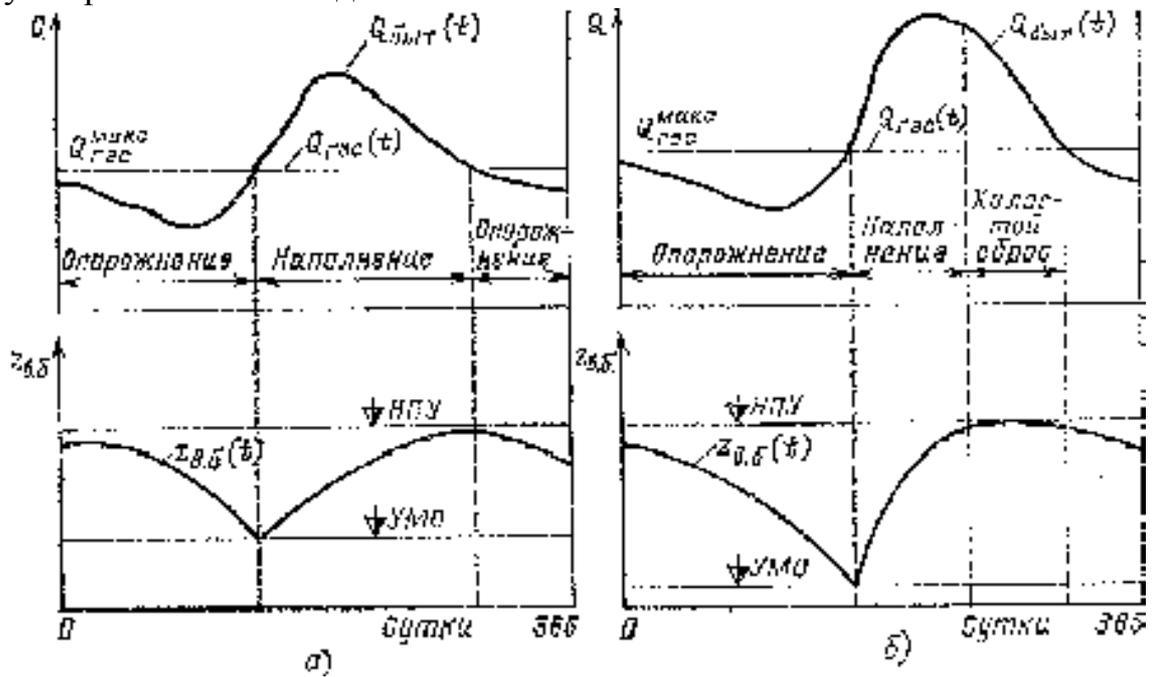


Рис. 2.3. а) общая схема годичного регулирования стока в маловодный год, когда НПУ не достигнут; б) схема сезонного регулирования, где показан период сброса излишков стока (паводка)

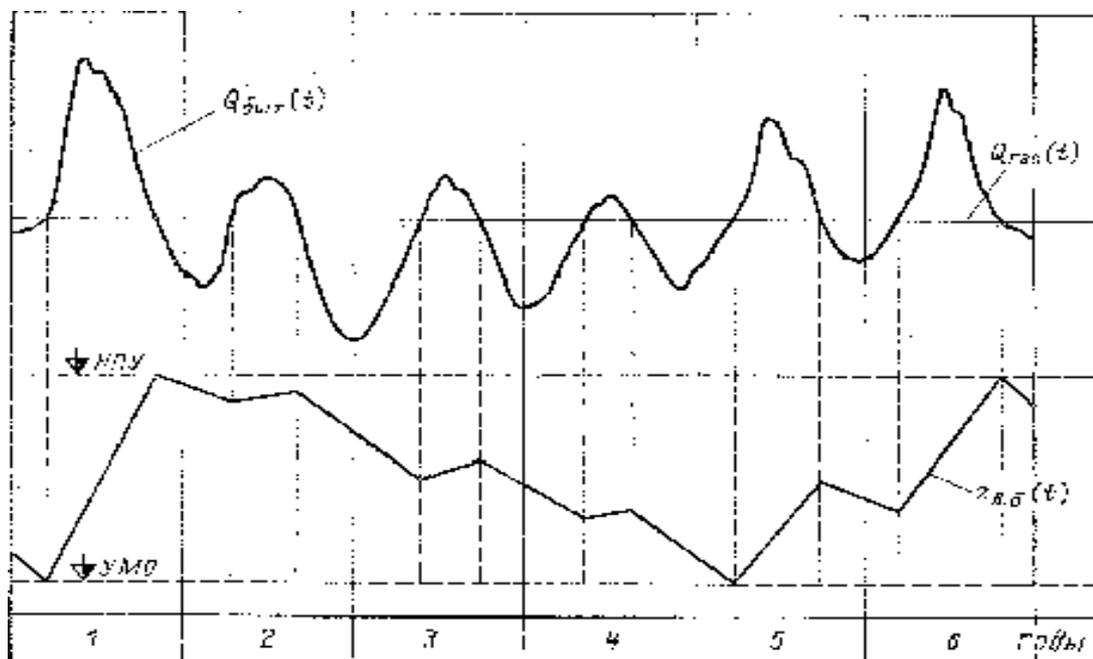


Рис. 2.4. Общая схема многолетнего регулирования и график уровня верхнего бьефа

В первый год водохранилище было заполнено.  
После сработки на заполнение потребовалось 5 лет.

#### 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) перегордить 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:

$$H = H_{\text{в}} - H_{\text{н}}.$$

Объём воды, протекающей через данный створ за единицу времени, как мы знаем, называют расходом  $Q$  (м<sup>3</sup>/с).

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

$$N = c g Q H, \quad (2.1)$$

где  $c$  – плотность воды (1000 кг/м<sup>3</sup>);  $g$  – ускорение свободного падения (9,81 м/с<sup>2</sup>);  $cg$  – удельный вес воды равный 9,81 кН/м<sup>3</sup> ( $H$  – здесь Ньютон).

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

$$\mathcal{E} = N t, \quad (2.2)$$

где  $t$  – время, с.

Разделив мысленно реку в нескольких створах плотинами, можно по формулам (2.1), (2.2), получить энергетический потенциал реки в данном створе, а просуммировав по всем створам, оценить энергетический потенциал реки.

Если при подсчете по формулам (2.1), (2.2) время измерять в секундах, массу в кг, объём в м<sup>3</sup>, 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 10<sup>6</sup> Дж). Формула (2.2) при этом примет вид:

$$N = 9,81 Q H.$$

Водноэнергетические расчеты позволяют определить основные параметры ГЭС:

- мощность;
- характер изменения мощности гидростанции во времени при разных режимах работы;
- количество вырабатываемой ею электроэнергии;
- нахождение зависимости этих энергетических показателей от различных факторов – отметки подпора воды, объёма водохранилища и т.п

На гидроэлектростанции большая часть воды не сбрасывается из верхнего бьефа в нижний бьеф «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. При этом – часть энергии теряется в гидроагрегате, так как турбина и генератор имеют свои **КПД (коэффициенты полезного действия) -  $\eta$** .

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

$$N_{ГЭС} = Q_a H \eta_g \eta_t m,$$

где  $\eta_g$ ,  $\eta_t$  – коэффициенты полезного действия генератора и турбины соответственно;  $Q_a$  – расход воды, проходящий через одну турбину (агрегат);  $m$  – количество гидроагрегатов.

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, то есть 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.

## 2.3. Традиционные и нетрадиционные источники электрической энергии

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

### 2.3.1. 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.

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).

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

### 2.3.2. 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.

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.

### 2.3.3. Гидравлические электростанции

Гидравлические станции используют энергию воды для выработки электроэнергии – это ГЭС (о них рассказывалось выше), **гидроаккумулирующие электростанции** - ГАЭС и **приливные электростанции** – ПЭС.

ГАЭС предназначается для покрытия пиков графика электрической нагрузки энергосистемы с использованием электроэнергии в период глубоких провалов нагрузки (рис. 1.2). 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 гидростанции, 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 ряде районов и стран, не имеющих достаточных гидроресурсов, а, кроме того, в связи с все более изменяющимся графиком нагрузки, широко развернуто 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. Объясняется это современными условиями производства и потребления электроэнергии. Прежде всего, это вызвано необходимостью иметь в достаточном количестве пиковую мощность (рис. 1.2).

Применение ГЭС в качестве источника покрытия пиковой части графика нагрузки имеют свойственные некоторым гидростанциям 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. 1.2), 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**.

Установки, в которых электроэнергия вырабатывается как за счет использования естественного стока, так и за счет гидроаккумулирования, называются **смешанными ГЭС – ГАЭС**.

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.

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.

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 автомати-

зации процесса. КПД цикла рген определяется потерями в установке как при насосном ( $\eta_{нас} = 0,81 \div 0,85$ ), так и при генераторном ( $\eta_{ген} = 0,84-0,87$ ) режимах и в среднем приближается к  $\eta_{ц} = 0,7$  (в лучших установках  $\eta_{ц}$  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.

ПЭС для выработки электроэнергии использует энергию приливов. 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 Килогубской 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.

#### 2.3.4. Выбор типа электростанции

Каждый тип источника электрической энергии (ТЭС, АЭС, ГЭС) 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 ГЭС и АЭС. Период строительства крупных КЭС, например, Березовской ГРЭС-1 Канско-Ачинского бассейна требует достаточно большого времени, а по стоимости они сравнялись с крупными гидроэлектростанциями.

*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 ГЭС 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 ГЭС;
- 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 ГЭС: стоимость строительства АЭС, как правило, ниже стоимости строительства ГЭС, но выше, чем ТЭС, стоимость же электрической энергии самая высокая на ТЭС, самая низкая – на ГЭС.

*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, предпоч-

тение может быть отдано строительству ТЭС. Однако дальнейшая эксплуатация ТЭС будет обходиться дороже, чем ГЭС, из-за дороговизны топлива.

### 2.3.5. 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)**. Привлекательность МГД-генератора заключается в том, что можно получать электроэнергию без движущихся машин. Газы нагреваются в камере сгорания МГД-генератора до температуры 5000-70000С (до состояния плазмы), способной к электропроводимости и проходят с огромной скоростью через магнитное поле магнита в результате чего возбуждается электродвижущая сила ЭДС. С помощью электродов генератора электрический ток поступает во внешнюю цепь. 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.

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).

Солнце излучает огромное количество тепла, из которого на Землю в год попадает  $1,2 \cdot 10^{17}$  Вт, что в 108 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 на базе фотоэлементов, использующие фотоэлектрический эффект;
- солнечные электростанции, использующие термодинамический цикл (ТСЭС), в которых солнечное тепло собирается с помощью специаль-

ных зеркал-концентраторов, линз или с водной поверхности; собранное тепло используется для нагрева теплоносителя, который далее используется, как на обычных ТЭС.

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%.

**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 и до современных установок.

*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. 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.

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.

### 3. ОСНОВНЫЕ ВОДОПОДПОРНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

#### 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**. Разность УВБ и УНБ называют напором. 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.

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.

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 здания ГЭС. 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 необхо-

димые условия для защиты берегов от размыва, улучшая условия для забора воды, судоходства, сплава леса. Основным 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.

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. 3.1) и в зависимости от типа грунта делятся на: **земляные насыпные, земляные намывные, каменно-земляные и каменно-набросные**.

**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. 3.1.

На рис. 3.1,а 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).

Размеры сечения плотины диктуются необходимостью обеспечения устойчивости ее откосов; допустимы **углы заложения** откосов (тангенсы углов наклона откоса к горизонту  $m_h$ ,  $m_t$ ) меньшие **углов внутреннего трения** (предельных углов, при которых грунт с откоса не сползает).

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. 3.2, а поверхность депрессии (свободная поверхность фильтрующейся воды) плавно понижается от УВБ до УНБ.

На рис. 3.1, б 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 водонепроницаемое, то в нем также устраивается противофильтрационное устройство (например, металлический шпунт, рис. 3.1, в).

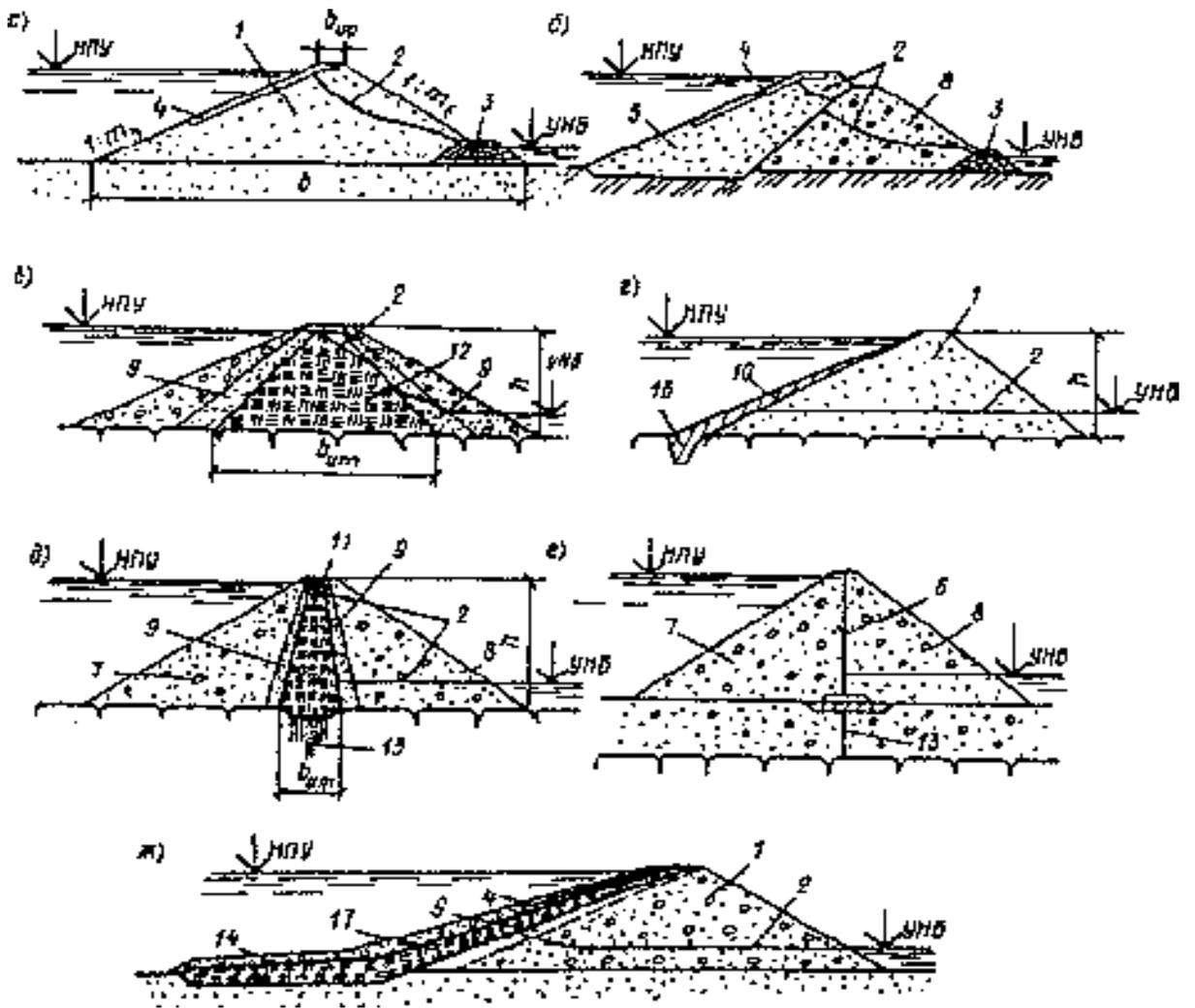


Рис. 3.1. Виды земляных насыпных плотин

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;  
 $b_{um}$  – ширина противофильтрационного устройства понизу;  $b_{гр}$  – ширина плотины по гребню;  $m_h$  – коэффициент верхового откоса;  $m_t$  – коэффициент низового откоса.

Насыпная грунтовая плотина с ядром, (рис. 3.1, д) 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.

**Каменно-земляные плотины:** грунты тела – крупнообломочные, грунты противofильтрационных устройств – от глинистых до мелкопесчаных. Сечения каменно-земляных плотин показаны на рис. 3.2.

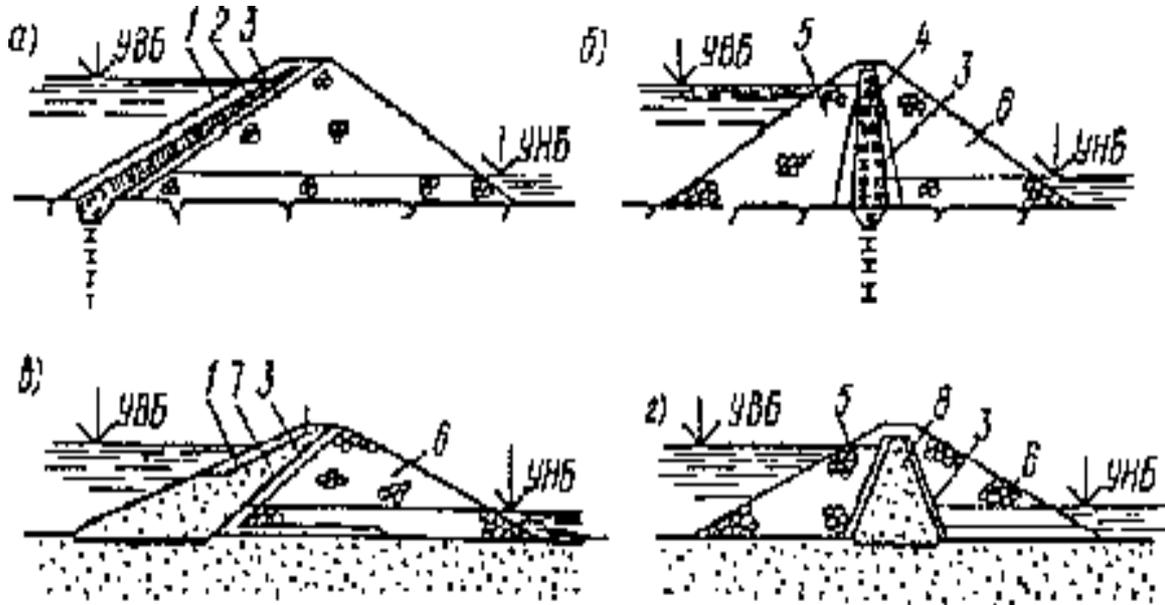


Рис. 3.2. Виды каменно-земляных плотин

- 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 противofильтрационные призмы

На рис. 3.2 в изображено поперечное сечение неоднородной каменно-земляной плотины: ее верховой клин – грунтовый экран (глина, суглинок), низовой клин и центральная часть – каменная наброска. Основная часть напора фильтрующейся воды теряется на экране (или на ядре, рис. 3.2, б). 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.

**Каменно-набросные плотины:** грунты тела – крупнообломочные, противofильтрационные устройства – из негрунтовых материалов.

### 3.2.2. Бетонные и железобетонные плотины

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 портландцемент. 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.

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. 3.3.

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** 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. У массивно-контрфорсных плотин роль перекрытий играют утолщения со стороны напорной грани – **оголовки контрфорсов**.

**Арочные плотины**, (рис. 3.3,б), 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**.

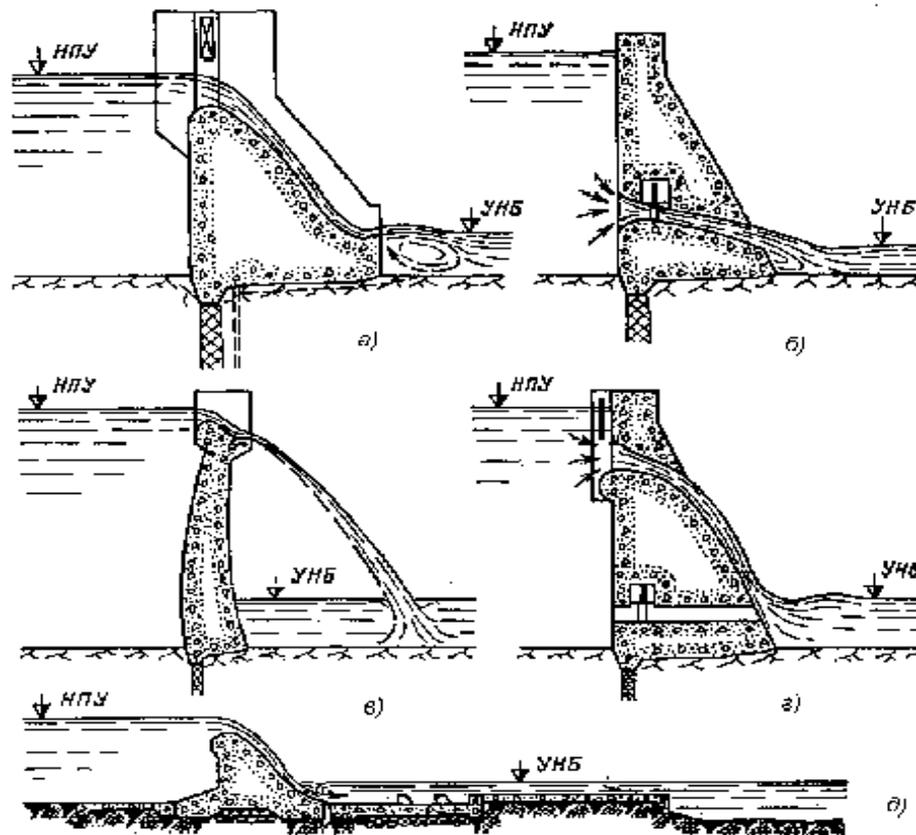


Рис. 3.3. Конструкции бетонных и железобетонных плотин на скальных основаниях

**Бетонные и железобетонные плотины на не скальных основаниях** как правило, применяются для водосбросных участков напорного фронта и входят в состав напорного фронта, где основным водоподпорным сооружением является плотина из грунтовых материалов

### 3.2.3. 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, макси-

мальная высота 12 м. Плотина создавала водохранилище 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 около 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. 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. На стройке работало более 20 тыс. рабочих. Очевидцем, описавшим завершающую часть строительства, был знаменитый путешественник Марко Поло.

В Древнем Риме появляются плотины не только из каменной кладки. Одной из наиболее интересных римских плотин считается Прозерпина, **верховой клин** которой (часть плотины, обращенная к водохранилищу) – грунтовый, а низовая часть – **бетонная** стена, облицованная камнем. Длина плотины свыше 400 м, максимальная высота 4,5 м.

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.

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 плотины 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).

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».

Высочайшая древняя плотина Испании Аликанте была построена в 1580-1594 гг. и представляла собой стенку из каменной кладки трапецеидального сечения. Максимальная высота плотины 42 м, толщина по гребню 20 м, по подошве 34 м. В 1738 году плотина была реконструирована.

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.

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.

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.

### 3.3. Водосбросные и водоподводящие устройства на плотинах

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. 3.3.

Отверстия в водосбросных плотинах могут быть как поверхностными (с устройством водосливов, рис. 3.3,а,в,д), так и погруженными под уровень воды (с устройством глубинных и донных водных трактов, рис. 3.3,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 имеют головную часть (**водоприемники**), которые служат для приема воды из водохранилища или водотока, то есть являются **водозаборными** (рис. 3.4). 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.

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. 3.4. схемы I, III) и безнапорные (рис. 3.4. схемы II, IV).

Напорные водоприемники ГЭС применяют обычно на глубоких водохранилищах в условиях значительного колебания ВВ, 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.

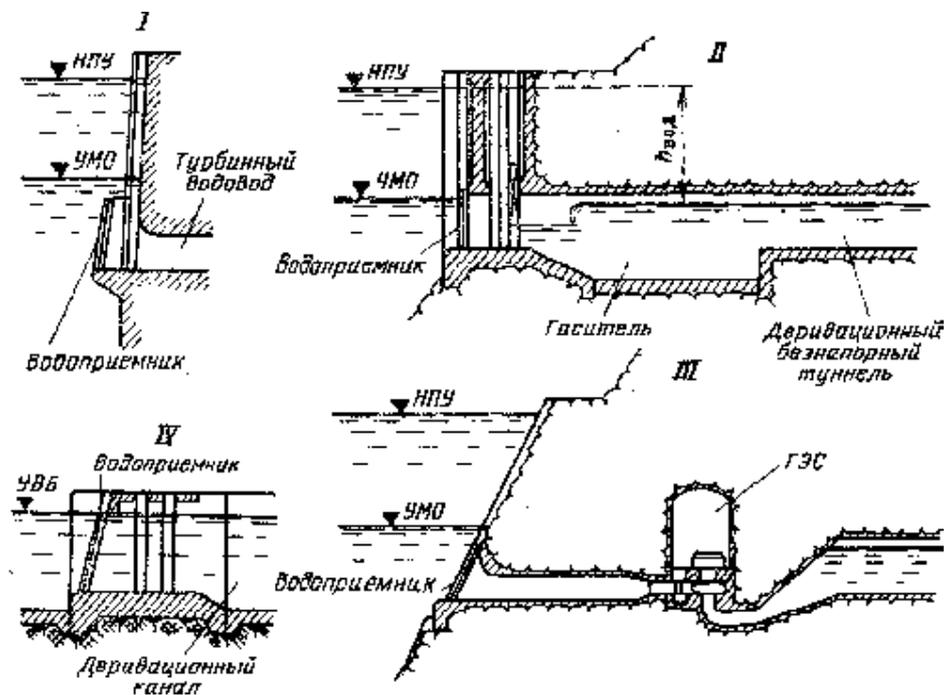


Рис. 3.4. Схемы водоприемников

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

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. 3.5 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. 3.5 схематично показаны противофильтрационные устройства – **шпунты** (17 и 19), **понур** (13), а также дренажные устройства (21, 24, 25). Понур – водонепроницаемая плита (или слой водонепроницаемого грунта), уложенная по дну перед плотиной. 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).

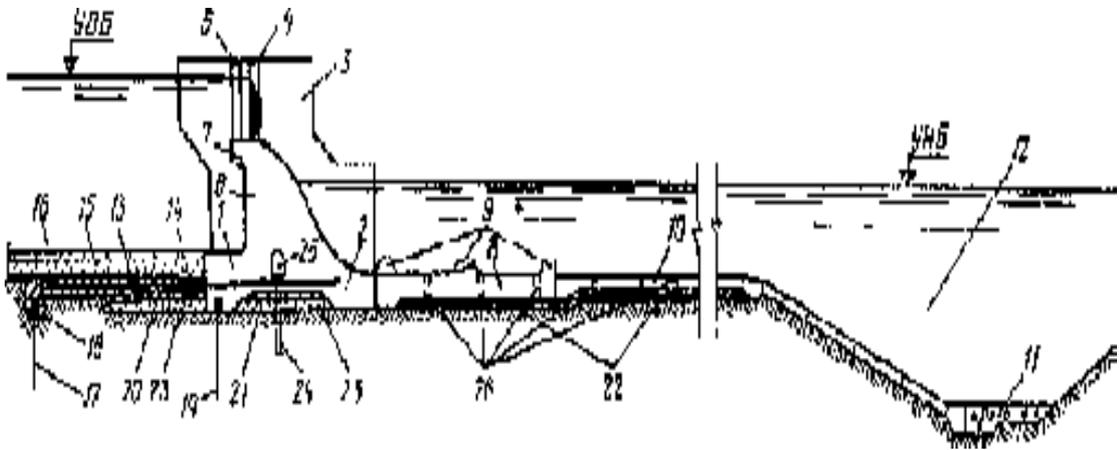


Рис.3.5. Конструктивные элементы водосбросной плотины на нескальном основании

- 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 снования; 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.

### 3.4. Здания гидроэлектростанций как водоподпорные сооружения

На низко- и средненапорных гидростанциях (напоры не выше 40-50 м) здание гидростанции часто входит в состав напорного фронта. Такие гидростанции называют **русовыми**, 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. 3.6 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. 3.6: верховая стена машинного зала воспринимает гидростатическое давление верхнего бьефа.

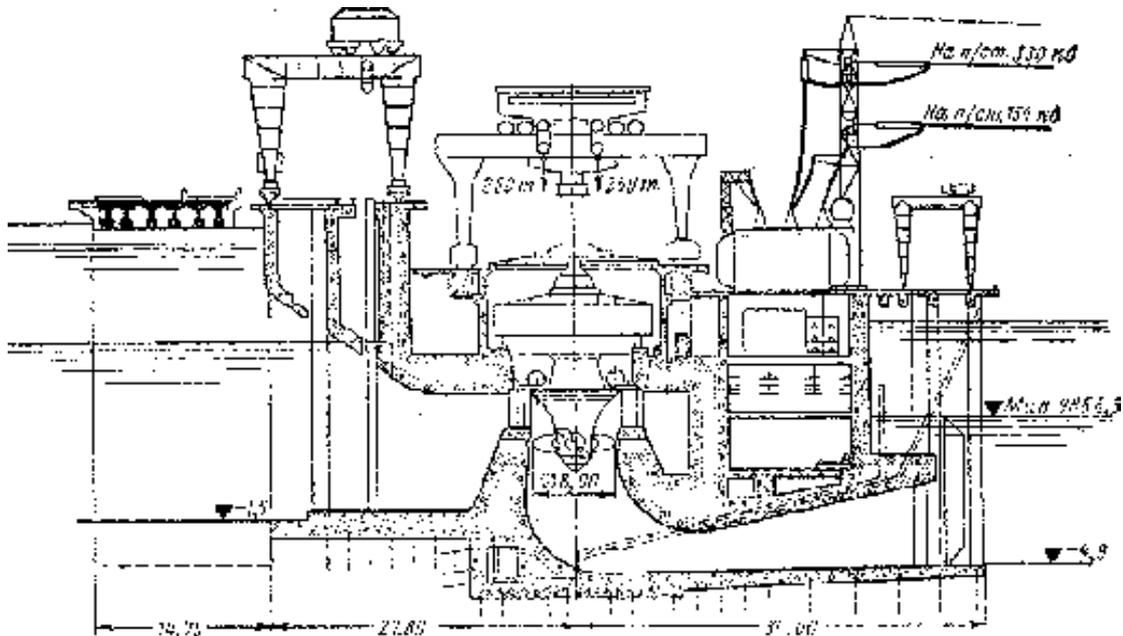


Рис. 3.6. Схематический поперечный разрез по русловой ГЭС

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).

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

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

### 3.5. Судходные шлюзы

К водоподпорным сооружениям относится наиболее распространенный тип судопропускного сооружения – судходный шлюз. Устройство однокамерного одностороннего судходного шлюза схематично показано на рис. 3.7.

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. Верховые 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 судходством предусматриваются двухсторонние шлюзы. Питание водой шлюзов может быть головным (водопроводные устройства в головах шлюза), как на рис. 3.7, 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.

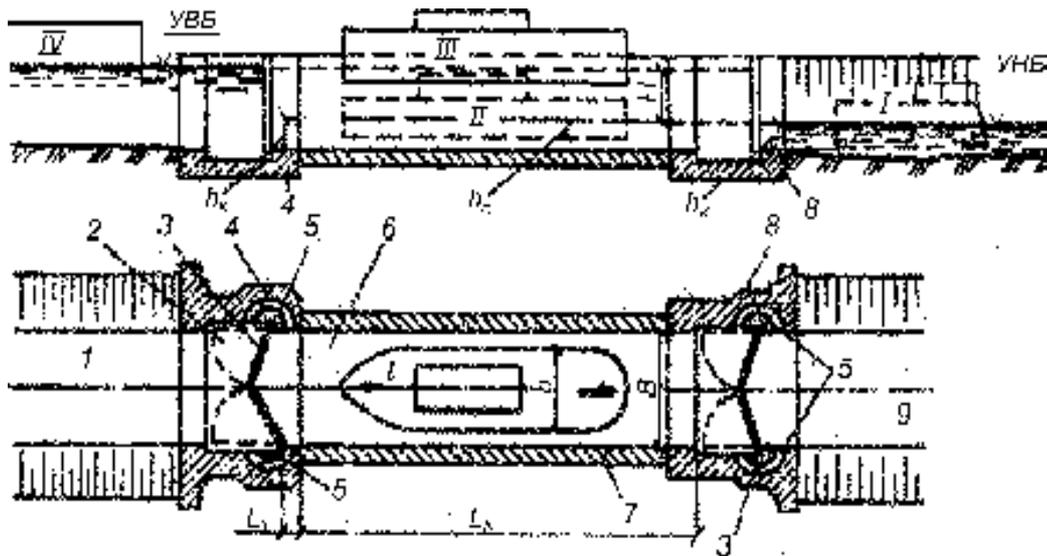


Рис. 3.7. Схема однокамерного судоходного шлюза

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

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

### 3.6. Компоновка гидроузлов

**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 ( $H$  до  $\square 10$  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.

### 3.6.1. Приплотинные гидроэлектростанции

**Приплотинные компоновки** характерны для средне- и высоконапорных ГЭС, расположенных на крупных реках. Большинство крупных гидроузлов мира приплотинные, в том числе крупнейшие в мире ГЭС «Три ущелья» и Итайпу, крупнейшие ГЭС Сибири – Братская, Усть-Илимская, Красноярская, Саяно-Шушенская.

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.

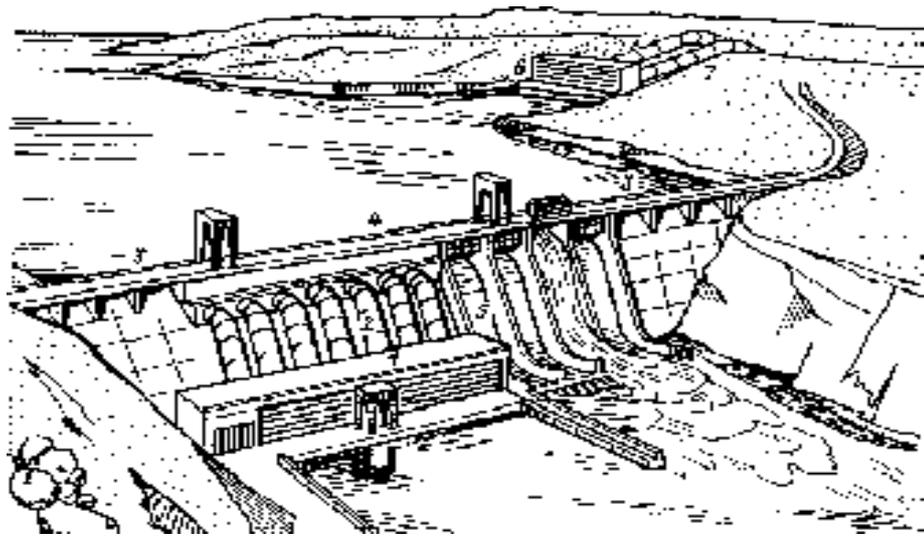


Рис. 3.8. Приплотинный гидроузел

На рис. 3.8 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. водонепроницаемую плиту, прианкеренную к плотине. Он служит не только противofильтрационным устройством, но и повышает устойчивость плотины на сдвиг, так как при сдвиге плотины необходимо сдвинуть не только ее, но и прианкеренный к ней по-

нур, пригруженный гидростатическим давлением верхнего бьефа. Крепление дна за водобоем называется **рисбермой** (10).

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.

### 3.6.2. 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. В его состав входят: здание ГЭС; плотина, состоящая из двух участков, глухой из грунтовых материалов и бетонной водосбросной.

В состав гидроузла в качестве водоподпорного сооружения входит также судоходный шлюз.

Русловая компоновка характерна для крупных Волжских гидроузлов. Примером русловой ГЭС является и Майнская ГЭС.

### 3.6.3. Компоновка деривационных гидроэлектростанций

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.

В составе гидроузла имеется также быстроток в низовой части подводящего деривационного канала, оборудованный сегментным затвором. При открытом затворе быстроток позволяет опораживать подводящий канал, минуя здание ГЭС, и служит дополнительным водосбросом при высоких паводках и половодьях, на быстротоке гасится часть энергии воды.

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

## 4. ГИДРОТУРБИНАЯ И ГИДРОМЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

### 4.1. Гидравлические турбины и насосы

#### 4.1.1. Использование энергии в гидравлических турбинах

**Гидравлической турбиной** (гидротурбиной) называют двигатель, преобразующий механическую энергию воды в энергию вращения твёрдого тела (рабочего колеса гидротурбины). Использование энергии потока в наклонном русле является древнейшим способом утилизации водной энергии, уходящим, как уже отмечалось, ко времени зарождения цивилизации. Вначале использовалась лишь **кинетическая энергия потока**, то есть 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. 4.1,*а*).

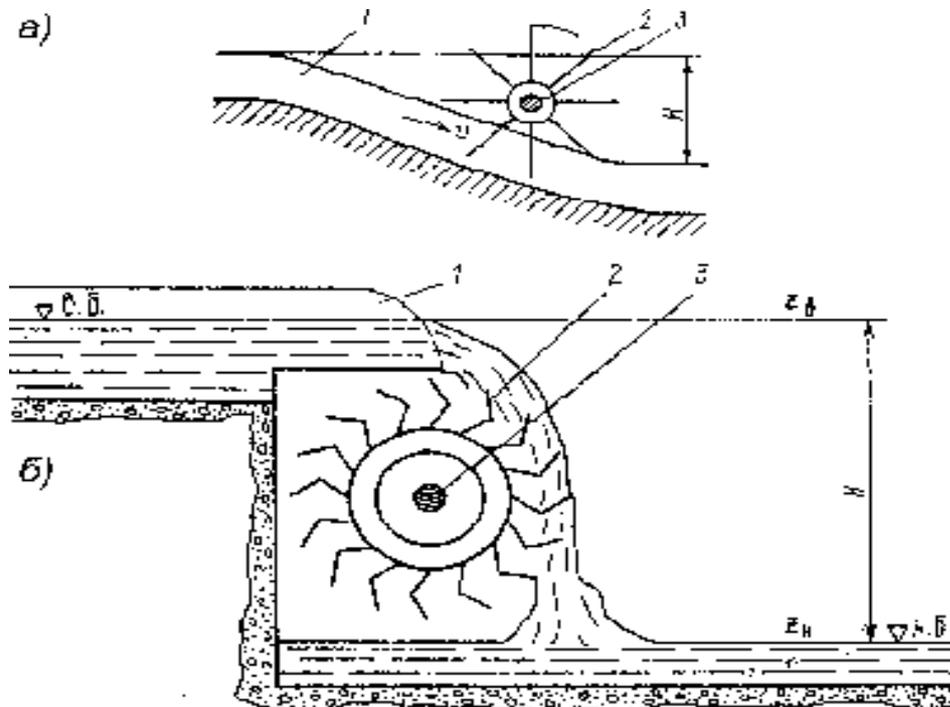


Рис. 4.1. Схема работы: *а*) водоподливающего и *б*) водоналивного колеса  
 1 – наклонное русло реки (*а*), лоток, подводящий воду (*б*); 2 – лопасти колеса;  
 3 – вал колеса

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. 4.1,б). Весь путь воды в этой установке составлял 1051 м.

Кроме водоподливного с глубокой древности применялось и **водоналивное колесо**. Если в предыдущем примере сила тяжести воды, текущей по 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, то есть это колесо использует **энергию положения** потока.

Если бы удавалось заполнять и опорожнять весь объем 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, то есть используемая энергия оказывается меньше.

Водяные колеса, как гидродвигатели, использующие кинетическую энергию потока по схеме 4.1,а и энергию положения по схеме 4.1,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.

В зависимости от того, какая часть из слагаемых энергии реализуется в конструкции, турбины разделяются на **два класса – активные и реактивные**.

Турбины, использующие только кинетическую энергию потока, рабочие органы которых работают без избыточного давления, открыто, называют **активными**.

Гидротурбины, использующие хотя бы частично потенциальную энергию давления, процесс преобразования энергии в которых происходит в замкнутых установках, называют **реактивными**. В них процесс преобразования энергии происходит при давлении на входе, превышающем атмосферное давление. 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.

Подвод воды в турбинах выполняется напорными водоводами. Одна из широко применяемых схем турбинной установки изображена на рис. 4.2.

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

Турбинная установка состоит из **водоприёмника** (6), оборудованного **сороудерживающей решёткой** (7). Турбинный водовод (6) имеет перед входом пазы для установки **ремонтных затворов**. Для защиты турбины в случае отказа направляющего аппарата имеются специальные пазы, где установлены **быстропадающие затворы** (8) (аварийные), которые опускаются от действия автоматических устройств, контролирующего недопустимое повышение частоты вращения агрегата. Быстропадающий затвор приводится в действие гидроподъёмником (9). Для ремонта всего гидромеханического оборудования водоприёмников предусмотрены специальные **козловые краны**.

Подвод воды от турбинных водоводов к рабочему колесу осуществляется через спиральную камеру (3), имеющую в плане форму “улитки” (тора переменного сечения). У входа в турбинный водовод, где наибольшие расходы воды, площадь сечения спиральной камеры наибольшая.

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, который удерживает массу вращающихся частей агрегата верхней части спиральной камеры и частично вес железобетонного массива над камерой. По окружности, перед входом в камеру рабочего колеса расположен направляющий аппарат в виде вертикально расположенных лопаток, 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. Отвод воды от турбины происходит через отсасывающую трубу (4), где гасится почти вся остающаяся энергия потока. Отсасывающая труба имеет на выходе пазы, в которые опускается ремонтный затвор.

Параметры турбин являются: напор ( $H$ ), расход ( $Q$ ), мощность ( $N$ ).

Обозначим уровень воды УВБ через  $zв$ , а УНБ через  $zн$ . Вода из верхнего бьефа через водозабор (водоприёмник) по напорному подводящему турбинному водоводу и спиральную камеру подводится к рабочему колесу турбины под давлением  $pв$  со скоростью  $vв$ . На рабочем колесе поток теряет большую часть своей энергии и отводится через камеру рабочего колеса и отсасывающую трубу в нижний бьеф под давлением  $pн$  со скоростью  $vн$ .

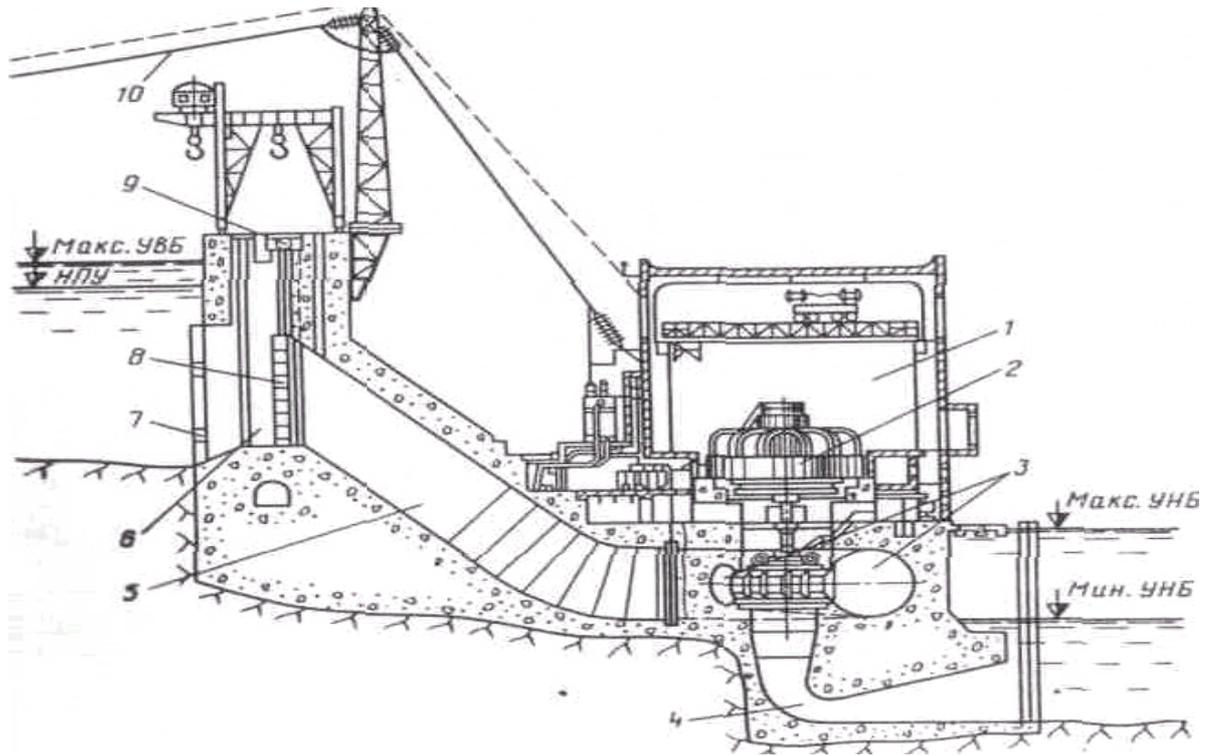


Рис. 4.2. Схема турбинной установки

- 1 - машинный зал; 2 - гидрогенератор; 3 – спиральная камера; 4 – отсасывающая труба;  
 5 – турбинный водовод; 6 – водоприемник; 7 – сороудерживающая решетка;  
 8 – затвор; 9 – подъемное устройство затвора;  
 10 – линия электропередачи (переход)

Напор установки составит:

$$H_{уст.} = z_B - Z_H.$$

Напор турбины  $H$  (м) (**рабочий напор**) меньше  $H_{уст}$  из-за потерь напора в подводящем тракте. Он определяется при проектировании турбинной установки и выражает энергию, которой располагает турбина. 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.

Расход турбины  $Q$  (м<sup>3</sup>/с) определяется также при проектировании ГЭС.

**Мощность турбины**  $N$  (кВт) при заданных (расчетных) значениях  $H$  и  $Q$  называют номинальной. Минимальная мощность соответствует  $H_{\min}$ .

Частота вращения в установившемся режиме  $n$  (об/мин) и диаметр рабочего колеса  $D_1$  (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).

**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.

#### 4.1.2. Активные турбины

В классе активных турбин наиболее распространенной системой являются ковшовые (турбины Пельтона, рис. 4.3).

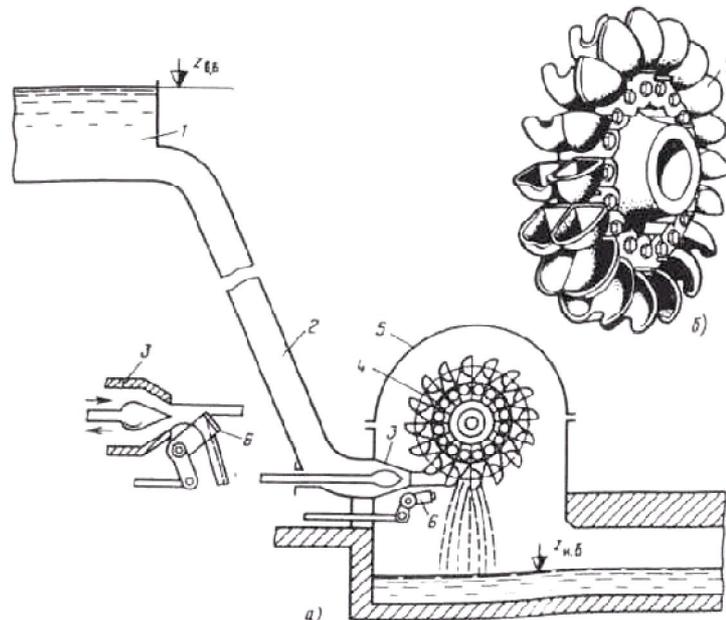


Рис. 4.3. Ковшовая турбина Пельтона

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)  $v$ :

$$v = k\sqrt{2Gh},$$

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). 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.

Ковшовые турбины единичной мощностью 178 МВт при частоте вращения 300 об/мин разработаны ЛМЗ для Зарамагской ГЭС (турбины шести-сопловые, расчетный напор 620 м, диаметр рабочего колеса 3,28 м).

### 4.1.3. Реактивные турбины

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

Характерными особенностями реактивных турбин, отличающих их от активных, являются: расположение рабочего колеса полностью в воде и од-

новременный подвод воды ко всем лопастям турбины. Общий вид рабочих колес реактивных турбин показан на рис. 4.4.

**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.

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

Рабочее колесо радиально-осевого типа, представляет собой пространственную систему, состоящую из верхней ступицы (верхний обод), нижнего обода, между которыми располагаются лопасти сложной пространственной формы (рис. 4.4, *a*). Число лопастей турбины может колебаться от 9 для низконапорных до 21 для высоконапорных турбин. 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.

**Пропеллерные турбины** с жёстким закреплением лопастей (рис. 4.4, *б*) и **поворотно-лопастные (турбины Каплана)** с поворотом лопастей образуют систему (рис. 4.4, *в, г*) **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 напорах (до 20 м) – осевые горизонтальные капсульные турбины.

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**.

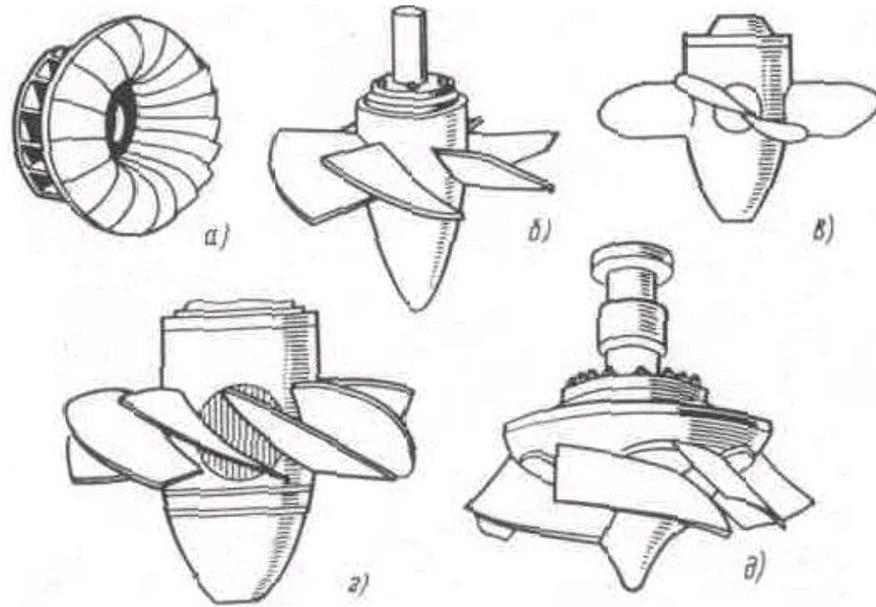


Рис. 4.4. Рабочие колеса реактивных турбин  
*a* – радиально-осевая; *б* – пропеллерная; *в* – поворотнo-лопастная;  
*г* – двухперовая; *д* – диагональная

Мощными поворотнo-лопастными турбинами оснащены все Волжские гидростанции (в г. Жигулевске, в г. Волжском и в г. Саратове). Каждая из 20 турбин Волжской ГЭС (г. Жигулевск) при напоре 22,5 м имеет мощность 126 МВт.

Для рабочего колеса турбины поворотнo-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. Во многих поворотнo-лопастных турбинах смазка механизма осуществляется маслом, проникающим через зазоры из цилиндра сервомотора, то есть объём втулки, где размещается механизм поворота лопастей, постоянно заполнен маслом. 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» поворотнo-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, что-

бы 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.

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

Форма 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 наивыгоднейших очертаниях. Поворотно-лопастные турбины низконапорные, поэтому спиральные камеры выполняются из бетона, нагрузки на который меньше, а укладка его в геометрически прямолинейные блоки проще. Отвод воды от осевой турбины так же, как от радиально-осевой, происходит через отсасывающую трубу.

**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 (рис. 4.4, д).

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).

**Обратимые гидротурбины** (насосотурбины) используются на ГАЭС. 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 счёт 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.

**Лопаст**и, находящиеся в коррозионной среде, испытывая совместное действие нагрузки от потока воды и центробежных сил, подвергаются спе-

цифическим 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. 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 некавитационной стали.

Диаметр рабочего колеса турбины  $D_1$  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 др. 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.

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%.

Турбины проектируются во взаимной увязке со всеми элементами турбинной установки.

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, то есть 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 требуется уменьшить почти до нулевого значения крутящий момент, создаваемый потоком воды, проходящим через турбину. Это выполняется системой регулирования турбины, которая действует на закрытие на-

правляющего 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:

$$K_y = n_y / n_n.$$

Коэффициент угонной частоты вращения для разных систем турбин ориентировочно составляет: для ковшовых 1,8; для радиально-осевых 1,8÷2,2; для поворотно-лопастных 2,0÷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.), то есть система регулирования не может быстро изменить крутящий момент турбины, но в то же время сокращает подачу воды так, чтобы турбина, развивая обороты при сбросе нагрузки, не достигала разгонной частоты вращения.

**Направляющий аппарат** (НА) 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.

Направляющий аппарат подаёт воду 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. 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 безудар-

ное попадание потока на лопасти происходит в более расширенном диапазоне открытий НА, поэтому и характеристика КПД поворотно-лопастных турбин выгодно отличается от характеристики радиально-осевых турбин.

Одновременный поворот лопаток НА осуществляется усилием сервомоторов, представляющих собой цилиндры, в которых силой давления масла перемещаются поршни (рис. 4.5), передавая усилия через кинематические связи на поворот лопаток НА.

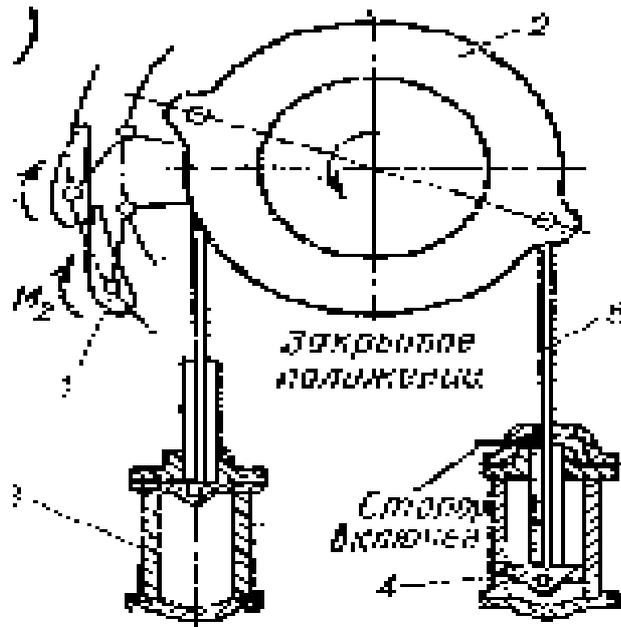


Рис. 4.5. Схема кинематической связи направляющих лопаток НА с двумя сервомоторами

1 – лопатки; 2 – регулирующее кольцо; 3 – корпус сервомотора; 4 – поршень сервомотора; 5 – шток сервомотора

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. 4.6). Для уменьшения размеров индивидуальных сервомоторов было впервые применено повышенное давление в МНУ и системе регулирования 6,3 МПа.

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.

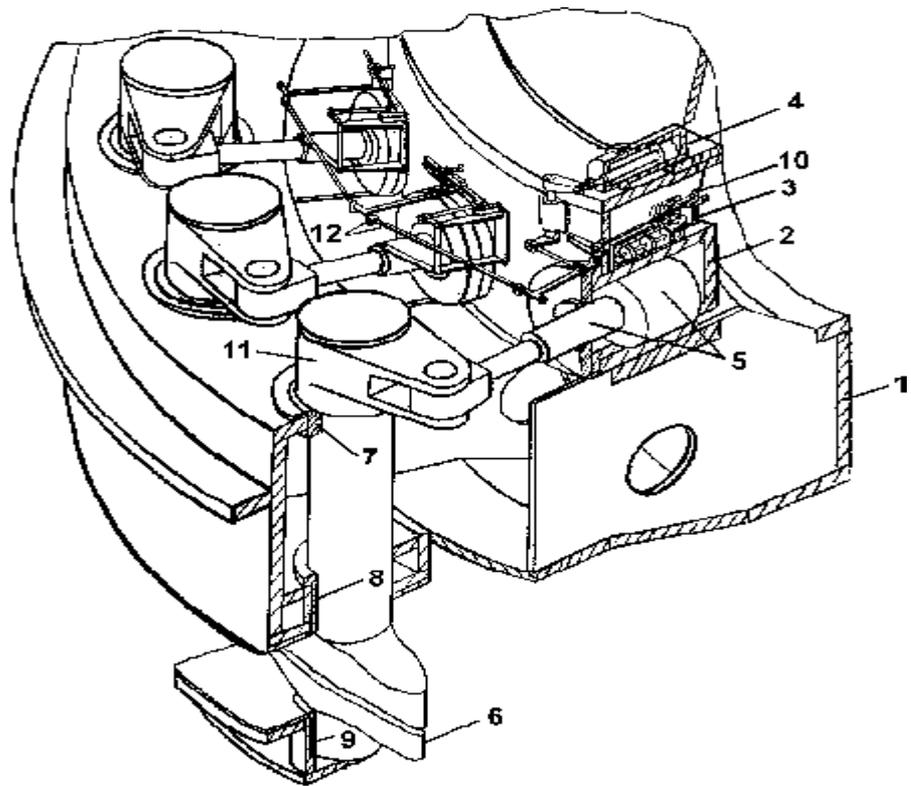


Рис. 4.6. Фрагмент крышки турбины Саяно-Шушенской ГЭС с индивидуальными сервомоторами привода лопаток НА

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

**Подшипники** вертикальных турбин играют 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.

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.

**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 полу-

цилиндров с толщиной стенки 300 мм. По концам вал обычно имеет фланцы для соединения с рабочим колесом и валом генератора или непосредственно со ступицей ротора.

**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 расходе 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.

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.

#### 4.1.4. Турбинные установки. Регулирование (управление) турбинами

Мощность турбины при постоянном напоре будет зависеть лишь от расхода, то есть изменение (регулирование) мощности турбины задается изменением расхода воды. Регулирование расхода производится путём изменения открытия лопаток направляющего аппарата (НА).

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 регулято-

ры частоты вращения (ЭГР) в старых конструкциях ещё встречаются гидромеханические регуляторы.

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 приводят к устойчивому режиму системы регулирования. Сбросы и набросы нагрузки являются неизбежными процессами при эксплуатации энергосистем, поэтому на их последствия рассчитываются турбины и агрегат в целом.

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 возрасти и через некоторое время достигнет максимальной для данной турбины установившейся величины, которая называется разгонной (угонной) частотой вращения.

Выбор расчётной величины разгонной частоты вращения с учётом действия противоразгонных устройств имеет большое экономическое значение для генератора.

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, 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.

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.

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 и др.

## 4.2. Гидромеханические устройства и оборудование гидроэлектростанций

При эксплуатации гидротехнических сооружений, оборудования гидростанции и водохранилища требуется изменять расход воды, 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, разное подъемно-транспортное) и т.п.

### 4.2.1. 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. 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.

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 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.

Плоский затвор (рис. 4.7, *a*) 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. 4.7, *a'*) в скользящих затворах и по принципу качения (рис. 4.7, *a''*) в колесных затворах.

Скользят 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.

Сегментный затвор (рис. 4.7, *в*) 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.

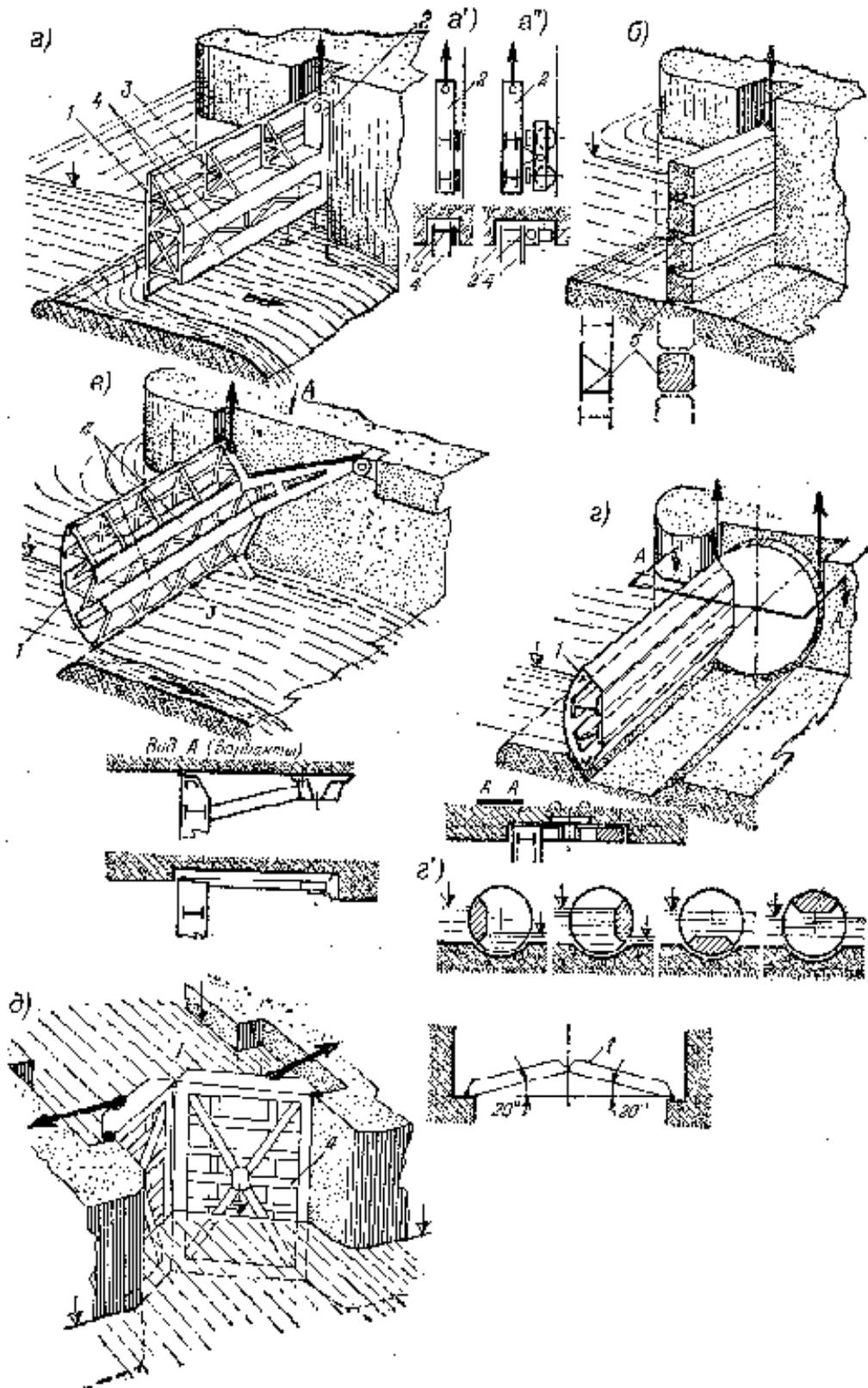


Рис.4.7. Различные типы поверхностных затворов

**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.

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, контролирующей исправность системы регулирования и частоту вращения агрегата.

**Ремонтные затворы** предназначаются для перекрытия водоводов и водосбросов на время длительных ремонтных работ либо на аварийно-ремонтных затворах и их приводе, в пазах и на порогах, либо в проточной части турбины, когда по какой-то причине аварийно-ремонтный затвор не обеспечивает необходимую герметичность.

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 заграждений, выгораживающих участки сооружений от бьёфов, когда сооружения не превышают еще уровня воды (например, внутренний массив плотины может сооружаться в определенных условиях под защитой затворов или шандоров (рис. 4.7, б), установленных в пазы опережающе построенных быков гребенки.

Распространение в качестве строительных затворов имеют шандорные заграждения, состоящие из отдельных шандор (балок) – металлических, железобетонных, деревянных, укладываемых последовательно друг на друга и не связанных между собой.

#### 4.2.2. 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 железобе-

тонные водоводы. 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.

## 5. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

### 5.1. 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. 5.1, б):

$$i = I_M \sin \omega t,$$

где  $I_M$  – амплитудное (наибольшее) значение тока, (А).

По синусоидальному закону изменяются также напряжение, ЭДС, магнитный поток.

Синусоидально изменяющиеся величины изображают синусоидами, показывающими мгновенные их значения в любой момент времени, или **вращающимися векторами**.

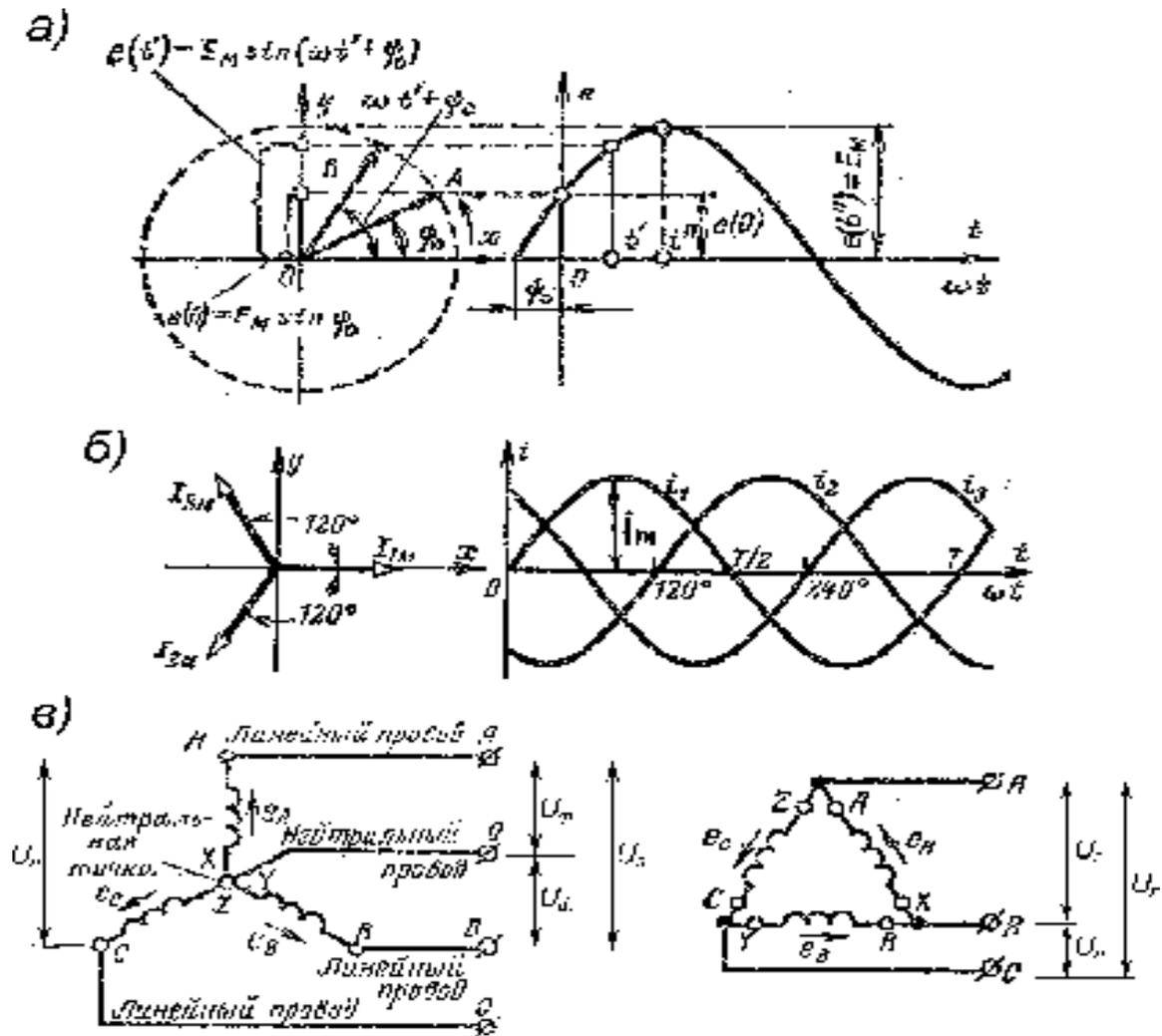
При изображении синусоидально меняющейся величины, например, ЭДС  $e(t) = e = E_m \sin(\omega t + \varphi_0)$ , вращающимся вектором на плоскости  $xOy$  (рис. 5.1, а) длина вектора  $OA$  в выбранном масштабе представляет амплитуду  $E_m$ ; угол между вектором и положительным направлением оси абсцисс  $x$  в начальный момент времени ( $t = 0$ ) равен начальной фазе  $\varphi_0$ , а угловая скорость вектора, направленная против вращения часовой стрелки, равна угловой частоте  $\omega$ . 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  $OA$  на ось  $y$ . В момент времени  $t'$  ЭДС  $e(t') = E_m \sin(\omega t' + \varphi_0)$  и проекция вектора, занявшего новое положение  $OB$ , выражает ту же величину  $e(t')$ . В момент  $t''$  направление вращающегося вектора совпадает с положительным направлением оси  $y$ , 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. 5.1, б).

На диаграмме (рис. 5.1, б) построены векторы трёх токов:

$$i_1 = I_{1M} \sin \omega t, \quad i_2 = I_{2M} \sin(\omega t - 120^\circ), \quad i_3 = I_{3M} \sin(\omega t + 120^\circ)$$



и показаны синусоиды этих токов, образующие трехфазный ток.

Рис. 5.1.

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** ( $\omega$ ) – скорость изменения тока в радианах в секунду и связана с частотой соотношением:

$$\omega = 2\pi f.$$

**Электродвижущая сила (ЭДС)** – это сила, способная совершать работу по перемещению в электрической цепи электрических зарядов. ЭДС измеряется в вольтах (В) и обозначается латинской буквой  $E$ .

**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.

**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. 5.1,а),  $\varphi_0$  – 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  $120^\circ$ . 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. 5.1,в) источника (приёмника, сети) электрического тока – это разность потенциалов между выводом фазы и нейтральной точкой (проводом).

**Линейное напряжение** (рис. 5.1,в) 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.

**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:

$$P = UI \cos \varphi = I^2 R \quad (\text{Вт}),$$

где  $U$  – действующее значение напряжения,  $U = U_M / \sqrt{2}$ ;  $I$  – действующее значение тока;  $\varphi$  – угол сдвига между вектором напряжения и тока, градусы.

**Реактивная (индуктивная) мощность (QL)** 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. QL – измеряется в вольт-амперах реактивных (В·Ар):

$$Q_L = UI \sin \varphi = I^2 X_L \quad (\text{В} \cdot \text{А} \cdot \text{р})$$

**Реактивная (ёмкостная) мощность ( $Q_C$ )** в цепях переменного синусоидального тока в установившихся режимах направлена на создание электрических полей в диэлектрических средах элементов цепи:

$$Q_C = UI \sin \varphi = I^2 X_C, \quad \text{В} \cdot \text{А} \cdot \text{р}, \quad \text{В} \cdot \text{А} \cdot \text{р}$$

**Полная мощность ( $S$ )** элемента в цепи переменного синусоидального тока определяется как геометрическая сумма активной и реактивной мощностей:

$$\overline{S} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{или } S = UI, \quad \text{или } S = I^2 Z, \quad (\text{В} \cdot \text{А})$$

где  $Z = \sqrt{R^2 + (X_L + X_C)}$  – полное сопротивление цепи, Ом.

**Конденсатор** электрический – это электрическая ёмкость, представляющая собой устройство из двух или более электродов (обкладок), разделённых диэлектриком, толщина которого мала по сравнению с размерами обкладок.

**Диэлектрики** – это вещества практически не проводящие электрический ток. Диэлектрики бывают твёрдые, жидкие и газообразные.

**Электрическая изоляция** – это устройство, выполненное из диэлектрических материалов и предназначенное для изоляции частей электрооборудования, находящихся под разными электрическими потенциалами с целью предотвращения *коротких замыканий* на землю, на корпус машин, на сооружения и конструкции. Наиболее распространённые материалы: фарфор, слюда, бумага, минеральное масло, эпоксидные смолы, стекло и другие.

**Короткое замыкание (КЗ)** – это образование электрического контакта вследствие соединения проводников электрической цепи, не предусмотренного нормальными условиями работы. *Это явление в электрической части ГЭС относится к числу самых опасных случаев.*

В сети переменного тока КЗ может быть между фазами (2-х и 3-х – фазное) или вследствие замыкания фазы на землю (однофазное). В сети постоянного тока КЗ бывает между полюсами или полюсом и землёй. КЗ возникает из-за нарушения изоляции частей электрической установки и обычно сопровождается значительным увеличением силы тока в цепи, что создаёт

опасность повреждения оборудования. У потребителей электроэнергии в момент КЗ резко снижается электрическое напряжение. Для предотвращения опасных последствий КЗ применяют *релейную защиту* или устанавливают плавкие предохранители, которые обеспечивают быстрое отключение участка с КЗ.

**Электрическая машина** – это электромеханическое устройство, осуществляющее *взаимное преобразование* механической и электрической энергии (электродвигатель и генератор).

## 5.2. Гидрогенераторы

**Гидрогенератор** – это синхронная электрическая машина трёхфазного тока, приводимая во вращение гидротурбиной и преобразующая механическую энергию турбины в электрическую (*поскольку здесь и далее речь идёт о гидрогенераторах, устанавливаемых на ГЭС, то далее воспользуемся лишь термином «генератор», за исключением случаев, когда требуется сопоставить их с турбогенераторами*).

Генератор состоит из неподвижной части – статора, включающего в себя корпус и сердечник с обмоткой, а также вращающегося ротора, в составе которого: остов, спицы, обод и полюса.

Сердечник статора (активное железо) имеет пазы, в которые уложена обмотка статора (витки проводников, соединенные по специальной схеме).

Электрическая энергия, вырабатываемая генератором, снимается с главных выводов обмотки статора.

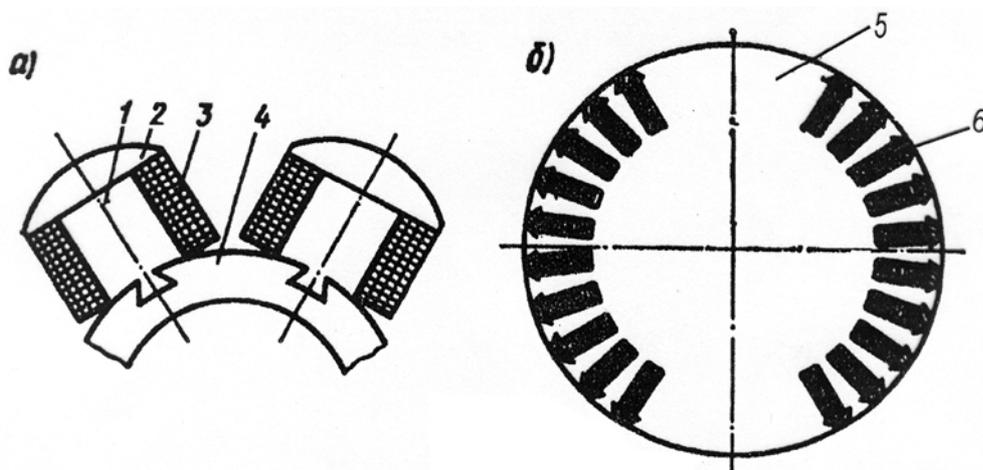


Рис. 5.2. Схема роторов гидро- и турбогенераторов

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 гидрогенераторах средней и большой мощности роторы изготавливают отдельными элементами и поставляют на место монтажа.

На ободу ротора закрепляются полюсы. На полюсах закрепляются катушки обмотки возбуждения.

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.

На внешней стороне обода ротора прикреплены **полюсы ротора**, состоящие из сердечника, полюсного наконечника и полюсной катушки (рис. 5.2). Катушки полюсов соединены между собой и образуют **обмотку возбуждения**. В эту обмотку подаётся постоянный ток – **ток возбуждения** генератора. При обтекании током на каждой паре катушек образуется постоянное электромагнитное поле с северным и южным полюсом, как у обычных магнитов.

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  $1/3$  периода (120 град.) и образуют трёхфазную симметричную систему ЭДС.

В нижней части ротора прикрепляют кольцевые тормозные стальные сегменты с радиальными пазами для лучшего их охлаждения.

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.

С подключением нагрузки в фазах обмотки статора, обозначаемых А, В и С (фазы обозначаются и расцветкой – соответственно: **жёлтая, зелёная, красная**), появятся токи статора  $I_A, I_B, I_C$ .

Напряжение на выводах генератора, работающего с нагрузкой, отличается от напряжения этого генератора в режиме холостого хода (возбужденного генератора, отключенного от нагрузки).

Генератор может работать в режиме синхронного компенсатора (СК) с целью регулирования реактивной мощности в энергосистеме. 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 поворотными 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 с турбиной – это объединение носит название – **гидроагрегат**.

В зависимости от конструкции опирания ротора, генераторы подразделяются на **подвесные** и **зонтные** (рис. 5.3).

В подвесном генераторе опора находится над ротором (рис. 5.3, а), а в зонтном – под ротором (рис. 5.3, б). 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, на которую и устанавливается подпятник.

Установить точные границы целесообразного применения подвесного или зонтного 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.

**Основными параметрами генератора являются:**

- мощность;
- номинальное напряжение;
- ток статора;
- **коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ ) (коэффициент мощности выражает отношение активной мощности к полной);**
- частота вращения (об/мин);
- частота тока (Гц);
- КПД и др.

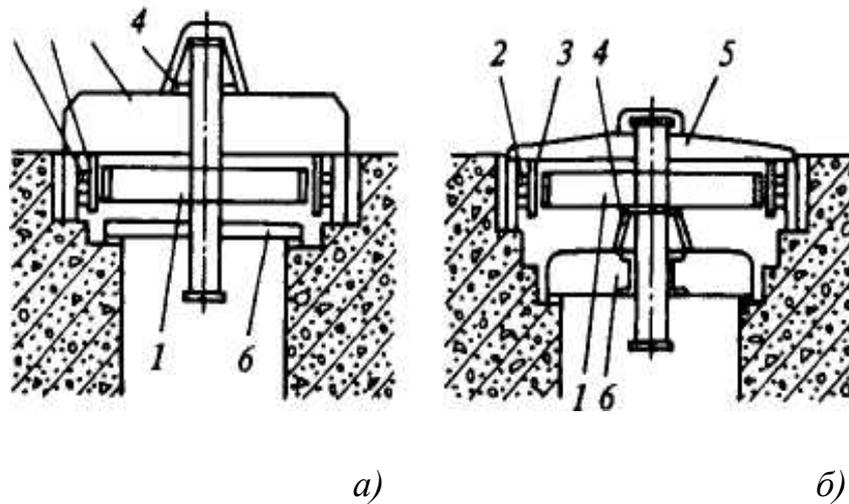


Рис. 5.3. Схемы генераторов: а) подвешенного; б) зонтичного

1 – ротор; 2 – статор; 3 – обмотка статора; 4 – подпятник;  
5 – верхняя крестовина; 6 – нижняя крестовина

**Активная мощность** ( $P_H$ ) (действительная) генератора прямо зависит от величины расхода воды, поступающей на рабочее колесо турбины. Номинальное значение мощности равно:

$$P_H = \eta_g N_T, \quad (5.1)$$

где  $N_T$  – мощность турбины, кВт;  $\eta_g$  – КПД генератора.

Величина полной (кажущейся) мощности  $S_H$  генератора выражается в кВт·А и равна:

$$S_H = P_H / \cos \varphi = UI\sqrt{3}, \quad (5.2)$$

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  $\varphi$ . 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)**, кВ·Ар генератора необходима ряду потребителей электрической сети (основные потребители – асинхронные электродвигатели).

**Частота вращения** (синхронная) генератора ( $n$ ) об/мин. связана с частотой тока соотношением:

$$n = 60f/p,$$

где  $f$  – частота тока Гц;  $p$  – число пар полюсов ротора генератора.

**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 (5.1) и (5.2).

**Частота тока** генератора ( $f$ ), число периодов колебаний тока в секунду.

**Коэффициент полезного действия** генератора  $\eta$  (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.

**Обмотка статора** выполняется так, чтобы форма ЭДС генератора была синусоидальной.

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.

**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).

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.

**Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)** заключается в автоматическом изменении силы тока возбуждения генератора с целью обеспечения требуемого ему значения ЭДС при нормальном и аварийном режимах в электрической сети.

Например, у АРВ генераторов Саяно-Шушенской ГЭС время нарастания напряжения возбуждения от номинального до максимального значения составляет не более 0,04 с.

**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 играют роль мощного вентилятора.

При воздушном охлаждении воздух продувается через элементы генератора, отбирает тепло, затем, охлаждаясь в воздухоохладителях, возвращается в генератор. Хладоносителем в воздухоохладителях является вода из системы технического водоснабжения (ТВС).

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 ТВС. В этой системе воздушный поток не является главным охладителем обмотки.

Существуют смешанные системы, сочетающие непосредственное водяное охлаждение обмотки статора и форсированное воздушное охлаждение обмотки ротора.

**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.

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. 5.4 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 воздухоразделяющие щиты (рис. 5.4, 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.

**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 на роторе.

**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.

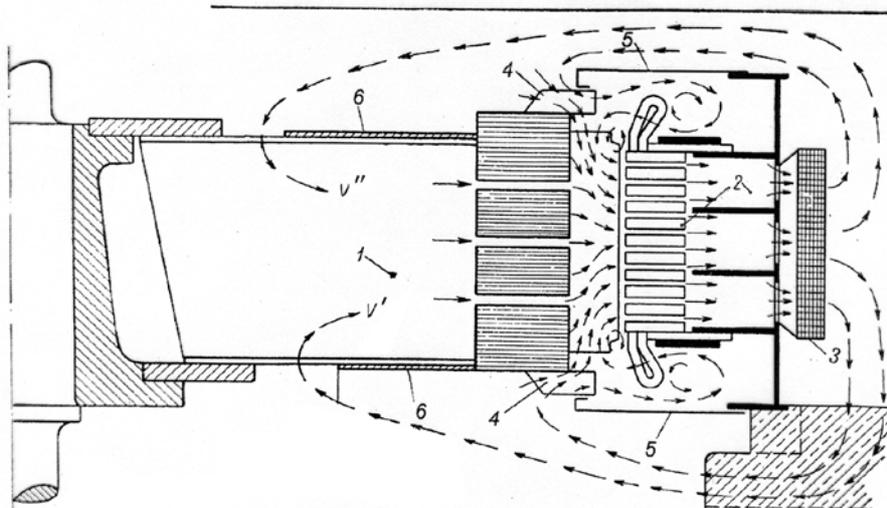


Рис. 5.4. Схема двусторонней замкнутой системы вентиляции генератора  
 1 – спица ротора; 2 – статор; 3 – воздухоохладитель; 4 – лопатки вентилятора, прикрепленные к ободу ротора; 5 – верхний и нижний воздуходелительные щиты; 6 – перекрытия между спицами ротора

**Система контроля и защит** генератора обеспечивает автоматический контроль параметров во избежание 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 выдается предупредительный сигнал (снижение охлаждения, превышение температуры и др.).

**Подпятник и подшипники** обеспечивают восприятие осевой и горизонтальной нагрузки. Главным из этих устройств, по условиям работы, является подпятник как по величине нагрузки, габаритам, так и сложности конструкции. С ростом единичных мощностей агрегатов и при этом применения в качестве материала для поверхности скольжения в подпятниках баббита – существенно снизилась надёжность этого узла. Появившийся новый материал фторопласт позволил создать металлопластмассовые подпятники, обеспечивающие необходимую надёжность. 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.

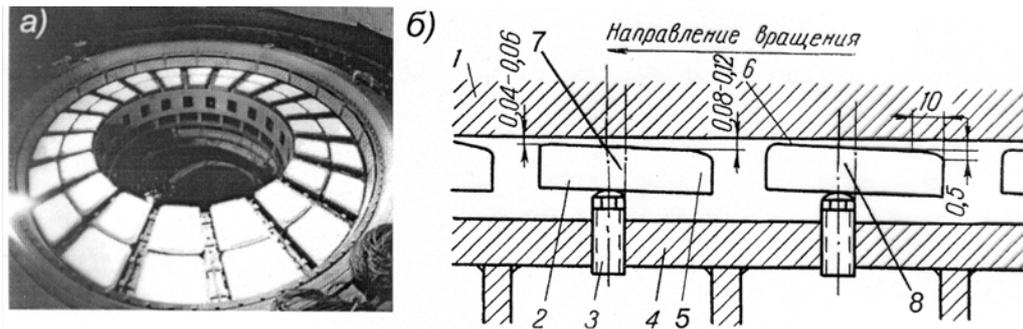


Рис. 5.5.

а) Подпятник генератора Саяно-Шушенской ГЭС с покрытием сегментов металлопластмассовым композитом на основе фторопласта;

б) Схема работы подпятника

1 - вращающийся диск; 2 - сегмент подпятника; 3 – опорный винт; 4 – опорная кольцевая плита; 5 – набегающая кромка сегмента; 6- сбегаящая кромка сегмента; 7 – ось середины сегмента; 8 – эксцентриситет.

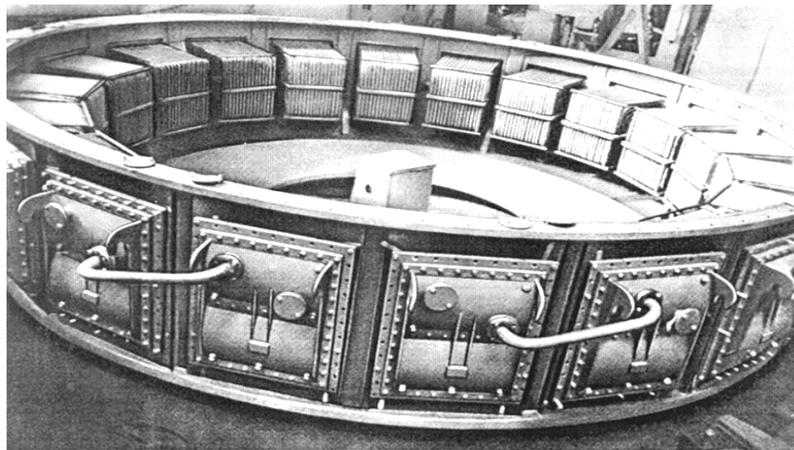


Рис.5.6. Маслованна подпятника со встроенными трубчатыми маслоохладителями

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 concentrically расположенных опор (сегментов) с антифрикционным слоем, (рис. 5.5) соприкасающимся с зеркальной поверхностью диска (зеркала). Вся эта система помещается в ванну с маслом (рис. 5.6). 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, то есть при вращении в подпятнике имеет место жидкостное трение.

**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.

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 вышеназванных условий называется **синхронизацией**. Несоблюдение любого из условий синхронизации приведет к появлению в обмотке статора больших уравнительных токов и может стать причиной тяжелого повреждения генератора, а также расстройств параллельной работы ранее работавших генераторов.

После включения генератора в сеть его нагружают, исходя из ежесуточно задаваемого графика нагрузки данной гидроэлектростанции.

### 5.3. 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 также измерительные, испытательные и другие виды трансформаторов).

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 маг-

нитопроводе переменный магнитный поток  $\Phi$ . Замыкаясь в магнитопроводе этот поток индуцирует в обмотках (первичной и вторичной) ЭДС:

При подключении нагрузки  $Z_n$  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  $U_2 < U_1$ .

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.

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)**.

Отношение ЭДС обмотки высшего напряжения к ЭДС обмотки низшего напряжения называют **коэффициентом трансформации**.

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.

На крышке бака трансформатора устанавливаются **вводы** для соединения его обмоток с внешней электрической сетью, а на ГЭС и с источниками электроэнергии – генераторами.

В определенных условиях возможно присоединение нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору. Такое присоединение называется **укрупнённым блоком**.

## 5.4. Электрические аппараты

Электрическими аппаратами (ЭА) называются электрические устройства для управления потоками электроэнергии и информации, режимами работы, контроля и защиты технических систем и их компонентов.

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.**

Традиционно к ЭА также относят различные виды **датчиков.** 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.

На ГЭС включение и отключение генераторов, ЛЭП, переключения в главных электрических цепях осуществляется исключительно высоковольтными автоматическими выключателями. 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.**

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.**

Эта защита является важной и неотъемлемой частью электроустановок, без которых работа их невозможна. Главными требованиями, предъявляемыми к релейной защите, являются **надёжность** и **быстродействие.** Общее время прекращения горения электрической дуги с момента выявления КЗ складывается из времени действия релейной защиты и времени действия выключателя (отключение). 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 контактов ВВ около 0,1с. Несмотря на такое непродолжительное действие электрической дуги, разрушения могут быть значительными.

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;

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 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 электроэнергии КЗ должны отключаться как можно быстрее. Выключатели должны при этом обладать высокой надёжностью, они должны быть взрыво- и пожаробезопасными.

**Автоматическое повторное включение (АПВ)** – 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.

В последние годы проектирование высоковольтных выключателей идёт по пути использования ещё более совершенной дугогасительной среды – элегаза (тяжёлый газ без цвета и запаха, 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.

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). Применительно 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, разъе-

динитель, заземляющие ножи, трансформаторы тока и напряжения. Из-за сложности задачи КАГ-15,75 был создан лишь как выключатель нагрузки, он не способен отключать токи КЗ.

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.

Контакты разъединителей 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.

**Электрические реле автоматики** – это устройства для защиты электрических систем, сетей и цепей, а также другого оборудования (генераторы, трансформаторы, реакторы, крупные электродвигатели 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, 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.

### **5.5. Главная электрическая схема гидроэлектростанций. Схема собственных нужд и распределительные устройства**

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).

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 понизительная подстанция (приёмная). 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.

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).

**Система собственных нужд ГЭС.** Основная часть электроэнергии ГЭС выдается в энергосистему. Уровень напряжения, на котором выдаётся электроэнергия, задается условиями энергосистемы.

Некоторая часть электроэнергии требуется непосредственно на ГЭС для собственных нужд (СН) на низком напряжении. Схема электроснабжения СН 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).

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.).

## **5.6. Вопросы электрической безопасности персонала и защиты оборудования**

**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 на-

стоящее время имеются необходимые данные для практического решения вопросов электробезопасности.

Минимальное значение тока, раздражающее действие которого ощущается человеком, называется пороговым ощутимым током. Он зависит от рода тока, состояния человека, схемы попадания его в электрическую цепь и других факторов. У отдельных людей значение порогового ощутимого тока различно и характеризуется нормальным законом распределения вероятностей. Для тока промышленной частоты (50 Гц), представляющего наибольший интерес для электроэнергетиков, среднее значение порогового ощутимого тока составляет около 1 мА.

Если ток, протекающий через человека, превышает пороговый ощутимый 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 опасно-

го и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

**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.

Заземление снижает до безопасного значения напряжение прикосновения человека. Человек может оказаться при повреждении изоляции какого-либо заземленного участка электроустановки 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.

В ОРУ и на воздушных ЛЭП 330 кВ и выше при работах в зоне влияния электрического поля ограничивают время пребывания людей в этой зоне.

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).

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.

## **5.7. Электрические сети, элементы сети, их связь и взаимодействие с гидроэлектростанциями**

Уже отмечалось, 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.

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 Мисбах – Мюнхен протяжённостью 57 км. По этой линии передавалась мощность немного более 2 кВт при напряжении 1,5-2 кВ.

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 для питания свечей П.Н.Яблочкова.

После этого передачу и распределение электроэнергии от электростанций стали осуществлять однофазным переменным током.

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

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 протяжённостью 175 км, по которой передавалась мощность 230 кВт·А 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.

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.

Электроэнергетические 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)**.

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. 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. 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.

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.

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.

**Автоматическое регулирование частоты тока (АРЧ)** в электрической сети – одна из важнейших функций 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).

## 6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

### 6.1. Стадии проектирования и инженерные изыскания

#### 6.1.1. 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. 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.

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.

### 6.1.2. 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.

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. 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.

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.

## **6.2. Выбор типов и размеров сооружений гидроэлектростанций**

Типы и размеры сооружений назначаются из условий обеспечения их устойчивости, механической и фильтрационной прочности при действии на систему «сооружение – основание» всевозможных нагрузок и воздействий.

### **6.2.1. 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.

**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 пре-

дельных состояний под воздействием нагрузок, регламентированных нормами для сооружений соответствующего класса.

### 6.2.2. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения

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);

К **временным длительным** нагрузкам относят:

- температурные воздействия в периоды строительства и эксплуатации, характерные для года со средними климатическими условиями;
- 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.

**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.

### 6.2.3. Устойчивость гидротехнических сооружений

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.

На рис. 6.1 изображено вертикальное сечение ABCD подпорного сооружения близкого по своей форме к бетонной гравитационной плотине (треугольный профиль с уклоном низовой грани  $m = b/H_B$ ) 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.

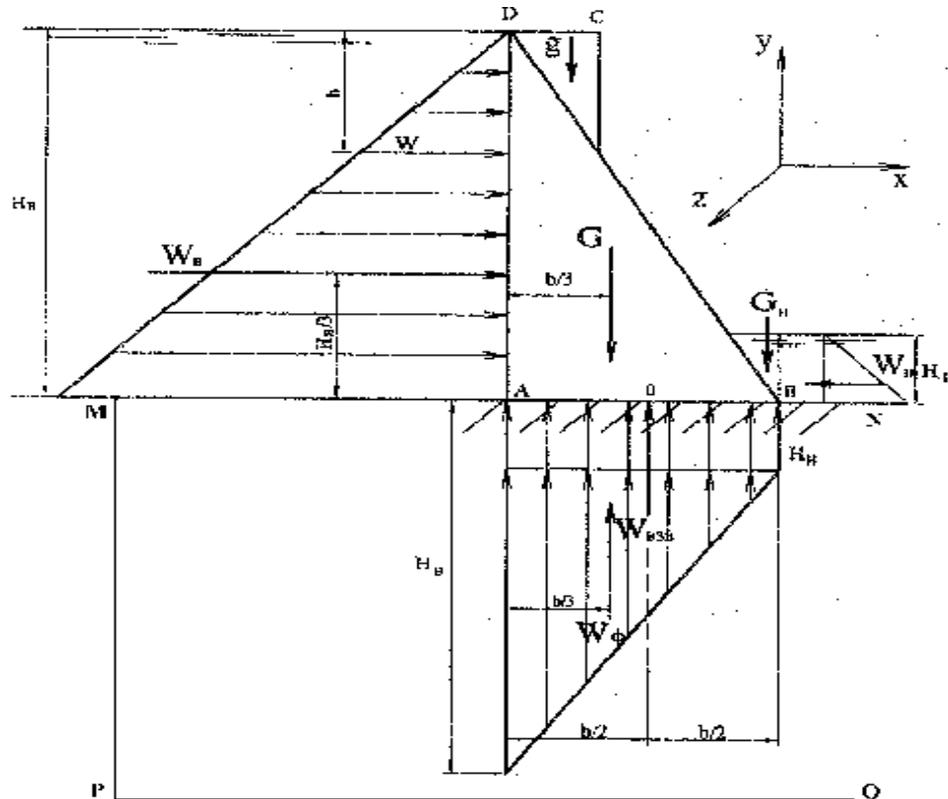


Рис. 6.1. Нагрузки на гравитационную плотину

Вычислим равнодействующие сил, приложенных к рассматриваемому фрагменту:

вес фрагмента  $G = \gamma b H_N/2$ ;

гидростатическое давление верхнего бьефа  $W_B = \gamma v H_B^2/2$ ;

гидростатическое давление нижнего бьефа:

– горизонтальная составляющая  $W_H = \gamma v H_N^2/2$ ;

– вертикальная составляющая  $G_H = \gamma v m H_N^2/2$ ;

гидростатическое давление на подошву:

– взвешивающая составляющая  $W_{BzB} = \gamma v b H_N$  ;

– фильтрационная составляющая

$W_f = \gamma v b (H_B - H_N)/2 = \gamma v m H_B (H_B - H_N)/2$ ,

Таким образом, равнодействующая горизонтальных сил  $P_x$ , приложенных к фрагменту ABCD:

$$P_x = \gamma v (H_B^2 - H_N^2)/2. \quad (6.1)$$

Равнодействующая вертикальных сил  $P_y$ , действующих на фрагмент ABCD:

$$P_y = \gamma b m \gamma H_B^2/2 - \gamma v m H_B H_N - \gamma v H_B (H_B - H_N)/2 \quad (6.2)$$

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 –  $h = H_B$ , 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).

Упростим дальнейшие выкладки, приняв, что в нижнем бьефе воды нет (или пренебрежимо мало), то есть  $H_N = 0$  и учтя, что  $\gamma v = 1$  т/м<sup>3</sup>;  $\gamma b = 2,4$  т/м<sup>3</sup>.

Тогда зависимости (6.1), (6.2) упростятся, и равнодействующая всех горизонтальных сил, сдвигающих фрагмент ABCD по горизонтальной плоскости AB, будет только равнодействующая давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$P_x = W_{\phi} = H_{\phi}^2/2, \quad (6.3)$$

$P_y$  – равнодействующая всех вертикальных сил, приложенных к фрагменту, есть разность сил веса плотины и противодействия на подошву плотины:

$$P_y = G - W_{\phi} = 2,4m H_B^2/2 - m H_B^2/2 = 1,4 m H_B^2$$

Устойчивость фрагмента ABCD против плоского сдвига будет обеспечена, если сдвигающая сила  $F$  будет меньше или равна максимальной удерживающей силе  $R = R_{тр}$ .

В рассматриваемом примере сдвигающей силой  $F$ , входящей в неравенство (6.3), 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:

$$F = H_{\phi}^2/2,$$

$$R = 1,4 m (H_{\phi}^2/2) f, \quad (6.4)$$

где  $f$  – предельный коэффициент сухого трения бетона по скале.

Зависимость (6.4) 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 коэффициент надежности по ответственности сооружения равный 1,15. Подставляя эти значения в (6.4), получим:

$$m \geq 1,15 / (1,4 \cdot 1,0)$$

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 не менее 0,82.

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 АВ, 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.

#### **6.2.4. 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 тому подобное, то есть нарушится его сплошность и прочность. Проверка прочности (оценка напряженно-деформированного состояния) является неотъемлемой частью проектного обоснования ГТС.

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.

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/см<sup>2</sup>, в Аликанте – 14 кг/см<sup>2</sup>. В современных бетонных плотинах сжимающие напряжения на порядок выше. Например, в плотине Саяно-Шушенской ГЭС они превышают 100 кг/см<sup>2</sup> (10 МПа).

#### **6.2.5. 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.

При составлении технического проекта и рабочих чертежей выполняются точные расчеты, а также лабораторные исследования на гидравлических моделях.

### **6.3. 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 ре-

гиона 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.

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.

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.

Создание номенклатуры сыграло очень большую роль в развитии отечественного гидротурбостроения. Номенклатура способствовала систематизации разработанных серий гидротурбин, позволила выявить области и направление дальнейших исследований.

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).

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.

**Проектирование генераторов** основано на знаниях физической сущности электрических и магнитных явлений, излагаемых в курсе теоретических основ электротехники, в первую очередь закона электромагнитной индукции.

Важно отметить, что взаимное преобразование механической и электрической энергии в электрической машине может происходить в любом направлении, то есть 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.

**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.

**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 регулиующую 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.

*Масляное хозяйство* при проектировании должно компоноваться так, чтобы обеспечить производство всех необходимых операций с маслом, исходя из функционального назначения маслохозяйства при наименьшем количестве запорной арматуры и минимальной длине маслопроводов. Для достаточно удаленных потребителей масла (агрегаты; распределительные устройства, где имеются масляные трансформаторы и реакторы; гидropодъёмники 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.

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* 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, рассмотре-

ния 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, то есть 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 с самостоятельными компрессорными установками, магистралями воздухопроводов, воздухоборниками и редукционно-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

откачивающих 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.

## 7. ОСНОВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

### 7.1. Организация и этапы строительства

Период строительства гидроэлектростанции можно условно разделить на три этапа: подготовительный, основной и заключительный.

**Подготовительный период** охватывает время от начала строительства до начала работ по возведению основных сооружений. 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, необходимость 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).

**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. Выше были описаны основные способы последовательности возведения гидроузлов и пропуска строительных расходов: перемычный способ, с отводом реки в новое русло (рис. 7.1) и пойменный способ.

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 ба-

зы и сооружений гидроузла. Для увязки расположения постоянных и временных сооружений, а также инженерных сетей в плане и по высоте составляется *строительный генеральный план* – стройгенплан.

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.

### **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. Строительство ведется в две очереди, см. рис. 7.1.

### **Первая очередь**

1. Русло реки (в нашем примере со стороны левого берега) стесняется перемычками первой очереди (верховой, продольной, 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, в котором начинаются строительные работы.

2. В котловане первой очереди возводится, так называемая гребенка, т.е. временный водосброс, состоящий из фундаментной плиты и быков, разделяющих водосброс на пролеты. Быки гребенки имеют пазы для плоских

затворов, позволяющих в нужное время перекрыть отверстия гребенки. Когда гребенка готова, низовая перемычка разбирается, и котлован затопляется. После этого разбирается верховая перемычка, и часть потока реки проходит через гребенку.

### **Вторая очередь**

1. Отсыпается верховая перемычка второй очереди до сочленения с продольным устоем, то есть происходит перекрытие естественного русла реки и, весь расход проходит через гребенку. Затем отсыпается низовая перемычка, также до примыкания к продольному устою. Продольный устой и перемычки образуют котлован второй очереди.

2. Котлован второй очереди осушается, и в нем начинаются работы по возведению станционной части плотины и здания ГЭС. Одновременно, как правило, ведутся работы и в левобережной части. Для этого часть пролётов гребенки перекрывается затворами, а также перекрытиями. 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 реки в сторону.**

### **Первая очередь**

На пойме, на месте водозабора, «насухо» возводится гребенка, быстроток и подводящий канал.

### **Вторая очередь**

Русло реки перекрывается двумя перемычками – верховой (выше створа плотины) и низовой (ниже створа русловой плотины). Русловой котлован осушается, и в нем начинается строительство плотины. После перекрытия русла верховой перемычкой произойдет подъем уровня воды и начнется затопление поймы. Когда уровень воды достигнет отметки фундаментной плиты гребенки, вода самотёком пойдёт через гребенку по подводящему каналу и быстротоку в нижний бьеф. В случае надобности в котловане при возведении плотины могут быть предусмотрены временные водосбросные отвер-

ствия. Когда нижняя часть плотины будет возведена, перемычки (в первую очередь верхнюю) 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.

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 7.2, а, б представлено перекрытие р. Волги на строительстве обеих Волжских ГЭС фронтальным способом, на рис. 7.2, в – перекрытие р. Енисей в створе Саяно-Шушенской ГЭС пионерным способом.

Перед началом перекрытия русло реки сужается до минимально возможной величины (проран), менее которой скорости воды уже не позволяют отсыпать камни мелкой и средней крупности.

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.

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, то есть 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.



Рис. 7.1. Перемычный способ последовательности возведения гидроузла  
Часть правобережного котлована (первая очередь) под строительство водосбросной  
плотины Саяно-Шушенской ГЭС

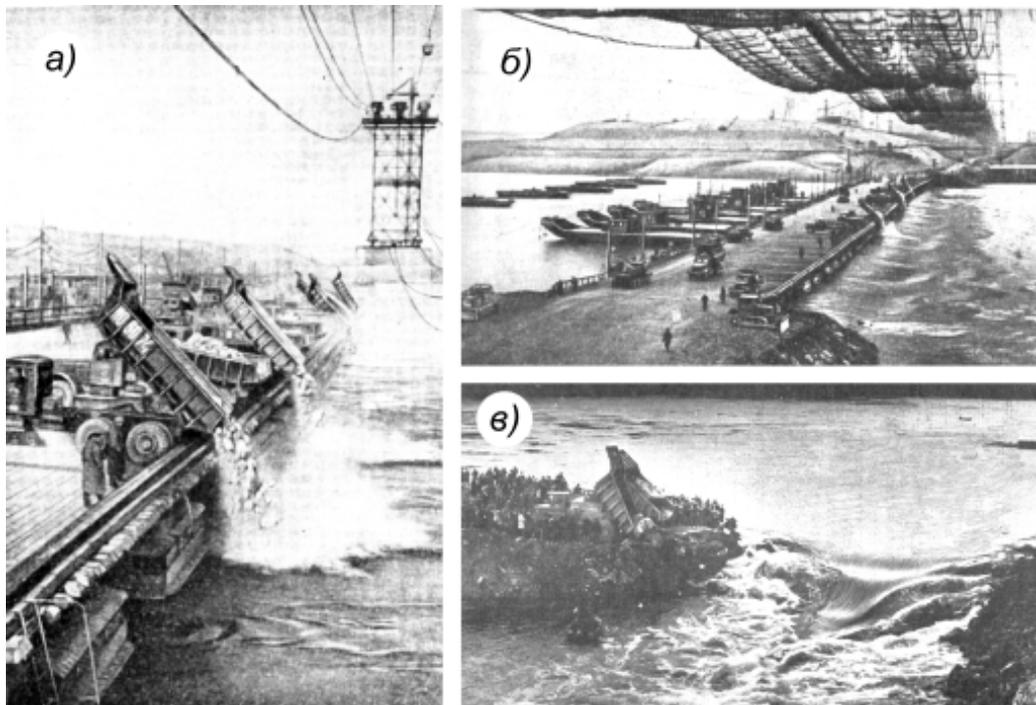


Рис.7.2. Перекрытие русел рек Волги и Енисея  
а) в створе ГЭС у г. Жигулевска; б) в створе ГЭС у г. Волжский;  
в) в створе Саяно-Шушенской ГЭС

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-скальных работ на первом гидроузле каскада можно перебросить технику и специалистов на второй гидроузел и т.п.

Начинать освоение реки целесообразно с верховьев. Это позволяет регулировать 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.

## 7.2. 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. Полускальные – это осадочные породы, известняки, раздробленные скальные породы. Нескальные – это породы, обладающие силами внутреннего трения и сцепления (связные) и обладающие только силами внутреннего трения (несвязные), несущая способность которых в подавляющем большинстве случаев определяется степенью их водонасыщения и плотностью. Связные грунты – глины, суглинки, супеси, лессы. Несвязные – пески, гравий, галечник, их смеси, дресва, щебень.

Характер и физические свойства грунтов определяют наиболее целесообразный способ их выемки из котлованов под строительство ГТС (экскаваторами, земснарядами или выемка с предварительным рыхлением скальных грунтов путем буровзрывных работ и т.п.).

**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.

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.

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. 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.

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.

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 и в специальных бадьях разных конструкций.

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. 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, а также увеличивается его водонепроницаемость (уменьшается водопроницаемость).

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 раз-

резки: с перевязкой швов по типу кирпичной кладки; примером такой резки являются плотина ДнепроГЭС, водосбросная плотина Волжской ГЭС (Жигулевск) и резка на длинные блоки (рис. 8.3). По высоте, исходя из тех же требований, бетон укладывается ярусами, поэтому образуются горизонтальные швы (строительные швы). Объем бетона, образованный указанными горизонтальными швами и вертикальной резкой, называется блоком бетонирования.

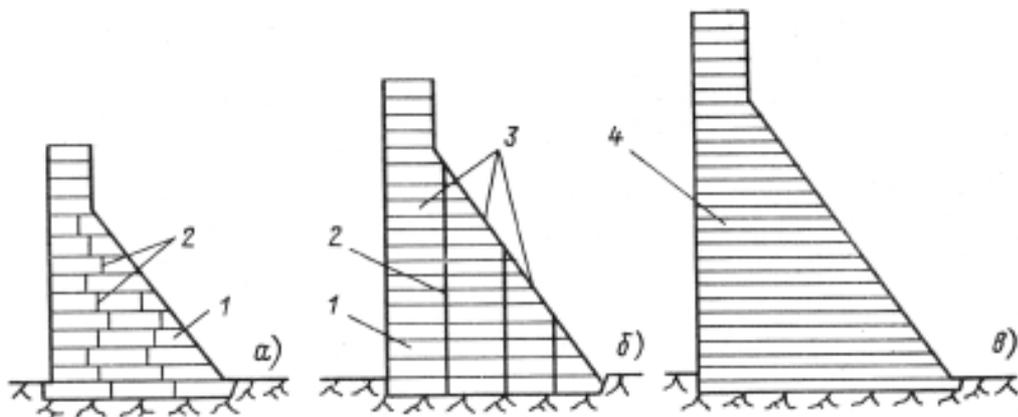
Размеры блоков бетонирования обычно задаются в плане 10-20 м, по высоте 1-6 м. Резка на блоки служит не только целям разбивки технологии возведения на дискретные (прерывистые) этапы, но и позволяет более эффективно осуществлять меры по предотвращению температурного трещинообразования бетона.

**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) и экскаваторов.

**Специальные работы.** К специальным работам относится выполнение: противофильтрационных устройств (цементационные, шпунтовые и др. завесы), дренажа основания, цементации основания, понуров, дренажа тела плотин, омоноличивания швов, проходок штолен, и т.п.

Одним из важнейших устройств – **флютбетов** (искусственное ложе по-



тока, состоящее из понура, тела плотины, водобоя, рисбермы), являются противофильтрационные завесы. В скальных грунтах завесы, как правило, выполняются путем инъектирования 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.

Рис. 7.3. 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

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.

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 м<sup>3</sup>, а объем подземного бетона 1 млн м<sup>3</sup>.

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 с искусственным обогревом внутри тепляка.

### 7.3. Монтаж оборудования

**Монтажные работы.** Особое место в строительстве ГЭС занимают монтажные работы. Монтажные работы гидросилового, электротехнического и гидромеханического оборудования венчают период основных работ. 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 954 тонны.

## 8. ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

### 8.1. Некоторые показатели эксплуатации, определения и терминология

**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;

- **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.

## 8.2. 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.

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 выведением сигнализации о состоянии ГЭС на дом дежурных операторов.

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.

**Пуск первого агрегата** – это завершающий этап первого периода эксплуатации, который начался с момента образования организации Заказчика. С момента пуска в эксплуатацию первого агрегата начинается промышленная эксплуатация ГЭС, и 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 натуральных данных.

### 8.3. 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 рисунке 8.1 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.

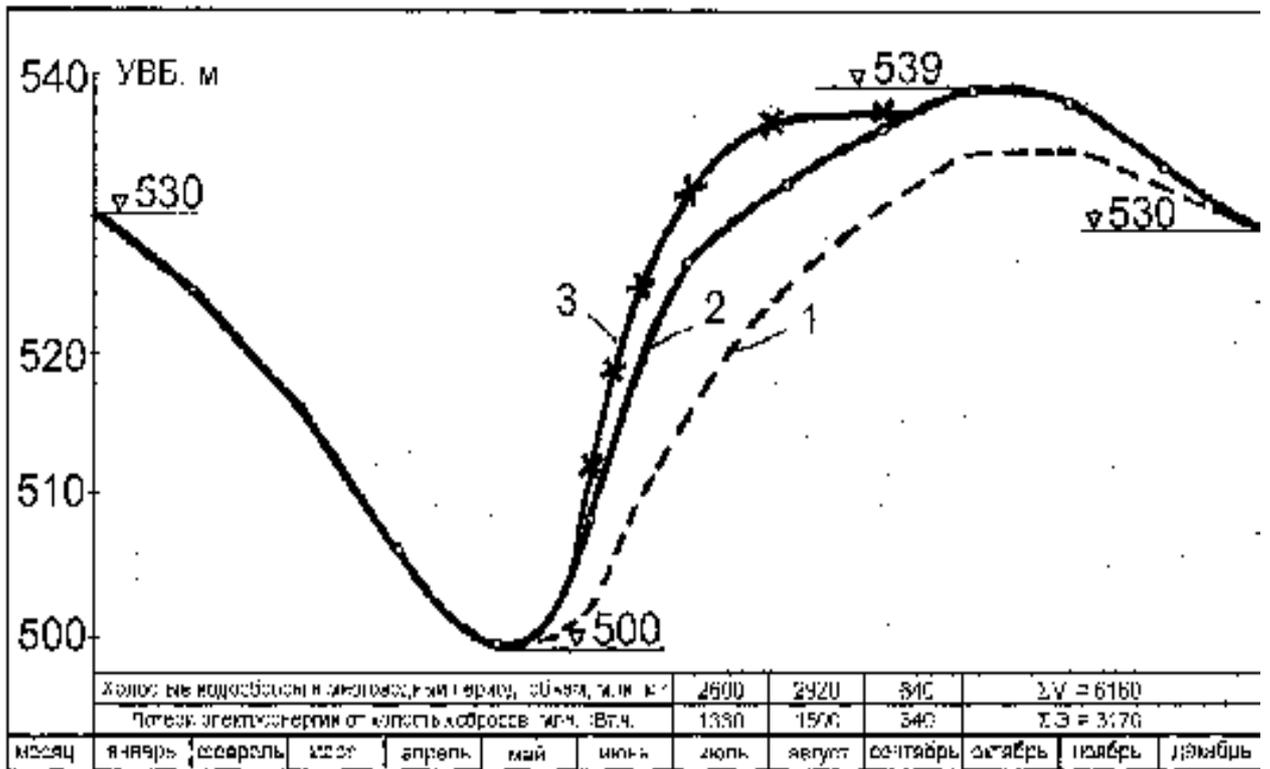


Рис. 8.1. Режим водохранилища Саяно-Шушенской ГЭС

1 - кривая маловодного года при притоке обеспеченностью 95 %; 2 - кривая средневодного года при притоке обеспеченностью 50 %; 3 - кривая многоводного года при притоке обеспеченностью 5 %

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.

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.

## 8.4. Эксплуатация и ремонт гидротехнических сооружений

### 8.4.1. Организация контроля безопасности гидротехнических сооружений

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.

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.

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 утвержденные 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.

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.

Оперативный контроль безопасности сооружений производится эксплуатационным персоналом ГЭС соответствующего цеха либо лаборатории.

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.

#### **8.4.2. Техническое, информационное и методическое обеспечение контроля безопасности гидротехнических сооружений**

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.

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.

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 окружающих воздуха и воды);
- подсистема контроля перемещений 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.

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:

- К1 – предупреждающие критерии, задают границу между нормальным и потенциально опасным состояниями;
- К2 – 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 К1 (предупреждающих критериев).

**Потенциально опасное** – это состояние сооружения, при котором значение хотя бы одного диагностического показателя вышло за пределы прогнозируемого интервала или превысило критериальное значение К1 (но не превзошло критерия безопасности К2). Выход за пределы прогнозируемого интервала или превышение критериального значения К1 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 К2.

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  $K_1$ ,  $K_2$  и прогнозные 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 прогнозные модели корректируются с учетом данных натуральных наблюдений, и новые значения утверждаются органами надзора.

### 8.4.3. Ремонт гидротехнических сооружений

При проектировании гидротехнических сооружений должны максимально прорабатываться вопросы *ремонтпригодности* 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.

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 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.

При ремонте сильно разрушенного поверхностного слоя бетона массивного сооружения 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.

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 трапецеидальную 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. 8.2). Ширина зоны повреждения составляла 25-30 м, длина 60-65 м, глубина до 10 м.

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.

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.

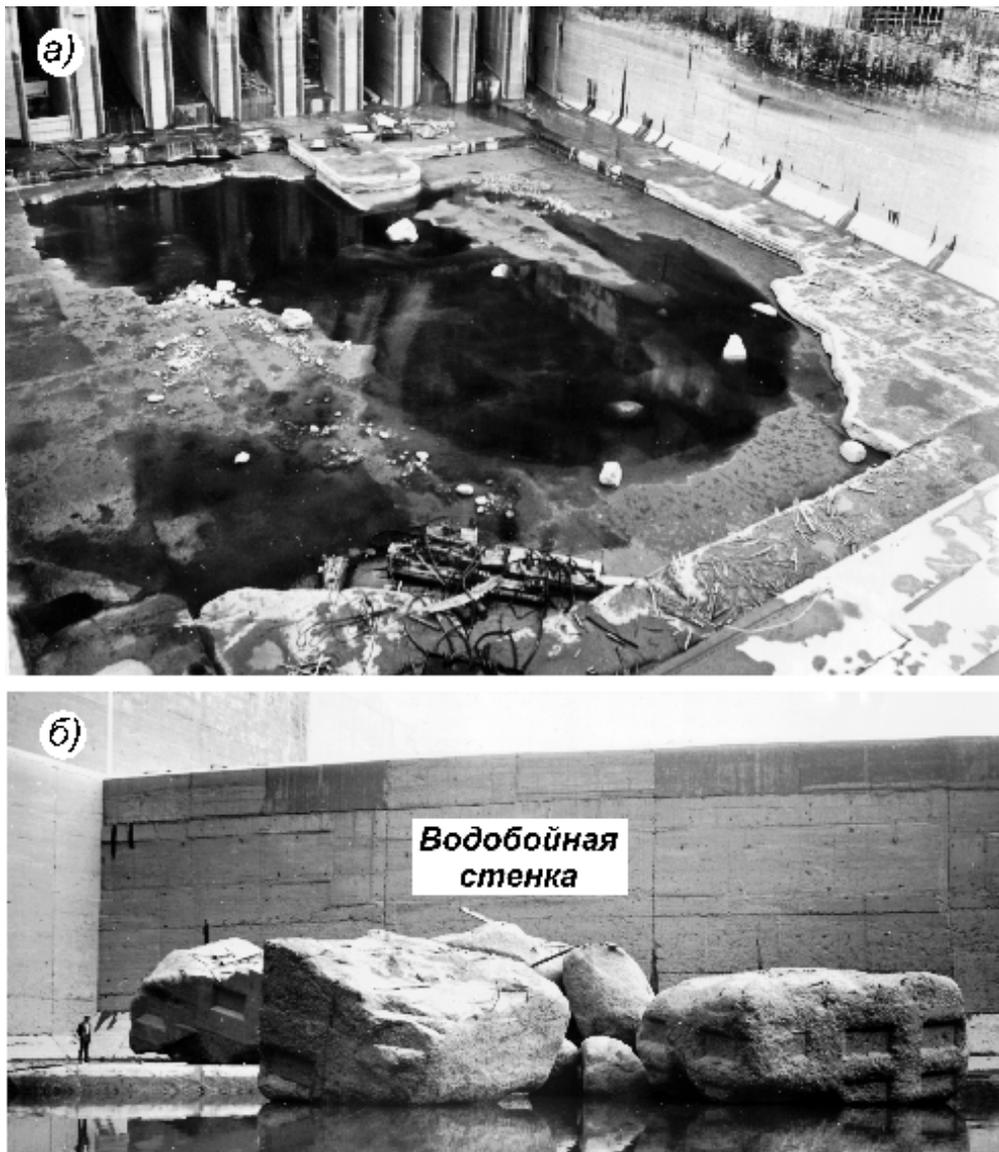


Рис. 8.2. Внешний вид разрушенного водобойного колодца  
Саяно-Шушенской ГЭС  
*а* – площадь разрушения; *б* – вынос плит крепления дна со своих мест

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. Рас-

твор, 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).

Влияние инъецирования на напряженно-деформированное состояние системы «плотина – основание» также тщательно контролировалось по контрольно-измерительной аппаратуре.

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 инъецирование 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.

## **8.5. Эксплуатация и ремонт оборудования**

### **8.5.1. Эксплуатация гидроагрегатов**

После монтажа гидротурбин следующим этапом эксплуатации 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, затворы, сантехнические, вентиляционные и др. устройства. Среди всех испытаний одной из главных является проверка водяного тракта турбины путём заполнения его водой, начиная с НБ.

Особым этапом эксплуатации является проверка гидроагрегата (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.

**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 лигнофольевого 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.

**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 масловоздушном котле. 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 определённом соотношении воздухом и маслом. Количество воздуха и его давление снижаться не должны. Однако вследствие неизбежных протечек воздуха из котла требуется его периодическая подкачка из системы воздушного хозяйства ГЭС.

### **8.5.2. Эксплуатация гидромеханического и вспомогательного оборудования**

**Сороудерживающие решетки** необходимо контролировать на предмет их засорения. 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.

**Гидроподъёмники 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 антикоррозийной защите и ремонту.

**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. Например, на Волжской ГЭС (г. Жигулёвск) интенсивность коррозии достигала нескольких мм в год. Интенсивность коррозии тем выше, чем теплее вода в водохранилище.

### 8.5.3. Ремонт турбин, гидромеханического оборудования и металлоконструкций гидротехнических сооружений

**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.

Наиболее часто встречающимися капитальными работами являются: ликвидация кавитационной эрозии на элементах проточной части (лопасти, 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 и др.

**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 работы должны быть выполнены так, чтобы можно было гарантировать безотказную работу турбины до очередного планового текущего ремонта.

**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.

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.), то есть – 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.

К таким системам и относятся экспертные системы, представляющие собой программные комплексы, которые обеспечивают возможность приобретения знаний высококвалифицированных специалистов – экспертов в определенной 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.

## 8.6. Эксплуатация водохранилищ

**Эксплуатацией водохранилищ** согласно нормативным документам Российской Федерации должны заниматься организации (владельцы) Министерства природных ресурсов, поскольку, как правило, водохранилища служат для комплексного использования.

Из задач по эксплуатации водохранилищ, решение которых должно оставаться за эксплуатирующими организациями, в данном случае – гидростанциями, должны оставаться только те, что предписываются ПТЭ:

- разработка и выполнение ежегодного водохозяйственного плана;
- сохранение незаиляемой 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, среднесесячные 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.

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 за счет появления водохранилища; подтопление может вызвать заболачивание местности, замещение культурных растений болотными, затопление подвалов, шахт, карьеров.

Негативное влияние водохранилища не исчерпывается только затоплением и подтоплением земель. 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 половодий и паводков, борьбы с сором, ледовой шугой, выработаны приемы транзита или аккумуляирования льда и т.д. Однако, на практике нема-

ло примеров, когда недостаточно продуманный проект приводил к неустрашимому 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.

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.

## 9. ЭНЕРГЕТИКА, ЭКОЛОГИЯ И БЕЗОПАСНОСТЬ

**Экология** (от греч. букв. – дом, жилище, местопребывание и ...логия), то есть 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 (единый 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.

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) ·10<sup>6</sup> т, углерода – (350-400) ·10<sup>6</sup> т, окиси азота – (60-65) ·10<sup>6</sup> т, углеводорода – (80-90) ·10<sup>6</sup> т.

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). 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.

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 исчерпания ресурса, а также в момент аварии на АЭС.

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. 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 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.

Сооружение ГЭС сопровождается затоплением земель, особенно сельскохозяйственного назначения, 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, свя-

занных с изменением экологической среды и влиянием на различные отрасли хозяйства страны таким образом, чтобы оно ограничивалось социально-приемлемым допустимым уровнем.

Отмечая значительный прогресс в области гидроэнергетического строительства 50-х годов в нашей стране, 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 тяжелых 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).

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 %.

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.

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.

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 %.

Водоохранилища 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 +40 С. 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 полыни, 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.

Особое место при проектировании и возведении ГЭС занимает вопрос о надежности их плотин

Разрушение плотины является крупным экологическим бедствием, поэтому вопросы безопасности гидросооружений должны стоять во главе угла при их проектировании и возведении.

**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 при-

сутствием 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.

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.

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.

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. При этом частота разрушений земляных и каменно-набросных плотин в 5 раз превышает частоту разрушений бетонных плотин.

Первая крупная авария с каменно-набросной плотинной 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 не учета новой нагрузки – противодействия (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 противодействие. В начале XX века это правило стало повсеместным.

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. 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 накапливаю-

щимся (кумулятивным) эффектам, пока еще также не вполне изученным. Однако уже очевидно, что вредные последствия пребывания человека в сильном электромагнитном поле зависят от напряженности  $E$  поля и продолжительности его воздействия  $T$ . Чем больше напряженность поля, тем меньшая допускается продолжительность пребывания в нем человека. Значение напряженности поля уменьшается с увеличением расстояния от источника излучения поля – проводов, аппаратов.

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. Эффективные решения экологических задач при проектировании ГЭС позволят избежать их негативного влияния на окружающую среду и придадут гидроэлектростанциям ещё большую общественную значимость.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Брызгалов, В.И. Из опыта создания Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций / В.И. Брызгалов. – Красноярск : Издательский дом «Суриков», 1999. – 560 с. : ил.
2. Введение в гидроэлектроэнергетику : учебное пособие для вузов / А.Л. Можевитинов, Г.В. Симаков, А.В. Михайлов, В.Н. Поспелов; под ред. А.Л. Можевитинова. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 232 с. : ил.
3. История электротехники / под ред. И.А. Глебова. – М. Изд-во МЭИ, 1999. – 524 с. : ил.
4. Электроэнергетика России. История и перспективы развития ) под общ. ред. А.Ф. Дьякова. – М. : АО «Информэнерго», 1997. – 568 с. : ил.