П.С. Непорожний
В.И. Обрезков

ВВЕДЕНИЕ В СПЕЦИАЛЬНОСТЬ: ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

2-е издание, переработанное
и дополненное

Допущено Государственным комитетом СССР по народному образованию в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся по специальности «Гидроэлектроэнергетика»

МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1990

ББК 31.5
Н53
УДК 621.311.21(075.8)

Рецензент доктор техн. наук, профессор Т. А. Филиппова

Непорожний П. С., Обрезков В. И.

Н53 Введение в специальность: Гидроэлектроэнергетика: Учеб. пособие для вузов.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Энергоатомиздат, 1990.— 352 с.: ил.

ISBN 5-283-02021-5

Рассматриваются основные вопросы энергетики и гидроэлектроэнергетики, позволяющие студенту получить первое представление о будущей специальности. Приводятся сведения по организации учебного процесса в энергетическом вузе.

Первое издание вышло в 1982 г., во второе включены новые данные об альтернативных накопителях, транспорте энергии и др., приведены контрольные вопросы и темы рефератов.

Для студентов гидроэлектроэнергетической специальности.

Н $\frac{2206000000-294}{051(01)-90}$ 183-90 ББК 31.5

ISBN 5-283-02021-5

© Энергоиздат, 1982

© Авторы, 1990, с изменениями

ПРЕДИСЛОВИЕ

В решении многих современных и перспективных научно-технических проблем энергетики большая роль отводится вузам, готовящим специалистов различного энергетического профиля. Чтобы современный специалист с высшим образованием мог решать поставленные перед ним задачи, он должен не только обладать высокой профессиональной компетентностью и идейной убежденностью, но и видеть перспективу, квалифицированно решать задачи научной организации труда и управления в условиях перестройки, кроме того, он должен уметь самостоятельно ориентироваться в обширной, все более изменяющейся и возрастающей научно-технической и общественно-политической информации, обладать широким кругозором и высокой культурой мышления.

Воспитание такого специалиста начинается на первом курсе. Именно здесь при изучении курса «Введение в специальность» у будущего инженера складывается первое впечатление о том, что такое вуз вообще и вуз, студентом которого он стал, и какое место занимает это учебное заведение в системе высшего энергетического образования страны.

Первое издание учебного пособия вышло в 1982 г. Настоящее издание написано для студентов специальности «Гидроэлектроэнергетика» (10.03) и в значительной мере отражает многолетний опыт преподавания его в МЭИ.

В данное издание введены некоторые элементы программированного обучения, что должно способствовать более глубокому изучению материала, а также развитию навыков самостоятельной работы студентов, так как часть курса «Введение в специальность» может быть переведена на самостоятельную форму обучения. Вместе с тем книга построена таким образом, что отдельные главы ее могут изучаться независимо друг от друга, использоваться студентами иных специальностей при изучении смежных дисциплин.

В книге обсуждается значение в учебном процессе этого курса, структура энергетических специальностей и место в ней гидроэлектроэнергетики. Уделяется внимание организации учебного процесса в вузе, даются практические советы.

В этом пособии студенты знакомятся с современным состоянием топливно-энергетического баланса нашей страны и всего мира, определяемым как развитием научно-технического прогресса и динамикой численности населения, так и перспективами дальнейшего использования органического топлива для энергетики. Рассматриваются также влияние научно-технического прогресса и энергетики на окружающую среду и связанные с этим вопросы ее охраны и рационального использования природных ресурсов, виды и перспективы использования новых (нетрадиционных) источников энергии.

В этой связи авторы акцентировали внимание на том, что проблема современного и ближайшего будущего формирования энергетики становится проблемой экономической и экологической оптимизации стратегии ее развития. Об этом будущий специалист должен получить четкое представление еще на первом курсе института. Это должно быть одним из основных исходных положений всего энергетического образования.

Современный инженер-энергетик в своей практической деятельности должен руководствоваться необходимостью охраны окружающей среды, обладать экологической ответственностью при принятии решений. Достичь этого, по нашему убеждению, можно только при условии улучшения общего экологического образования. Знакомство с современными источниками воздействия на окружающую среду и мерами по ее охране уже на первом курсе является первым шагом в этом направлении, и мы надеемся, что представленный в книге соответствующий материал окажется для этого полезным.

Знакомясь с вопросами общей энергетики, изложенными в книге, студент сможет не только глубже понять свою будущую специальность, но и приобрести качественно более глубокую основу для изучения профилирующих дисциплин. Уместно подчеркнуть, что «Введение в специальность» по существу является единственным для энергетических специальностей курсом, в котором будущий энергетик может более или менее системно ознакомиться с наиболее важными современными проблемами общей энергетики.

Дается описание гидроэнергетики как науки об использовании водной энергии в целях электроэнергетики и как отрасли общей энергетики. Приводится понятие о Единой энергетической системе СССР, роли гидроэлектростанций (ГЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) в ее формировании и управлении режимами. Освещаются современные и перспективные основные направления гидроэнергетического строительства в условиях комплексного использования и охраны водных ресурсов, а также вопросы экономической эффективности ГЭС и ГАЭС.

В книге перспективы развития энергетики страны освещены

с позиций принятой в 1983 г. Энергетической программы СССР. Начиная с 1985 г. электроэнергетика находится на пороге обновления. Прошедшие в этот период Сессии Верховного Совета СССР определили пути ее развития. В настоящее время совершенствуется структура управления отраслью, создаются территориальные энергообъединения, внедряются экономические методы управления, учитываются и проблемы охраны окружающей среды (например, сокращается строительство АЭС). С 1 января 1989 г. отрасль перешла на новые условия работы. Полный хозрасчет и самофинансирование, арендные и кооперативные формы хозяйствования позволяют шире использовать экономические стимулы, повышать надежность энергоснабжения страны, реализовать политику энергосбережения и эффективность хозяйствования. Все эти изменения произошли в период после сдачи рукописи в издательство, поэтому они не отражены в данном пособии. Их необходимо будет рассматривать в ходе аудиторного изучения курса, а также предлагать студентам для самостоятельной проработки.

В пособии отражен многолетний опыт практической деятельности авторов в системе Минэнерго СССР и МЭИ. Достижения научно-технического прогресса в области как гидроэлектроэнергетики, так и общей энергетики освещены по материалам, представленным институтами «Гидропроект» имени С. Я. Жука, «Энергосетьпроект» и Центральным диспетчерским управлением. Использованы также работы зарубежных и отечественных авторов. Часть работ приведена в списке литературы, который рекомендуется читателю для более глубокого изучения соответствующих разделов. Вместе с тем следует иметь в виду, что число работ, относящихся к курсу «Введение в специальность», быстро увеличивается и приводимые данные в них не менее быстро стареют. Поэтому авторы, излагая материал, стремились цифровую и фактическую информацию использовать прежде всего для акцентирования внимания читателя на современных тенденциях развития того или иного явления, полагая, что появляющиеся новые данные, подтверждающие (или опровергающие) эти тенденции, всегда могут быть отражены при чтении курса.

Вместе с тем необходимо, чтобы студент, изучая курс, не ограничивался информацией, получаемой при слушании лекций и чтении настоящей книги. Следует одновременно пробудить в нем интерес к использованию других источников и в первую очередь научной литературы. Это поможет будущему специалисту еще в институте сознательно и увлеченно формировать свои научные интересы и профиль будущей практической деятельности.

Книга в силу известной специфики курса, когда студент, только что вошедший в стены вуза, должен получить представление по широкому кругу научно-технических проблем, носит

научно-популярный характер, в соответствии с чем ее авторы, не умаляя значения того или другого рассматриваемого процесса или технического решения и не нарушая установившейся терминологии, стремились излагать их суть на понятном для неискушенного читателя языке. Математический аппарат привлекался в минимальном объеме и только там, где это было необходимо для лучшего понимания рассматриваемого процесса. В ходе дальнейшего обучения специальности на старших курсах многое из того, что обсуждалось в настоящей книге (особенно в части гидроэлектроэнергетики), будет рассматриваться более подробно и на более высокой научной основе на лекциях, практических занятиях и в соответствующих учебных изданиях.

Авторы выражают благодарность рецензенту книги доктору техн. наук, проф. Т. А. Филипповой, а также редактору канд. техн. наук А. Ю. Александровскому, высказавшим ряд замечаний и советов, способствовавших улучшению учебного пособия. Авторы признательны также С. С. Василенко за подбор и обработку некоторых материалов, использованных при написании книги.

Авторы будут признательны читателям, которые выскажут свои замечания и пожелания по данной книге. Просим направлять их по адресу: 113114 Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

В.1. Гидроэнергетика, гидроэлектроэнергетика и курс «Введение в специальность»

Гидроэнергетика — это, во-первых, *отрасль энергетики* и, во-вторых, *техническая наука о водной энергии, методах ее получения и использования в целях электроэнергетики.*

С точки зрения основной цели функционирования (производство электроэнергии) и использования энергетических ресурсов гидроэнергетика такая же отрасль, как теплоэнергетика и атомная энергетика или энергетика, использующая возобновляемые нетрадиционные источники энергии. Все эти отрасли тесно связаны между собой и не могут функционировать и развиваться в отрыве друг от друга и от электроэнергетики. Гидроэнергетика как отрасль энергетики тесно связана с водным хозяйством, так как обеспечивает необходимые и целесообразные условия комплексного использования водных ресурсов. Источниками гидроэнергии являются не только поверхностные водотоки (реки и каналы), но моря и океаны. Например, на приливных электростанциях (ПЭС) используют энергию естественного колебания уровней (приливные и волновые явления).

Гидроэнергетика как наука включает в себя изучение методов получения и использования гидроэнергии. К методам получения гидроэнергии относится все то, что лежит в основе выбора схемы использования данного водотока, т. е. гидрологическое, гидротехническое и энергоэкономическое обоснование сооружения гидроэлектростанций (ГЭС). При изучении методов использования гидроэнергии в целях электроэнергетики рассматриваются проблемы оптимизации управления гидроэнергетическими ресурсами.

Решение всех практических гидроэнергетических задач как в процессе проектирования энергетических объектов, так и при их эксплуатации в последнее время существенно усложнилось. Это связано с необходимостью учета большего, чем ранее, объема исходной информации, носящей неопределенный характер, а также экологической информации по воздействию энергетических объектов на окружающую среду. В этом

случае гидроэнергетические задачи приобретают многоцелевой характер и при отсутствии возможности использования формальных методов моделирования крайне усложняют процесс автоматизации принятия решений как в условиях проектирования, так и при эксплуатации.

Краткий исторический обзор гидроэнергетики. О первых гидросиловых установках на Руси в виде водяных колес упоминается в летописях XI в. Упоминание о водяных мельницах на реках Яузе и Ходынке приводится в завещании князя Дмитрия Донского и датируется XIV в. (1389 г.).

К началу XVIII в. гидросиловые установки охватывали все виды производства того времени. Число заводов, использовавших эти установки, к концу века составляло уже около 3000. Выполнялись гидросиловые установи в виде водяных колес, механическая сила от которых передавалась валам машин с помощью ременных (а позднее зубчатых) передач. Однако они обладали существенными недостатками: малой мощностью, громоздкостью, низким коэффициентом полезного действия (КПД) и, самое главное, «привязывали» предприятие к реке, что ставило эффективность их работы в зависимость от гидрологического режима реки. Поэтому с начала XIX в. дальнейшее распространение гидросиловых установок в промышленности приостановилось и их место начали занимать паровые машины, которые вскоре стали энергетической основой крупной машинной индустрии. Но поскольку паровые машины требовали топлива, то установка их также в известной мере привязывалась к источнику энергии (транспорт был примитивен). Кроме того, эксплуатация паровых машин требовала значительно больше средств, чем водяных колес. Все это не снижало интереса к использованию водной энергии. Но для того чтобы последняя могла конкурировать с тепловой, необходимо было прежде всего изыскать более прогрессивные гидравлические двигатели, чем тихоходные водяные колеса. Теоретические предпосылки к этому были созданы трудами Д. Бернулли, Я. Сегнера и Л. Эйлера, и вскоре последовали многочисленные предложения новых конструкций двигателей, получивших название гидравлических турбин. Они отличались от водяных колес компактностью, более высокими мощностью и КПД.

Одной из первых русских гидравлических турбин следует считать реактивную турбину, построенную в 1837 г. русским плотиностроителем И. Е. Сафоновым. Турбина была установлена на Алапаевском заводе и при КПД, равном 53%, развивала мощность 35 л. с. (1 л. с.=735 Вт). Через два года им же были изготовлены и установлены турбины на Ирбитском заводе, а в 1841 г. — на Нейво-Шанганском, причем КПД уже был доведен до 70%.

В 1849 г. Френсис изобрел реактивную турбину с внешним подводом воды, а в 1881 г. Пелтон предложил конструкцию активной турбины с ковшовыми лопатками. Обе машины в различных модификациях широко используются и поныне. Такого рода турбины освобождали использование водной энергии от многих прежних ограничений, но широкое применение их по-прежнему было затруднено, так как установка таких турбин требовала определенных геологических и топографических условий.

Из-за ограниченных возможностей механической передачи энергии от паровых и гидравлических машин к потребителю стало тормозиться удовлетво-

рение все возрастающего спроса на нее. Потребовался другой способ передачи энергии. Энергией такого вида могла быть только открытая намного раньше электрическая энергия (термин «электричество» появился в 1600 г. в работах У. Гильберта).

Начало организованной инженерной деятельности по созданию в России систем электроснабжения относится к 1880 г. Первое собрание электротехнического отдела Русского технического общества (РТО) состоялось в Петербурге 30 января 1880 г. В марте и июне того же года открылась Первая Всероссийская электротехническая выставка и вышел первый номер журнала «Электричество» органа РТО.

Первые в мире опыты передачи электрической энергии постоянным током были проведены Ф. А. Пироцким (1845—1896 гг.): на Волковском поле в Петербурге им была передана мощность в 6 л.с. на расстояние 1 км.

В 1887 г. Ф. А. Пироцкий в «Инженерном журнале» опубликовал статью «О передаче работы воды, как движителя, на всякое расстояние посредством гальванического тока», в которой писал: «Ввиду громадных издержек, необходимых на содержание паровых двигателей больших заводов и фабрик, нам пришла мысль о возможности передачи работы воды как самого дешевого двигателя на известное расстояние посредством гальванического тока, полученного какою-либо динамо-электрическою машиною... В том месте, где воды способной к работе много, надо поставить водяное колесо или турбину, которое сцепить с динамо-электрической машиной, имеющей размеры, соответствующие силе водяного колеса».

Таким образом, Ф. А. Пироцкий впервые высказал идею создания гидроэлектрической станции (ГЭС) и заложил основы будущей гидроэнергетики.

В 1880 г. русский ученый-электрик Д. А. Лачинов и француз М. Депре независимо друг от друга опубликовали исследования о возможности передачи электрической энергии на дальние расстояния и вскоре подтвердили это на промышленно-значимых экспериментах с постоянным током напряжением 6—8 кВ.

Но передача электроэнергии постоянным током высокого напряжения имела в то время существенные недостатки, приводящие в силу чрезмерной сложности ее к очень низкой экономической эффективности и слабой надежности в работе.

В 1888 г. русский инженер М. О. Доливо-Добровольский изобрел систему трехфазного тока. В 1891 г. в Германии под его руководством была переоборудована гидросиловая установка на р. Неккар в ГЭС мощностью 300 л. с. с генератором трехфазного тока и впервые в мире осуществилась передача от нее электроэнергии переменным током напряжением 8500 В на расстояние 175 км. Это послужило поворотным пунктом в истории гидроэнергетеки и энергетики, и вскоре трехфазный переменный ток получил наибольшее распространение.

Большое значение в развитии техники трехфазного тока имели первые русские ГЭС. В 1896 г. под руководством В. Н. Чиколева и Р. Э. Классона на Охтенском пороховом заводе в Петербурге была переоборудована гидросиловая установка на притоке Невы р. Охте в ГЭС. На ГЭС этого завода были установлены два генератора мощностью 175 и 120 кВт, и электроэнергия от

ГЭС при напряжении 2000 В распределялась по территории завода. По научной разработке основных вопросов техники трехфазного тока рассмотренная ГЭС явилась прообразом современных электростанций, а возможность передачи энергии трехфазным током стала революцией для гидроэнергетики.

Возможность передавать электроэнергию на большие расстояния открывала широкий путь к использованию водной энергии рек в тех местах, где это оказывалось не только технически наиболее просто, но и экономически наиболее выгодно, т. е. в местах наибольшей концентрации гидроэнергии в естественных условиях. Этим объясняется, что первые проекты крупных ГЭС были связаны с использованием энергии порожистых участков таких рек, как Днепр, Вуокса, Нарва, Свирь, Волхов и др. Но эти проекты в условиях царской России не могли быть реализованы в силу слабого (по сравнению с западом) развития промышленности страны, наличия частной собственности на землю и по существу отсутствия базы отечественного машиностроения.

В 1913 г. в России работало всего 78 ГЭС суммарной мощностью 8382 кВт, что составляло менее 1% суммарной мощности всех электростанций страны. В то же время в 10 наиболее развитых капиталистических странах мощность ГЭС достигала 12 млн. кВт.

Самой крупной ГЭС (1350 кВт) в России была Гиндукушская, сооруженная в 1910 г. на р. Мургаб, которая использовалась для электроснабжения хлопкоочистительного, маслобойного и мыловаренного заводов царского имения.

Историческим рубежом для развития гидроэнергетики явилась Великая Октябрьская социалистическая революция. Уже в январе 1918 г. инженер Г. О. Графтио (известный гидротехник, впоследствии академик) получил задание уточнить дореволюционные проекты и подготовить предварительную смету на строительство Волховской ГЭС. В марте того же года правительство под председательством В. И. Ленина обсудило необходимость строительства этой ГЭС мощностью 56 000 кВт. А уже в июле было начато ее строительство.

В. И. Ленин уделял огромное внимание электрификации страны и, в частности, сооружению гидроэлектростанций. Первые «лампочки Ильича» зажглись в деревне от мелких сельских гидроэлектростанций, которых в 1919 г. было построено 47 на общую мощность 1600 кВт, в том числе первая сельская ГЭС на р. Ламе в с. Ярополец Московской области. А в ноябре 1920 г. была введена в действие ГЭС в подмосковной деревне Кашино, на торжественном пуске которой выступил В. И. Ленин.

2—7 февраля 1920 г. состоялась I сессия ВЦИК VII созыва, на которой В. И. Ленин предложил разработать план электрификации. На сессии была принята резолюция «Об электрификации России». Во исполнение решения ВЦИК 11 февраля того же года состоялось совещание, позже названное первым заседанием Государственной комиссии по электрификации России (ГОЭЛРО). 21 февраля Президиум ВСНХ утвердил состав Комиссии ГОЭЛРО.

По инициативе В. И. Ленина Комиссия ГОЭЛРО должна была научно разработать план электрификации России на основе определенного государственного плана развития всего народного хозяйства, что соответствовало знаменитой формуле В. И. Ленина «*Коммунизм — это есть Советская власть плюс электрификация всей страны*». 22—29 декабря 1920 г. на VIII Всероссийском съезде

Советов был доложен план электрификации ГОЭЛРО. Этот исторический план представлял собой *первый в мире научно обоснованный единый (комплексный) план хозяйственного развития страны на базе передовой техники — электрификации.* В нем предусматривалось в течение 10—15 лет сооружение 30 районных электростанций общей мощностью 750 тыс. кВт, в том числе 10 ГЭС общей мощностью 640 тыс. кВт.

Вопросам развития гидроэнергетики в плане ГОЭЛРО специально был посвящен раздел «В. Электрификация и водная энергия». В нем были сформулированы два основополагающих принципа развития советской гидроэнергетики:

«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, орошением и т. п.)».

Эти принципы легли в основу комплексного использования водных ресурсов и неуклонно соблюдались во все последующие годы гидроэнергетического строительства в стране.

Первыми гидроэлектростанциями по плану ГОЭЛРО, вошедшими в строй в 1926 г., были Волховская ГЭС им. В. И. Ленина, Бозсуйская ГЭС на канале Бозсу в Ташкенте, Ереванская ГЭС-1 на р. Раздан в Армении. В 1927 г. была пущена первая очередь Земо-Авчальской ГЭС им. В. И. Ленина в Грузии, в 1928 г.— Ленинаканская ГЭС на р. Ахурян в Армении, в 1929 г.— Кондопожская ГЭС на р. Сун в Карелии, Зурнабская ГЭС на р. Ганджачай в Азербайджане и ряд других.

В 1927 г. было начато строительство самой мощной в Европе Днепровской ГЭС, проект которой был разработан под руководством известного гидротехника проф. И. Г. Александрова (впоследствии академика). В состав сооружений Днепрогэс входили здание ГЭС с девятью агрегатами общей мощностью 560 тыс. кВт и бетонная плотина дугообразной формы (для увеличения длины водосливного фронта) высотой 60 и длиной 760 м с огромным по тому времени объемом строительных работ (5,3 млн. $м^3$ земельно-скальных и 1,2 млн. $м^3$ бетонных). Коллектив Днепростроя, возглавляемый А. В. Винтером и Б. Е. Веденеевым (впоследствии академики), завершил строительство (практически без средств механизации) всего за 5 лет, и 10 октября 1932 г. состоялось торжественное открытие Днепровской ГЭС имени В. И. Ленина. В тот же период в труднейших геологических условиях проходило строительство Нижнесвирской ГЭС мощностью 100 МВт, которая вошла в строй в 1933 г. Коллективом Свирьстроя руководил Г. О. Графтио. В ноябре 1932 г. были пущены Дзорагетская и Ереванская ГЭС-2 в Армении, в 1934 г. достигла проектной мощности 48 тыс. кВт Рионская ГЭС в Грузии и т. д. В 1935 г. план ГОЭЛРО был перевыполнен. Мощность ГЭС в СССР достигла примерно 900 тыс. кВт, из них 11 районных ГЭС имели общую мощность 770 тыс. кВт.

Во втором пятилетнем плане и в предвоенные годы гидроэнергетика страны от строительства гидроэлектростанций в местах, испытывающих нехватку электроэнергии и топлива (период выполнения плана ГОЭЛРО), перешла к планомерно-

му и наиболее эффективному использованию гидроэнергетических ресурсов страны. Было принято решение о сооружении 9 ГЭС Волжского каскада общей мощностью более 10 млн. кВт со среднегодовой выработкой электроэнергии около 40 млрд. кВт·ч. Началось сооружение Иваньковской ГЭС мощностью 30 мВт, являющейся первой ступенью Волжского каскада, Угличской и Рыбинской ГЭС мощностью 110 и 330 МВт соответственно. Последние, еще не выйдя на проектную мощность, сыграли исключительную роль в электроснабжении Москвы в суровую военную зиму 1941/42 г., выработав для столицы 3,5 млрд. кВт·ч электроэнергии.

Был разработан также проект освоения каскада ГЭС на р. Раздан в Армении, в котором предусматривалось строительство 9 ГЭС суммарной мощностью 604 МВт. Необходимо подчеркнуть, что каскады ГЭС обеспечивали комплексное использование водных ресурсов рек, в том числе для водного транспорта и орошения на Волге и на Раздане.

Широко велось также гидроэнергетическое строительство на Северном Кавказе, в Закавказье, в Средней Азии, на Северо-Западе европейской части СССР (Кольский полуостров, Карелия). В период 1932—1942 гг. вошли в строй Баксанская, Гергебильская, Аджарисцхальская ГЭС на Северном Кавказе и в Грузии, Канакерская в Армении, Верхневарзобская и Хорогская в Таджикистане, Нижнетуломская под Мурманском.

К концу 1940 г. выработка электроэнергии гидроэлектростанциями страны достигла 5,11 млрд. кВт·ч, превысив дореволюционную в 146 раз. Доля гидроэлектроэнергии в общем электроэнергетическом балансе возросла с 4% в 1928 г. до 10,6% в 1940 г. За 1928—1940 гг. в СССР было построено 39 средних и крупных гидроэлектростанций.

В годы Великой Отечественной войны немецко-фашистские войска нанесли большой урон советской энергетике, разрушив более 60 крупных электростанций, в том числе пять ГЭС — Днепровскую, Нижнесвирскую, Кегумскую, Кондопожскую и Баксанскую — общей мощностью 780 тыс. кВт. Кроме того, на семи ГЭС было демонтировано оборудование на суммарную мощность 280 тыс. кВт.

Несмотря на тяжелые годы войны за 1941—1945 гг. были введены в эксплуатацию новые ГЭС общей мощностью 280 тыс. кВт, а на восстанавливаемых ГЭС она составила около 250 тыс. кВт. Общая мощность гидроэлектростанций Советского Союза в 1945 г. составила 1252 тыс. кВт, а их выработка — 4,86 млрд. кВт·ч. Доля гидроэлектроэнергии в общем электроэнергетическом балансе страны возросла с 10,6% в 1940 г. до 11,2% в 1945 г.

Период первых двух послевоенных пятилеток характеризуется восстановлением и реконструкцией разрушенных во время войны гидроэлектростанций и строительством крупных ГЭС с водохранилищами комплексного назначения — Горьковской на Волге, Мингечаурской в Азербайджане, Усть-Каменогорской в Казахстане, Верхнесвирской на Свири, Гюмушской в Армении, Камской на Каме, Дубоссарской на Днестре, Нарвской в Эстонии.

Вскоре после войны были восстановлены на полную мощность Баксанская ГЭС на Северном Кавказе, Нивская ГЭС-2 в Мурманской обл., Кондопожская ГЭС в Карельской АССР и ряд других. В 1947 г. пущено три агрегата восстановленной Днепровской ГЭС имени В. И. Ленина. В 1950 г. она была введена на полную мощность 650 МВт, что на 16% превысило ее довоенную

установленную мощность. Уже в 1947 г. установленная мощность всех ГЭС достигла довоенного уровня.

В 1950 г. было начато строительство Волжской ГЭС им. В. И. Ленина (вблизи Куйбышева) мощностью 2300 МВт со среднегодовой выработкой около 11 млрд. кВт·ч. В этом же году было принято решение о строительстве Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС (вблизи Волгограда) мощностью 2540 МВт со среднегодовой выработкой 11,1 млрд. кВт·ч, Каховской ГЭС на Днепре и Цимлянской ГЭС на Дону. В начале 60-х годов обе Волжские ГЭС были крупнейшими в мире. Они явились базой при формировании Единой энергетической системы (ЕЭС) европейской части СССР. Зарегулированный их водохранилищами волжский сток позволил решить проблему орошения плодородных земель в Волгоградской области. В результате создания водохранилища Каховской ГЭС и строительства Южно-Украинского и Северо-Крымского каналов вода Днепра стала использоваться для орошения земель Южной Украины и Крыма.

В 1954 г. началось строительство Кременчугской, а в 1956 г.— Днепродзержинской ГЭС на Днепре. В эти же годы была пущена Камская ГЭС и было начато строительство Воткинской ГЭС на Каме. Всего за 1946—1958 гг. было введено в эксплуатацию 63 гидроэлектростанции общей мощностью 9600 МВт.

Вторая половина 50-х годов характеризуется началом широкого освоения богатейших водных ресурсов восточных районов страны. В 1958 г. была введена на полную мощность Иркутская ГЭС на Ангаре. В 1955 г. началось строительство Братской ГЭС на Ангаре мощностью 4100 МВт со среднегодовой выработкой электроэнергии 22,9 млрд. кВт·ч (введена на полную мощность в 1961 г., а после реконструкции генераторов ее мощность была доведена до 4500 МВт) и Красноярской ГЭС на Енисее мощностью 6000 МВт (самой мощной в мире в то время) со среднегодовой выработкой 20,4 млрд. кВт·ч. В ее машинном зале установлено 12 агрегатов по 500 МВт каждый (почти 10 Волховских агрегатов в одном).

За годы восьмой и девятой пятилеток было введено ГЭС общей мощностью 18 300 МВт. В 1975 г. суммарная мощность ГЭС страны составила 40 158 МВт, а выработка электроэнергии — 126 млрд. кВт·ч. Непрерывно происходил процесс концентрации мощности ГЭС. В 1975 г. в эксплуатации находилось 19 гидроэлектростанций мощностью каждая свыше 500 МВт, их мощность составляла 68% всей мощности ГЭС страны.

В этот же период были построены Киевская ГАЭС мощностью 225 МВт и опытная приливная электростанция — Кислогубская ПЭС мощностью 400 кВт.

В 1974 г. вошли в строй первые агрегаты Усть-Илимский ГЭС на Ангаре, а в 1979 г. ее установленная мощность достигла 3840 МВт. В 1975 г. начали работу первые агрегаты Зейской ГЭС на Зее на Дальнем Востоке.

Успешно развивается строительство крупных ГЭС в республиках Средней Азии. В 70-е годы вступили в действие в Таджикской ССР Нурекская ГЭС мощностью 2700 МВт, в Узбекской ССР Чарвакская ГЭС мощностью 600 МВт, в Казахской ССР Капчагайская ГЭС мощностью 434 МВт и др. Водохранилища этих ГЭС имеют большое значение для орошения земель.

Советские гидроэнергетики освоили проектирование, строительство и эк-

сплуатацию ГЭС в самых различных климатических и геологических условиях. В условиях Крайнего Севера на вечной мерзлоте были построены Мамаканская, Вилюйская, Усть-Хантайская и Колымская гидроэлектростанции.

Развитие гидроэнергетики в X пятилетке проходило более высокими темпами, чем в IX, что было вызвано необходимостью рационализации топливно-энергетического баланса. Почти весь ввод мощности, запланированный на этот период, был осуществлен на гидроэлектростанциях, строительство которых было начато в предыдущие годы. К началу 1981 г. было введено ГЭС мощностью 12 100 МВт, из которых 70% приходится на долю восточных районов страны. Начато сооружение более 10 ГЭС общей мощностью 12—16 млн. кВт. В декабре 1985 г. введен 10-й агрегат на Саяно-Шушенской ГЭС, установленная мощность которой достигла проектной — 6400 МВт.

Развитие гидроэнергетики на XI пятилетку и более отдаленную перспективу было определено принятыми XXVI съездом КПСС «Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 г.» Задания до 2000 г. определяет также Энергетическая программа СССР, утвержденная в 1983 г.

Согласно этим документам в XI пятилетке в европейской части СССР гидроэнергостроительство было направлено на завершение работ по освоению энергоресурсов Волги, Камы, рек Северного Кавказа и Закавказья и создания здесь надежных маневренных электростанций (ГАЭС) для покрытия пиковых нагрузок энергосистем. Завершилось строительство Чебоксарской ГЭС на Волге (1404 МВт), Нижнекамской ГЭС (1248 МВт) на Каме, Саяно-Шушенской ГЭС (6400 МВт) на Енисее и ряда других крупных ГЭС в Закавказье и Средней Азии.

Началось строительство Рогунской ГЭС мощностью 3600 МВт на Вахше, Богучанской ГЭС мощностью 3000 МВт на Ангаре и ряда других крупных ГЭС в восточных районах страны.

Подчеркнем еще раз, что при сооружении гидроэлектростанций последовательно соблюдался принцип комплексного использования водных ресурсов, заложенный еще в плане ГОЭЛРО.

В послевоенный период проектирование гидроэлектростанций Минэнерго СССР было сосредоточено в двух проектных организациях — «Гидропроект» и «Гидроэнергопроект». В 1962 г. эти организации были объединены и был создан Всесоюзный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект», которому впоследствии было присвоено имя одного из виднейших гидротехников страны С. Я. Жука. В настоящее время этот институт ведет проектирование средних и крупных ГЭС не только Советского Союза, но и ряда зарубежных стран и одновременно осуществляет надзор за строительством. Так, при его участии в проектировании и строительстве был введен в строй один из крупнейших гидроэнергетических объектов Африки — Асуанская ГЭС мощностью 2100 МВт. Институт «Гидропроект», который в 1980 г. отметил свое 50-летие, пользуется заслуженной славой крупного научного и проектного центра не только у нас в стране, но и далеко за ее пределами.

Принятый XXVI съездом КПСС и подтвержденный Энергетической программой СССР курс на ускоренное развитие производительных сил страны и в первую очередь восточных районов поставил новые задачи перед советс-

кой энергетикой. Они определялись не только соответствующими приростами мощности и выработки электроэнергии, но и определенными качественными показателями, обеспечивающими наиболее рациональные и экономичные пути достижения заданных количественных рубежей. К таким показателям прежде всего относится структура вводимых новых мощностей.

Реализацию поставленных задач предполагалось осуществлять по следующим направлениям:

обеспечение практически всего прироста производства электроэнергии в европейской части страны за счет строительства атомных электростанций (АЭС);

повсеместное развитие гидроэнергетики, роль которой на новом этапе значительно возрастает;

строительство мощных тепловых электростанций (ТЭС) в восточных районах на базе дешевых углей, добываемых открытым способом, и попутного газа Тюмени;

создание сверхдальних линий электропередачи сверхвысокого напряжения для транзита энергии из отдаленных районов в центры энергопотребления;

дальнейшее совершенствование и завершение формирования Единой энергетической системы (ЕЭС) СССР.

В решении перечисленных задач советская энергетика добилась следующих успехов. В 1985 г. в стране было выработано 1545 млрд. кВт·ч электроэнергии, в том числе на ТЭС 1163,6 (75,3%), на АЭС 167,4 (10,8%) и на ГЭС 214 (13,9%) млрд. кВт·ч. Установленная мощность ГЭС к концу пятилетки составила 61 706 МВт (19,6%), а прирост ее за период 1981—1985 гг. составил 9163 МВт.

На этом этапе возросшая необходимость смягчения напряженности топливно-энергетического баланса страны, а также обеспечения надлежащего уровня надежности и живучести развивавшейся ЕЭС СССР повысила роль гидроэлектростанций в электроэнергетике (подробнее см. гл. 5), развитие которой будет важно и в перспективе.

В успешном решении широкого диапазона гидроэнергетических и гидротехнических проблем при комплексном использовании водных ресурсов ведущую роль сыграли проектные и научно-исследовательские организации страны, деятельность которых получила широкое признание и за рубежом. По проектам советских инженеров, под их руководством и с помощью Советского Союза осваиваются гидроэнергетические ресурсы в развивающихся странах Азии, Африки и Латинской Америки, где в сложных условиях построен ряд крупных гидроэнергетических и гидротехнических объектов. В настоящее время в СССР научными исследованиями в области гидроэнергетики, гидротехники и комплексного использования водных ресурсов занимаются более 70 организаций, среди них Всесоюзный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект» имени С. Я. Жука с филиалами в республиках и крупных городах, Энергетический институт имени Г. М. Кржижановского, Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики, Всесоюзный государственный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект», Всесоюзный научно-исследовательский институт гидротехники имени Б. Е. Веденеева, институты АН СССР

и союзных республик, ряд высших учебных заведений и другие центральные и республиканские проектные и исследовательские институты и организации.

«Введение в специальность». Воспитание специалиста начинается в институте с момента, когда бывший абитуриент пришел на первую лекцию. В этом отношении очень важен весь первый курс. Именно в этот период студент получает более конкретное представление о своей будущей специальности.

Но значение изучаемой дисциплины в учебном процессе этим не исчерпывается. При ознакомлении с курсом «Введение в специальность» студент получает первые сведения по общей энергетике, а также первые навыки учебы в вузе. Это помогает ему в дальнейшем лучше ориентироваться при изучении не только специальных курсов, но и общенаучных, а также быстрее адаптироваться к новой терминологии. Это по существу единственный общеэнергетический курс, который ему удастся прослушать в институте.

Изучение данного курса пробуждает экологическое мышление у будущего специалиста и в дальнейшем способствует формированию системы экологического образования, без которого немыслим современный энергетик. В курсе представлены некоторые основы экономических знаний, необходимых инженеру широкого профиля.

От того, насколько студент заинтересуется своей будущей специальностью, с какими чувствами и усилиями он будет учиться дальше, во многом зависит уровень усвоения им знаний, да и вообще его будущая инженерная деятельность. Все это определяет то исключительное значение курса «Введение в специальность», которое он по праву занимает в настоящее время в процессе профессиональной подготовки и воспитания инженерных кадров.

В.2. Из истории специальности «Гидроэлектроэнергетика»

В дореволюционной России мощность гидроэлектростанций не превышала 1% мощности всех электростанций. Однако с развитием энергетики, предусмотренной планом ГОЭЛРО, возникли проблемы по обеспечению экономичности и надежности энергоснабжения потребителей. Для обеспечения надлежащего уровня эксплуатации и монтажа основного оборудования гидроэлектростанции, а также всестороннего обоснования оптимальных энергетических параметров проектируемой ГЭС понадобились специалисты-гидроэнергетики.

Начало подготовки специалистов-гидроэнергетиков, занятых проектированием, строительством, монтажом и эксплуатацией гидроэлектростанций, было положено в конце 20-х годов в МВТУ на строительном факультете, где начал читаться курс гидроэлектрических станций. В то же время аналогичный курс, но в более сжатой форме, начал читаться там же для дипломников на электротехническом факультете, где готовились инженеры-электрики.

Значительное развитие к этому времени получил и второй московский центр

подготовки инженеров-электриков — электропромышленный факультет Института народного хозяйства (ИНХ) имени Г. В. Плеханова. На этом факультете зародились теплотехническая и гидротехническая лаборатории. В ИНХ преподавали известные гидроэнергетики — академик И. Г. Александров и проф. В. М. Малышев.

На базе этих двух факультетов в 1930 г. был образован Московский энергетический институт (МЭИ). В 1933 г. на инженерно-экономическом факультете МЭИ был впервые прочитан курс гидроэнергетики, который включал основы гидрологии, гидротехники, гидромашин и собственно гидроэнергетики.

В 1936 г. на электроэнергетическом факультете МЭИ организуется специализация «Гидроэлектрические станции», для которой читается расширенный курс гидроэнергетики.

В сентябре 1945 г. в МЭИ был открыт первый в стране гидроэнергетический факультет (ГЭФ), деканом которого длительное время был проф. Т. Л. Золотарев. Факультет готовил инженеров-гидроэнергетиков по специальности «Гидроэнергетические установки».

Послевоенный период характеризуется интенсивным развитием гидроэнергетики. Восстанавливаются разрушенные во время войны гидроэлектростанции, строятся новые, разрабатываются проекты каскадного освоения Днепра, Волги, Камы.

Появление специальности «Гидроэнергетические установки», таким образом, было обусловлено всем ходом развития гидроэнергетики в СССР. В 1959 г. ГЭФ был расформирован и подготовка специалистов была переведена на электроэнергетический факультет.

В 1974 г. специальность «Гидроэнергетические установки» была открыта в Новосибирском электротехническом институте. Около 10 лет по аналогичному учебному плану ведется подготовка специалистов в Ташкентском политехническом институте.

В 1978 г. Минэнерго СССР было признано необходимым расширить профиль подготовки инженеров по специальности «Гидроэнергетические установки» в сторону усиления электроэнергетического цикла учебных дисциплин. После соответствующего решения Минвуза СССР и изменения учебных планов специальность стала называться «Гидроэлектроэнергетика», а присваиваемая выпускникам квалификация — инженер-гидроэлектроэнергетик.

С этого же времени специалистам-гидротехникам, выпускаемым на гидротехническом факультете в Ленинградском политехническом институте (ЛПИ) им. М. И. Калинина, стала также присваиваться квалификация инженера-гидроэлектроэнергетика, хотя профиль подготовки их строительный.

В становлении и дальнейшем развитии этой специальности большую роль играла и играет кафедра гидроэнергетики МЭИ как базовая кафедра Государственного комитета СССР по народному образованию. Разработанные ею учебный план и программы профилирующих дисциплин лежат в основе подготовки специалистов в указанных выше вузах. В этих вузах широко используются выпускаемые кафедрой гидроэнергетики МЭИ учебники, учебные и методические пособия.

С 1988 г. кафедра гидроэнергетики МЭИ стала называться кафедрой гидроэнергетики и электроэнергетики возобновляемых источников. Основная

специальность «Гидроэлектроэнергетика» получила 4 специализации: гидроэлектростанции, насосные станции, кибернетика энерговодохозяйственных систем и комплексное использование возобновляемых источников энергии. Разработаны соответствующие учебные программы.

В.3. Научиться учиться в новых условиях

Известно, что главным достоянием любого государства являются не только располагаемые им природные ресурсы, но и интеллектуальное богатство. В сфере производства оно прежде всего представляется инженерным корпусом, способным к творческой деятельности. В последние годы число представителей интеллектуальных профессий в стране не уменьшилось. Однако престиж инженерной деятельности в это время непрерывно снижался. Главные причины этого лежат в самой системе использования инженеров, явившейся в свою очередь печальным следствием валового планирования подготовки специалистов, низведением роли инженера до уровня учетчика, делопроизводителя, техника и даже лаборанта. Сложилось парадоксальное положение — специалист после окончания вуза перестает заниматься тем, чему его там учили, упал спрос на его знания. Конечно, немаловажное значение во всем этом имела и сложившаяся в последние два десятилетия система подготовки специалистов с высшим образованием. Отметим здесь только то, что с 50-х годов, когда в стране произошел качественный скачок в области науки и техники, начался негативный процесс — доля отчислений на высшую школу стала снижаться.

С чего начинается инженер? Процесс становления инженера начинается еще задолго до того, как абитуриенты станут студентами. Интерес к будущей профессии пробуждается с первых детских увлечений: сделать свой велосипед более совершенным, создать какой-либо прибор, радиоприемник или вообще изобрести такой перпетуум-мобиле, без которого непонятно, как до сих пор человечество еще не погибло. В юности это стремление проявляется в более глубоком познании окружающего мира, насыщенного техникой, в осмыслении своей роли в этом мире.

И школа в этот период должна выработать у учеников такие качества, которые впоследствии понадобятся для успешной работы в трудовом коллективе: воспитать привычку к труду, вкус к творчеству, сформировать высокую нравственность будущего специалиста и гражданина. Разумеется, что не последнюю роль в этом должны играть и родители.

По окончании школы молодые люди должны уже четко представлять себе, какой путь выбрать. Ошибка здесь может привести к тяжелым жизненным травмам. Для ребят, идущих в вуз с производства, эта проблема по понятным причинам практически отсутствует.

Если потребность в творческой интеллектуальной деятельности у бывшего школьника не появилась, ему не следует стремиться и стать инженером. Учеба в институте в этом случае становится мучительной обузой, и если все-таки студент вуз закончит, то полноценным специалистом он все же не станет и лишь займет место, ему не соответствующее.

Но вот выбор дальнейшего жизненного пути так или иначе сделан и бывший школьник стал студентом. Приступая к занятиям в институте, необходимо помнить, *что учение — это труд, и труд тяжелый.* Научиться трудиться в институте должен каждый студент независимо от его способностей. При этом в зависимости от здоровья, характера и других личных качеств этот труд может иметь разные формы, интенсивность и содержание. Для кого-то он может оказаться и непосильным. Тогда с поступлением в институт, видимо, произошла ошибка и, пока не поздно, следует переориентировать свою жизнь. Основная задача вуза — *дать студенту фундаментальные знания, научить его самостоятельно учиться далее и, более того, помочь осознать это как потребность и, если хотите, привить вкус.*

В постановлении ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О мерах по коренному улучшению качества подготовки и использования специалистов с высшим образованием в народном хозяйстве» (1987 г.) дано точное понимание сложившейся ситуации и представлены основные направления коренного улучшения качества подготовки специалистов. Они являются чрезвычайно важными, поскольку современный специалист должен обеспечить необходимые темпы научно-технического прогресса — основы ускорения социально-экономического развития страны.

Чтобы выпускник вуза отвечал указанным требованиям народного хозяйства, необходимо так строить учебный процесс, чтобы он обеспечивал сочетание фундаментальности общей подготовки с высокой квалификацией инженера, способного решать задачи и проблемы конкретного производства. При этом фундаментальность обеспечивается соответствующим уровнем изучения как дисциплин общеобразовательного цикла, так и других дисциплин, определяющих в конечном счете профиль подготовки и необходимые качества высококвалифицированного инженера.

Каждую изучаемую дисциплину можно образно представить в виде некоторой физической модели, имеющей в центре ядро (теоретические основы которого более или менее постоянны) и деформирующуюся внешнюю оболочку, отражающую состояние дополнительной, изменяющейся и необходимой для использования информации. Тогда суть повышения профессиональной компетентности в процессе подготовки инженера в соответствии с новыми достижениями научно-технического прогресса будет сводиться к введению новых дисциплин, отража-

ющих его состояние. При этом состав этих дисциплин и их учебные программы время от времени пересматриваются и по предложению выпускающей кафедры утверждаются Ученым советом факультета. Формы изучения этих дисциплин могут быть различными, но непременно с отражением в них самостоятельного творческого начала вплоть до обучения по индивидуальным учебным планам и программам.

Весь учебный процесс в техническом вузе условно разделяют на три самостоятельных, но связанных между собой цикла.

Первый цикл — общеобразовательный. Главная задача его — такое усвоение студентами фундаментальных дисциплин, которое развивало бы у них активное, творческое мышление. Для достижения этого большое внимание уделяется прикладной, практической стороне дисциплин (лабораторные работы, самостоятельные занятия, рефераты и т. п.). Программы этих дисциплин тесно связаны с последующими дисциплинами и профилем специальности.

Второй цикл — цикл общеинженерных дисциплин, целью которого является придание подготовке специалиста необходимую широту образования, обеспечивающую не только требуемую базу для изучения профилирующих дисциплин, но и инженерную образованность вообще. Здесь большое внимание уделяется творческой стороне обучения, в основе которой лежат различные формы самостоятельных занятий.

Наконец, третий цикл — цикл профилирующих дисциплин. Он охватывает последние 1,5—2 года обучения и, с одной стороны, обеспечивает широкий профиль подготовки, а с другой — высокую квалификацию инженера данной отрасли техники. Здесь творческое начало процесса образования развивается как за счет выполнения курсовых проектов и привлечения студентов к научно-исследовательской работе выпускающей кафедры, так и за счет производственной деятельности во время преддипломной практики по месту распределения.

Вовлечение студента в самостоятельную творческую научную или производственную деятельность позволяет своевременно овладевать новейшими научно-техническими достижениями в своей области, что повышает квалификацию выпускника, ликвидирует объективно существующий разрыв между стабильными курсами и уровнем развития научно-технического прогресса, в результате чего в конечном счете резко сокращаются сроки адаптации выпускника при вступлении его в производственную деятельность. В современных условиях институт должен не только обеспечить своих выпускников профессиональными знаниями, но и *научить их самостоятельно на высоком уровне профессиональности ими пользоваться.*

Важнейшей составной частью фундаментальности образования, высокого уровня профессиональной ориентации и комму-

нистического воспитания студентов является мировоззренческая подготовка. Мировоззрение студентов формируется под воздействием многих факторов, и среди них большое значение имеют гуманитаризационные аспекты научно-технического прогресса, отражаемые в лекционных курсах.

Таким образом, самостоятельная творческая работа студента является одной из особенностей организации учебного процесса в новых условиях, и он должен не только научиться этому, но и развить в себе все возрастающую потребность к ней. Ныне плодотворная деятельность инженера, если он не хочет потерять приобретенную в институте квалификацию, немыслима без непрерывного самообразования. Весь смысл образования, таким образом,— в его непрерывности. *Нельзя выучиться однажды и на всю жизнь.*

В процессе перестройки высшего образования немало делается для того, чтобы научить студента учиться эффективно. Большое внимание при этом уделяется организации самого учебного процесса.

Существуют три основных вида учебных занятий: лекции; практические занятия, включающие в себя упражнения, семинары и лабораторный практикум; самостоятельные исследовательские работы. Каждая из этих составляющих требует своего подхода со стороны обучающих и обучаемых и в своем единстве обеспечивает систему знаний и развитие навыков самостоятельной работы студентов.

Лекции относятся к одному из наиболее важных и ответственных видов учебного процесса. В историческом плане они являются первой организационной формой обучения. В современных условиях выдвигается требование, чтобы лекции носили проблемный характер, способствовали углубленной самостоятельной работе студентов.

Основной задачей лекции является, таким образом, *передача такой информации, которая определяет и формирует знание изучаемой дисциплины и тем самым создает основы и потребность у студентов самостоятельной работы.*

Вместе с тем лекции имеют огромное воспитательное значение. Лекции квалифицированного и умелого педагога не только прививают любовь к изучаемой дисциплине и специальности, но и повышают общую культуру слушателей, воспитывают в них требовательность и принципиальность в оценке окружающих событий, высокий патриотизм.

Можно дискутировать о том, как ранжировать в порядке значимости эти задачи. Ясно, что они не должны решаться в отрыве от конкретных условий, определяемых общими задачами данного учебного заведения, местом лекций в изучаемом курсе, составом слушателей и рядом других факторов.

Здесь не будем рассматривать лекции с позиции методологии

их построения, формы изложения и информативности. Не умаляя важности этих вопросов, считаем, что они подлежат отдельному обсуждению.

Будем считать, что лекции отвечают всем отмеченным требованиям, и рассмотрим другую сторону: что должен сделать сам студент, чтобы получить более глубокие знания. Иными словами, как нужно слушать лекции, как лучше вести их запись?

Необходимо прежде всего усвоить, что правильное слушание лекции значительно сокращает труд студента по пониманию, а следовательно, и по приобретению знаний изучаемой дисциплины. Слушая лекцию, нужно стремиться уяснить суть материала, а не бездумно механически записывать то, что говорит и записывает на доске лектор. Необходимо понимать, какой смысл он вкладывает в свои записи, чувствовать логику, ход мыслей, различать главное и второстепенное. Простое списывание без должного понимания объективно ведет к зазубриванию, что не способствует приобретению знаний.

В тех случаях, когда содержание лекции становится непонятным, теряется логика изложения, надо задать лектору надлежащий вопрос и попросить дополнительного разъяснения. Такого рода внешняя активность слушателей вообще повышает интерес к лекции и тем самым способствует лучшему уяснению ее содержания.

Активность слушателей может проявляться и в другой форме. Речь идет о том, чтобы слушать и воспринимать лекции с известной мерой собственного творчества, критически осмысливая подаваемую информацию с позиции ее физической сущности, а может быть, и перспектив практического использования. Лектор это прекрасно чувствует и тогда читает, что называется, с «огоньком», более содержательно и доходчиво. *Лекция тогда читается успешно, когда она отражает активное сиюминутное и непосредственное отношение к ней слушателей.*

Конечно, большое значение имеет профессиональное мастерство лектора, но одного его недостаточно. Требуется и студенческое участие. Для того чтобы лекцию слушать активно, к ней нужно прежде всего готовиться. Готовиться не в том смысле, что предварительно проработать с привлечением литературы материал предыдущей лекции. Это было бы, разумеется, хорошо, но для этого у современного студента просто нет времени. Речь идет о другом. Накануне очередной лекции необходимо уделить 20—30 мин обдумыванию содержания предыдущей. Опыт показывает, что у многих отличников это становится не только привычкой, но и потребностью. Во всяком случае, по отношению к наиболее трудным общеобразовательным и профилирующим дисциплинам. По отзывам студентов такая подготовка к лекции дает определенный настрой на активное восприятие преподносимой информации.

Стимулом к этому являются и своеобразные «разминки», устраиваемые некоторыми преподавателями в начале своей лекции. Задавая аудитории вопросы по материалу предыдущей лекции и анализируя ответы, преподаватель отвлекает тем самым студентов от «переживаний», полученных от предлекционной информации, и дает определенный «настрой» на восприятие нового материала.

Однако и в этом случае студенты (в своих же интересах) должны помогать, а не препятствовать лектору провести «разминку» с наибольшей пользой. Трата на нее 5—10 мин с лихвой окупается повышенным восприятием дальнейшего материала.

Лекция — это напряженный труд для преподавателей и студентов. И тот и другой устают, и оба нередко нуждаются в кратковременном отдыхе. Преподаватель, чувствуя, что такое состояние наступает, нередко устраивает некоторую умственную разрядку, переключает внимание слушателей на более легкий и второстепенный материал, носящий или частный, или иллюстрационный характер, а то и просто допуская некоторый каламбур. Студент сам должен научиться своеобразным «передышкам» во время лекций, усматривая для этого подходящие моменты, когда в ходе изложения материала можно свои записи проводить чисто механически или вообще их не делать.

Итак, слушать лекции надо уметь, но не менее важно научиться их правильно записывать. Хороший студенческий конспект — это основа для успешной сдачи экзаменов.

Конспектирование лекций очень благоприятствует запоминанию услышанного и увиденного, однако для этого конспект лучше вести, записывая содержание (основной смысл) лекции своими словами, а не стремиться к дословному повторению речи лектора.

Некоторые студенты считают, что при наличии учебников и другой технической литературы нет необходимости вести конспект. Это мнение совершенно неверное, так как при этом студент, лишая себя активной работы на лекции, вынужден больше затрачивать времени на последующее изучение дисциплины. Неправильна, конечно, и другая крайность, когда считается, что конспект может полностью заменить учебник. *Никакая лекция не в состоянии дать того, что дает книга.*

Для конспектирования лекций следует овладеть некоторыми простыми навыками и соблюдать ряд правил.

Надо, во-первых, по каждой дисциплине иметь свою тетрадь и конспектировать в ней только лекции данной дисциплины и не делать записи, относящиеся, скажем, к практическим занятиям. Для них должна использоваться отдельная тетрадь.

Запись лекции следует вести на одной странице, оставляя поля, с тем чтобы потом в процессе проработки материала

к практическим занятиям или экзамену можно было делать различные замечания и дополнительные записи.

Конечно, каждый студент может иметь свой стиль и свою манеру записи, но никогда не следует, как мы сказали, стремиться вести дословную запись. Без знания приемов скорописи это невозможно, да и ни к чему. Вместе с тем следует пользоваться личными условными обозначениями, сокращениями и общепринятыми символами, ускоряющими запись. Не следует, например, писать «коэффициент полезного действия», достаточно — КПД, вместо «больше» — значок > и т. д. В тех случаях, когда лекции сопровождаются показом наглядных пособий — плакатов, слайдов, моделей, кинофильмов и т. п., не следует записывать все, что увидел. Необходимо отмечать лишь основное, что дополняет только что высказанную мысль лектора.

Лекции отводится ведущая роль в учебном процессе высшей школы, но нельзя вместе с тем не принимать во внимание, что *лекция может обеспечить усвоение материала только на уровне ознакомления, общей ориентировки в предмете изучения.* Полученные на лекциях знания должны быть расширены, углублены и закреплены на практических занятиях и самостоятельно.

«Практические занятия» — термин собирательный и, как мы помним, включает в себя упражнения, семинары, лабораторные работы и различные виды практикума (иногда к практическим занятиям относят только упражнения и семинары). Они предназначены разъяснять на конкретных примерах, расчетах, опытах на различных лабораторных стендах и установках те общие положения, которые сообщены на лекциях. Практические занятия должны эффективно способствовать проявлению творческих наклонностей студентов. Они должны развивать в студенте способности и умение самостоятельно работать. Таким образом, значимость в учебном процессе практических занятий очень высокая.

Основным отличием практических занятий от лекций является, в конечном счете, характер взаимодействия участников учебного процесса. На лекциях нет того преобладания собственной активности студентов, направляемой преподавателем, которое так свойственно практическим занятиям. Вместе с тем последние отличаются от самостоятельной работы студентов большей степенью непосредственного управления со стороны преподавателя.

Практические занятия проводятся по большинству изучаемых дисциплин, и эффективность их определяется прежде всего *совершенством взаимодействия обучающего и обучаемых — преподавателя и студентов.* В этом плане преподаватель при проведении практических занятий должен учитывать уровень развития и знаний студентов.

Упражнения и семинары имеют различные формы и методы их проведения. Однако суть одна: преподаватель так или иначе

поощряет участников к активному мышлению, но обеспечивает твердость руководства своей эрудицией, логикой и личными качествами. Нетрудно видеть, что активное мышление и участие каждого и всех в таких занятиях возможны лишь в том случае, если *все участники их в должной мере к ним подготовятся.*

Вместе с тем семинар, например, не может быть успешным, если содержание сообщаемой на нем информации не соответствует научности и идейности преподавания, не связано с предыдущим материалом и не перспективно. Такой семинар обычно переходит в бессодержательную беседу, участниками которой становятся лишь наиболее уверенные в себе студенты, любящие «поговорить вообще». Но такая же картина может возникнуть и по вине самих студентов, если они, нарушив свой долг, пришли на занятия, не выполнив домашнее задание.

Не менее значима роль лабораторных работ в процессе познания. Они, так же как и упражнения и семинары, призваны закреплять и расширять знания, полученные на лекциях. Работая в лаборатории, студент воочию может убедиться в правильности, например, указанной на лекции той или иной математической модели, описывающей рассматриваемый процесс. Наконец, студент, собирая схему эксперимента и работая над ней, получает определенные навыки владения инструментами и приборами.

Эффективность каждой лабораторной работы зависит в первую очередь от того, как студент подготовился к ней, насколько он понимает цель, пути и средства достижения ее, т. е. от того, насколько он понимает теоретические основы проводимого исследования. *Итак, чтобы практические занятия проходили с наибольшей отдачей, к ним необходимо также как следует готовиться.*

После каждого семестра процесс обучения заканчивается экзаменационной сессией. Экзамены нужны не только для оценки знаний. В период подготовки к экзаменам студент как бы делает обзор всему курсу, обогащает свои знания, приводя их в определенную систему.

На экзамены отводится 3—4 недели. Им предшествует сдача зачетов. Зачеты сдаются главным образом по материалам практических занятий. При этом если студент в течение семестра работал систематически и своевременно завершил все текущие работы, зачет лишь определяется соответствующей записью в зачетной книжке без специального опроса. *К экзаменам допускаются только те студенты, которые сдали зачеты.*

Подходя к экзамену, студент должен не только знать наизусть основные формулы, определения и постулаты, но, самое главное, понимать их суть и возможности использования для объяснения рассматриваемых явлений. Это не значит, что нужно стремиться заучивать (зазубривать) весь материал курса. *Без*

понимания и умения применять заученное для объяснения рассматриваемого явления нет знания предмета.

Готовиться к экзаменам и сдавать экзамены надо тоже уметь. Конечно, каждый студент со временем отрабатывает свою систему подготовки к экзаменам, но есть некоторые общие положения, которые необходимо знать первокурснику и выполнять их во время учебы в институте.

Для начала следует твердо усвоить, что *успех экзамена определяется прежде всего не подготовкой к нему за несколько дней до сессии, а систематической и равномерной работой над предметом в течение семестра.* Если студент плохо посещал лекции или не принимал активного участия (вследствие систематической неподготовленности) в практических занятиях и не выполнял вовремя домашних заданий, то он вынужден будет усиленно работать в предсессионные дни, и так как это делается «авралом», часто с недосыпанием, к сессии такой студент почти всегда приходит со слабыми знаниями и уже изрядно уставшим. Добросовестный студент, регулярно работая в семестре, никогда не трудится по ночам. В этом просто нет необходимости.

Предсессионная усталость приводит к тому, что результатом экзаменов становятся низкие оценки, а то и двойки. Если нерадивому студенту как-то удалось более или менее благополучно «проскочить» сессию, то необходимых знаний предмета у него нет и быть не может, а последствия перегрузки рано или поздно скажутся.

К сожалению, много раз приходилось видеть, как совершенно здоровые молодые люди в начале семестра в результате неправильной организации своей учебы приходят к концу экзаменационной сессии опустошенными и измученными духовно и физически и в сущности больными. Если к тому же такой студент имеет задолженности по экзаменам, то у него нет возможности хорошенько отдохнуть в каникулы (должен вновь готовиться и сдавать повторно экзамены). Поэтому в следующем семестре, особенно если он начинается после коротких зимних каникул, студент остается без стипендии и с ослабленным здоровьем. Нередко все это заканчивается академическим отпуском с повторным обучением на этом же курсе, а в более тяжелых случаях — исключением из института за неуспеваемость.

Но дело, разумеется, не только в том, что будет плохо сдана сессия. Она в конце концов не самоцель. Гораздо хуже то, что у таких студентов профессиональные знания по выходе из института значительно слабее, чем у остальных. А нынче уже нередки случаи, когда в Государственной комиссии по распределению молодых специалистов «троечника» не так просто трудоустроить. Что ж, представителей заинтересованных организаций в век научно-технического прогресса можно понять. Тем более что в новых условиях хозяйствования вуз вступает

и в новые отношения с производством — заключение договоров-заказов на определенного специалиста.

Итак, чтобы успешно сдавать экзамены, а точнее, *чтобы получить хорошие и твердые знания, необходимо учиться систематически, выполняя в срок все задания.*

Сам по себе экзамен требует затрат определенных умственных и физических усилий. Неизбежны и «предстартовые» волнения. Но все же следует иметь в виду, что экзаменатор настроен доброжелательно к экзаменующемуся и, если последний обладает необходимыми знаниями (студент это и сам чувствует, хотя и с некоторой переоценкой глубины), случайности практически исключены и волноваться, собственно, не следует.

В каких случаях ставятся неудовлетворительные оценки? Их всего два: студент не знает материала или знает (зазубрил), но совершенно не понимает существа предмета.

Может быть, не следовало бы останавливаться еще на некоторых достаточно тривиальных вопросах экзаменационной этики, но, к сожалению, случаи, их характеризующие, еще встречаются, проявляясь в неприглядной форме. Речь прежде всего идет о списывании на экзаменах, что наблюдается в институтской практике достаточно редко. Списывать — это значит встать на путь обмана себя и преподавателя. Это недостойно честного человека, ведет к снижению квалификации специалиста и потому недопустимо. Преподавателю, как человеку, глубоко понимающему процесс экзамена, не составит труда представить характер источника ответа студента, и поэтому итог экзамена получится плачевным.

Второй вопрос касается «вымаливания» повышенных оценок. Как неприятно выслушивать просьбу, обычно, кроме честолюбия, ничем не обоснованную, спросить «еще что-нибудь» для повышения отметки. Как неприглядно выглядит такой студент в глазах преподавателя и своих товарищей. Если подобное поведение становится для такого студента типичным, то оно вызывает отталкивающее чувство к нему.

Заслуженную оценку, даже если она неудовлетворительная, надо воспринимать, не теряя достоинства и, если хотите, с честью.

Отметим еще один общий вопрос воспитания специалиста. Учеба в институте, как вы теперь представляете,— важнейший элемент процесса воспитания, где взаимосвязаны и мысль, и намерение, и поступок. Немаловажное значение имеет также общественная деятельность студента в институте.

Каждый студент должен отдавать себе отчет в том, что где бы ни пришлось ему работать после окончания института, он никогда не будет трудиться один, а всегда в коллективе, причем нередко во главе коллектива. Инженер должен уметь организовать людей, воодушевить их на выполнение поставленной задачи, уметь понять их запросы, нужды, способности и требо-

вать исполнения ими своих обязанностей. Инженер должен иметь в коллективе не только научно-технический, но и общественный авторитет.

Все эти ценные качества формируются в институте при активном участии в общественной жизни студенческого коллектива и окончательно утверждаются в результате повышения знаний и умелого их использования на производстве, а также приобретения опыта. В общественной жизни всегда необходимо принимать участие. Умелое выполнение поручений коллектива не мешает, а наоборот, помогает в учебе, разнообразит жизнь, отдых и в конечном счете повышает удовлетворение от учебы.

Таковы наши общие советы и рекомендации. Однако они не могут быть догмой, пригодной для любого лица и в любых условиях. Поэтому необходимо изучать свои способности, наклонности, черты характера и применительно к ним выработать свой стиль учебы и работы в институте.

Глава 1

ЧЕЛОВЕЧЕСТВО И ЭНЕРГЕТИКА

1.1. Демографические аспекты будущего

Численный рост населения неизбежно влечет за собой возрастание потребления всех видов ресурсов, соответствующий рост объема производства и вытекающее отсюда усиление всех видов воздействия человека на окружающую среду. При этом темпы прироста населения непрерывно увеличиваются (табл. 1.1).

Таблица 1.1. **Динамика численности населения Земли**

Период, годы	Численность населения, млн. чел.	Время удвоения численности, лет	Период, годы	Численность населения, млн. чел.	Время удвоения численности, лет
До нашей эры			Наша эра		
			0—900	160—320	900
7000—4500	10—20	2500	900—1700	320—600	800
4500—2500	20—40	2000	1700—1850	600—1200	150
2500—1000	40—80	1500	1850—1950	1200—2500	100
1000—0	80—160	1000	1950—1990	2500—5000 (прогноз)	40

В 1820 г. население нашей планеты составляло 1 млрд. человек. Потребовалось немногим более 100 лет для его удвоения (1927 г.). Прирост населения еще на 1 млрд. человек произошел уже за 33 года (1960 г.). Следующий прирост на 1 млрд. человек был достигнут за 15 лет (1975 г.), а последний миллиардный прирост — за 12 лет (к 1987 г.).

Особенно примечателен очень короткий по своей продолжительности в демографической истории человечества период 1950—1980 гг. Он отличается от всех предыдущих периодов наивысшими темпами роста численности населения Земли, которые никогда не отмечались в прошлом и которые, вероятно, никогда не повторятся в будущем. Этот период считается периодом наиболее сильного проявления так называемого демографического взрыва (рис. 1.1).

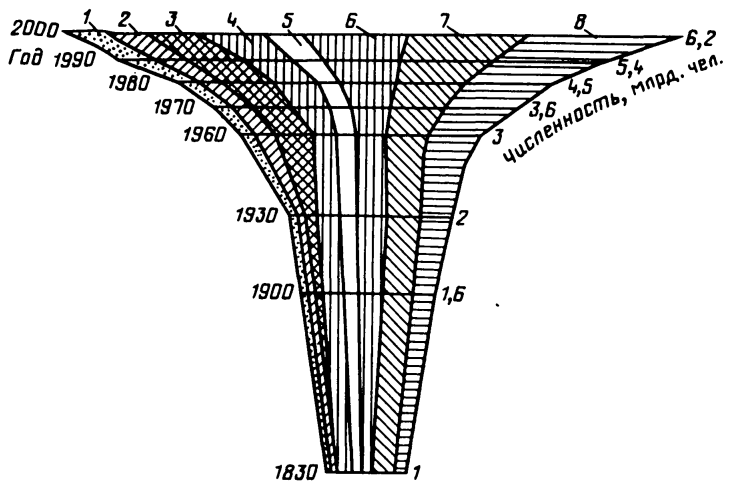


Рис. 1.1. Рост численности населения Земли:
1 — Северная Америка; *2* — Латинская Америка; *3* — Европа без европейской части СССР и Океания; *4* — Африка; *5* — СССР; *6* — Индия; *7* — КНР; *8* — остальная часть Азии

По оценкам экспертов ООН население Земли каждую минуту увеличивается на 150 человек, а за год — более чем на 80 млн. человек. Рубеж в 6 млрд. человек будет достигнут еще до конца нынешнего столетия, а к 3000-му году численность населения Земли достигнет 10,2—10,5 млрд. человек и стабилизируется на этом уровне. При этом увеличение населения на 90% происходит за счет развивающихся стран.

Все это не может не оказывать негативного влияния на весь ход дальнейшего развития цивилизации. Так, большой прирост населения в развивающихся регионах создает серьезные трудности в решении и без того острой продовольственной проблемы в мире. Уже сейчас темпы роста населения Земли значительно превышают темпы увеличения сельскохозяйственного производства и хронический голод испытывают примерно 0,5 млрд. человек и более 1 млрд. человек питаются недостаточно. Хроническая нехватка продовольствия характерна главным образом для развивающихся стран Азии, Африки и Латинской Америки, где ежемесячный прирост населения составляет 5,5 млн. человек. В годы неурожаев недостаток продовольствия в этих странах перерастает в острый продовольственный кризис, умножающий масштабы голода и недоедания.

Если к 2000 г. население Земли составит не менее 6 млрд. человек, то, как утверждают эксперты ООН, это потребует расширения производства пищевых продуктов еще на одну треть только для поддержания нынешнего относительно низкого среднемирового уровня. Если же учесть необходимость удовлетво-

рения потребностей в полноценном качественно сбалансированном питании, то потребуется расширение производства продовольствия к этому времени в 2—3 раза.

Растущее население Земли нужно не только обеспечить продуктами питания, надо снабдить его еще и топливом как источником энергии. Таким топливом в большинстве развивающихся стран служит древесина. *В настоящее время не менее 54% мирового производства древесины идет на топливо.* Спрос на древесное топливо особенно высок в тех развивающихся странах, где высокая плотность населения. В результате на о. Мадагаскар, например, где еще недавно леса покрывали всю его поверхность, сегодня они сохранились лишь на 7% его территории. Многие из 12 000 имеющихся там видов растений (около 7000 из них встречаются только на этом острове) оказались перед угрозой уничтожения. Нечто подобное происходит и в других тропических странах Азии и Африки.

Увеличивающийся спрос на обрабатываемые земли и на древесное топливо имеет негативные последствия не только для населения и окружающей среды, но особенно для животного мира. Так, только в Латинской Америке грозит гибель, как считают, 11% из 3812 видов птиц, 11% из 1234 видов млекопитающих и 5% из 2410 видов рептилий. Такая же картина наблюдается и в тропиках Азии и Африки.

Но в природе имеется целый комплекс взаимоотношений между ее компонентами, обеспечивающими определенное равновесие между ними: уничтожение одного вида растений или живого организма немедленно скажется на условиях существования других. Последствия, возникающие при этой своеобразной цепной реакции, непредсказуемы.

Для поддержания нормальной жизни на Земле необходимо еще, чтобы население было обеспечено соответствующим жизненным пространством, которое, если исходить из современных требований сложившегося уклада жизни и не пытаться обживать космическое, подземное или подводное пространство, естественным образом ограничено. По прогнозам мировое промышленное производство только к концу нынешнего века возрастет в 2,5—3 раза. Это потребует в свою очередь создания огромного числа новых городов с современными жилищами, школами, больницами и т. п. Как утверждают некоторые западные ученые, надо только до конца текущего столетия построить на Земле столько же сооружений, сколько было создано со времен средневековья до второй половины нынешнего века, т. е. в сущности создать «новый мир».

Реальное беспокойство людей вызывает также и то обстоятельство, что человек, изыскивая для себя необходимые жизненные и энергетические ресурсы, ежегодно выносит на поверхность Земли более 4 км^3 горных пород, что можно приравнять

железнодорожному составу длиной 670 тыс. км. Но до 98% этих пород после переработки идет в отходы, захламляя, засоряя и загрязняя окружающую среду. Это в основном только физические загрязнения. Кроме того, есть еще тепловое, химическое, радиоактивное, электромагнитное и другие загрязнения, которые с ростом численности населения любой страны независимо от ее социального строя также возрастают. Все эти вопросы будут более подробно рассмотрены в гл. 4.

Таким образом, *рост народонаселения во многих странах может создать серьезные трудности в их развитии и тем самым в улучшении благосостояния людей.* Рост населения в развивающихся странах оказывает прямое воздействие на промышленно развитые страны. Он теснейшим образом переплетается со всеми вопросами бытия: культуры, образа жизни и мышления, политической власти и социальной структуры общества. Изыскание перспективных жизненных и энергетических ресурсов должны обеспечить и научно-технический прогресс, и развивающиеся новые формы социально-экономических условий жизни.

1.2. Энергетика и энергетические ресурсы

Человек не может существовать, не потребляя энергии. Энергией он обеспечивает свою жизнедеятельность, удовлетворяя потребность в пище, жилье, одежде, комфорте и т. д. Сегодня энергетику справедливо называют движущей силой цивилизации, основной питающей артерией общественного производства. Ее развитие неотделимо от всех направлений деятельности человека. По ее уровню судят об уровне жизни в любой стране. *Нет энергии — нет жизни.*

Потребление энергии в мире под воздействием научно-технической революции, определяющей ныне развитие производитель-

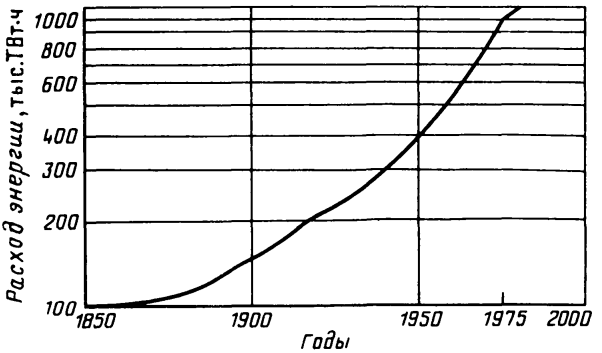


Рис. 1.2. Диаграмма мирового потребления энергии

ных сил, растет непрерывно и высокими темпами (рис. 1.2). Каждым жителем Земли в 1970 г. потреблено 1,9, а в 1980 г.— 2,9 т условного топлива, что в энергетическом (тепловом) эквиваленте составляет соответственно 15 400 и 23 500 кВт·ч. Общее энергопотребление за период 1950—1985 гг. возросло в 4 раза — с 2,9 до 12 млрд. т (в пересчете на условное топливо). Отметим, что в СССР энергопотребление возрастает более чем в 1,5 раза — быстрее, чем в мире в целом.

Вместе с тем известно, что на протяжении всей истории развития человечества темпы роста энергопотребления всегда опережали темпы роста населения. Так, подсчитано, что с 1860 по 1960 г. население планеты выросло в 2,5 раза, а потребление топлива — в 4 раза.

В связи с постепенным исчерпанием легкодоступных, а следовательно, и наиболее дешевых запасов многих видов полезных ископаемых удельное энергопотребление для производства единицы продукции непрерывно возрастает. Такая же картина наблюдается и при решении продовольственной проблемы, в которой при сохранении сегодняшнего уровня питания, присущего высокоразвитым странам, освоение каждого нового гектара из оставшихся менее плодородных земель требует затрат все большего и большего количества энергии.

Не менее острая проблема возникает в связи с обеспечением промышленности, сельского хозяйства и населения пресной водой необходимого объема, качества и в требуемое время. Из имеющихся общих запасов воды в гидросфере $1{,}45 \cdot 10^9$ км^3 на долю океана и непригодных для использования источников приходится 97,8%. Из оставшихся 2,2%, определяющих запасы пресной воды, более 75% сосредоточено в ледниках, примерно 24,5% приходится на глубинные подземные воды и только 0,36% запасов воды легко доступны для человека. Уже сейчас имеются на Земле крупные регионы, испытывающие острый недостаток пресной воды. По мере возрастания ее дефицита потребуется все больше и больше энергии для того, чтобы непрерывно перераспределять естественный сток во времени, а может быть и в пространстве, а также для поддержания необходимого режима ее потребления и качества. Кроме того, предполагается, что возникнет необходимость широкого развития опреснения морской воды и доставки ее к месту потребления, на что также потребуется увеличение энергопотребления.

Наконец, нельзя не отметить необходимость увеличения энергопотребления, связанную с решением общей проблемы охраны окружающей среды (осуществление различных природоохранных мероприятий).

Развитие форм и содержания всех этих проблем будет, естественно, различаться по отдельным странам и регионам и будет также сопровождаться как абсолютным, так и удельным (на

душу населения) ростом энергопотребления. В свою очередь темпы роста удельного энергопотребления будут по-прежнему выше темпов роста населения.

В этой картине не будет исключением и СССР, где по прогнозу к концу XXI столетия численность населения достигнет примерно 400 млн. чел.

Вместе с тем следует отметить, что наблюдавшееся ранее совпадение траекторий экономического роста и развития энергетики в последние годы стало нарушаться. Это обстоятельство явилось следствием того, что энергетические кризисы 1973—1974 и 1978—1981 гг. не только высветили основные проблемы энергетики, но и дали дополнительный импульс развитию научно-технического прогресса, породили новые формы государственной политики — переход на энергосберегающий путь экономического развития, что существенно уменьшило потребление энергии при сохранении темпов экономического развития. Так, например, в развитых капиталистических странах при увеличении на 13% валового национального продукта (ВНП) потребление энергии в 1985 г. оказалось на 6% ниже, чем в 1979 г. В Японии, ВНП которой в 1980—1985 гг. повышался на 4,6% в год, энергопотребление за тот же период не увеличилось. В США в 1970—1985 гг. энергоемкость ВНП снижалась со среднегодовыми темпами 1,75%, и согласно американскому прогнозу эта тенденция сохранится на ближайшие 15—20 лет.

Потребление энергетических ресурсов, прогноз его развития и структуры на период до 2000 гг. даны на рис. 1.3.

Однако чтобы энергия появилась, необходимо затрачивать некоторое количество ресурсов. *Под энергетическими ресурсами будем понимать все природные источники энергии, которые*

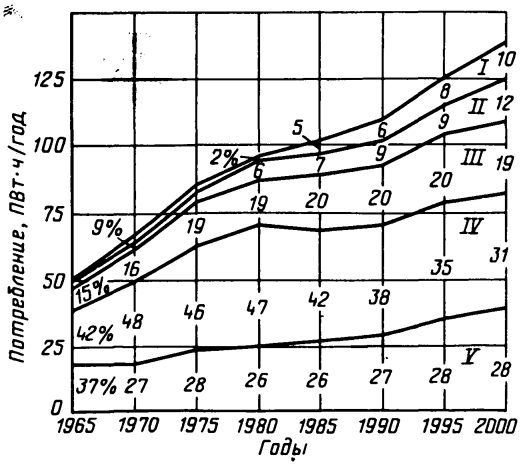


Рис. 1.3. Структура потребления энергетических ресурсов в мире в 1965—2000 гг.:
I — ядерная энергия; *II* — гидроэнергия и прочие возобновляемые ресурсы; *III* — природный газ; *IV* — нефть; *V* — уголь

можно превращать в используемые в настоящее время человечеством те или иные виды энергии.

Энергетические ресурсы, а также все многообразие методов получения и практического использования их для промышленных и бытовых нужд объединяются понятием энергетика. Основатель советской научной школы энергетиков академик Г. М. Кржижановский дал ей такое определение: энергетика в широком смысле слова охватывает сложную совокупность всех видов трансформации энергии — от источников получения природных энергетических ресурсов до приемников энергии включительно (добычу и переработку природных энергетических ресурсов, производство энергии, транспортировку, распределение, потребление).

Энергетика, таким образом, обладает развитыми и глубокими внешними и внутренними связями, т. е. представляет собой сложную систему.

В экономике каждого государства энергетические ресурсы занимают важное место среди других сырьевых ресурсов. Различают энергетические ресурсы:

невозобновляемые, т. е. такие, запасы которых не имеют источников пополнения и постепенно уменьшаются в связи с растущим их потреблением (каменные и бурые угли, нефть, природный газ, горючие сланцы, торф, современное ядерное топливо и т. д.);

возобновляемые, т. е. такие, запасы которых постоянно воспроизводятся (гидроэнергия, энергия ветра, солнца и т. д.).

Различают также по вполне понятным признакам топливные энергоресурсы (топливно-энергетические) и нетопливные, природные (естественные) и побочные (вторичные или искусственные). С течением времени круг используемых энергоресурсов расширяется (см. гл. 7).

Запасы ископаемых ресурсов делятся на балансовые, т. е. такие, которые по своим размерам, качеству и условиям залегания могут использоваться в настоящее время, и забалансовые, которые требуют проведения последующих геологоразведочных и изыскательских работ.

По мере разведанности, изученности, качественному и количественному состоянию, значению для промышленного использования запасы топливно-энергетических ресурсов, как и вообще всяких полезных ископаемых, разделяются на три категории — А, В и С.

К категории А относятся запасы, детально разведанные, вполне установленные и подготовленные для добычи при современном уровне ее технологии, к категории В — запасы геологически обоснованные и относительно разведанные, к категории С — запасы предполагаемые, слабо разведанные, которые определяются приближенно на основании экспертных

оценок, геологических прогнозов и информации, полученной со спутников.

Прогнозы запасов энергетических ресурсов на Земле разноречивы и часто изменяются. Это объясняется не только неполной изученностью недр, в результате чего открываются все новые и новые месторождения источников энергии, но и различием в подходе к их подсчету. В одних случаях учитываются только те запасы, которые в настоящее время использовать целесообразно, в других — достоверно изученные, в третьих — максимально возможные и т. д.

Состав энергетических ресурсов разнообразен и не является раз и навсегда зафиксированным. С развитием науки и техники расширяются знания об источниках энергии, возрастает возможность их получения. Некоторое представление о составе энергетических ресурсов, прогнозной количественной оценке их, а также данные о запасах ныне используемых в энергетике ресурсов и прогнозные перспективы их использования приведены в гл. 7.

Основным источником энергии в настоящее время является органическое топливо (уголь, нефть, газ), доля которого в общем энергетическом балансе мира составляет около 90%. Структура мирового потребления органического топлива в настоящее время следующая: тепловая энергетика, включая теплофикацию,— 30—35%, промышленность (особенно металлургическая, химическая, машиностроительная и стройматериалов) — 30%, транспорт (автомобильный, железнодорожный, воздушный, морской), а также трактора и другие сельскохозяйственные машины — 25—30%, бытовые нужды — 5—10%.

Рассмотрим, как обстоит дело с топливно-энергетическими ресурсами в Советском Союзе. Справедливо считается, что СССР является одной из богатейших стран мира по имеющимся запасам энергетических ресурсов вообще и топливно-энергетических в частности. В конце 70-х годов на долю Советского Союза приходилось 57% мировых запасов угля, более 34% запасов газа, более 50% торфа и горючих сланцев. СССР — единственная страна, которая располагает всеми видами энергоресурсов, полностью обеспечивает ими себя и, более того, имеет возможность поставлять значительные количества их на экспорт.

Рост производства в различные годы всех топливно-энергетических ресурсов, млн. т (в пересчете на условное топливо), в СССР характеризуется следующими данными:

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
237,9	311,2	692,8	1221,8	1571,3	1895,7	2073,1

По территории страны запасы энергетических ресурсов распределены крайне неравномерно, что видно из табл. 1.2. Более 80% топлива и энергии потребляется в европейской части СССР.

Таблица 1.2. **Территориальное распределение потенциальных энергетических ресурсов СССР**

Районы	Всего, %	Виды ресурсов				
		Уголь	Газ	Сланцы	Торф	Гидроэнергия
Европейская часть СССР и Урал	8,7	6,4	27,1	97,0	36,0	19,2
В том числе:						
Северо-Запад	4,4	3,4	5,2	60,2	14,9	2,8
Северный Кавказ, Украина и Молдавия	2	2,5	10,8	—	1,3	5
Восточные районы	91,3	93,6	72,9	3	64	80,8
В том числе:						
Западная Сибирь	12,8	11,4	34	—	57,5	5,4
Восточная Сибирь	47	48,6	5	3	3,1	27,9
Дальний Восток	28,3	29,7	16,2	—	3,4	28,5
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Остановимся отдельно на основных видах органических энергоресурсов.

Уголь. Добыча угля в СССР увеличилась со 165,9 млн. т в 1940 г. до 716 млн. т в 1980 г. В 1985 г. добыча угля составила 726 млн. т, а в 1990 г. она должна достигнуть 780—800 млн. т. Балансовые запасы его на 1976 г. составляли 472 млрд. т, а достоверные — 273 млрд. т, из которых примерно 67% приходится на каменный уголь и антрациты, а 33% — на бурый уголь. Имеются и другие оценки запасов угля, что объясняется в основном учетом иных глубин залегания пластов.

Основными угледобывающими бассейнами страны являются Ленский, Тунгусский, Канско-Ачинский, Кузнецкий, Таймырский, Печорский, Донецкий, Карагандинский, Иркутский, Южно-Якутский, Тургайский, Экибастузский, Подмосковный.

Балансовые запасы угля в Канско-Ачинском бассейне колоссальны (около 115 млрд. т), в Экибастузском — около 9 млрд. т. В этих бассейнах имеются угольные пласты толщиной до 100 м, что является уникальным для угольных разрезов. В таких месторождениях выгоднее добывать уголь открытым способом, что в 5—6 раз дешевле, чем при шахтном способе. Канско-ачинские угли относятся к малозольным и малосернистым твердым топливам. Но теплота сгорания их довольно низкая — примерно 3500 ккал/кг, при хранении они выветриваются и теряют калорийность, подвержены самовозгоранию, поэтому их выгоднее сжигать на месте, а не транспортировать на большие расстояния. Исходя из этого в бассейне этих углей создается Канско-Ачинский топливно-энергетический комплекс (КАТЭК). План его освоения предусматривает сооружение нескольких мощных ГРЭС, а также облагораживание угля и получение транспортабельного

топлива. Для решения этих задач в Советском Союзе ведутся широкие исследования.

Проводятся также исследования по выявлению перспективности и технической возможности трубопроводной (включая контейнерную) дальней транспортировки угля, в частности коксика. В США, например, построен углепровод длиной 439 км и диаметром труб 450 мм, обеспечивающий транспортирование 5 млн. т угля в год. Технология такой транспортировки следующая. Высокопроизводительные мельницы размельчают уголь, который затем смешивается с водой, и получающаяся водоугольная пульпа мощными насосными станциями перекачивается в пункты назначения, где вода отделяется, а угольные частицы высушиваются до необходимой кондиции. Есть и другие примеры подобной транспортировки угля.

Экибастузские угли хотя и обладают более высокой теплотой сгорания (около 5000 ккал/кг), но являются более зольными, и их также выгодно использовать на месте добычи. С этой целью создается Экибастузский топливно-энергетический комплекс, включающий четыре крупные ГРЭС непосредственно на месторождении и одну в районе оз. Балхаш, общей мощностью 20 млн. кВт с передачей энергии на Урал и в европейский регион по линиям 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока.

Нефть. Добываемая в СССР нефть перерабатывается в моторное и дизельное топливо, мазут, масла и, кроме того, используется в химической промышленности как сырье. В энергетике нефть как котельное топливо (мазут) применяется в последнее время в меньшей мере, чем уголь, но все еще достаточно широко.

О масштабах добычи в разные годы нефти и газового конденсата, млн. т, в СССР дают представление следующие данные:

1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
37,9	148	353	491	603	595

Предусматривается в 1990 г. довести добычу нефти и газового конденсата до 640 млн. т.

Советский Союз не только покрывает свои потребности в нефти, но оказывает помощь в развитии нефтеперерабатывающей промышленности ряду европейских и развивающихся стран.

Основные прогнозные запасы нефти в СССР сконцентрированы в Западной Сибири (Тюменская и Томская области), Волго-Уральском районе, Средней Азии, Казахстане и Азербайджанской ССР. Перспективными также считаются месторождения Коми АССР, Белоруссии и Прибалтики, полуострова Мангышлак, акватории Каспийского моря, ряда районов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Отдаленность мест нефтедобычи от основных центров ее по-

требления остро поставила вопрос о средствах транспортировки нефти в больших количествах. Ясно, что только железнодорожный и водный транспорт с этой задачей справиться не могут. Поэтому в Советском Союзе непрерывно, особенно в последние годы, развивается строительство магистральных нефтепроводов. В настоящее время создана система трубопроводного нефтеснабжения на огромном расстоянии — от оз. Байкал до западных границ страны. С разветвлением в большинство стран — членов СЭВ идет нефтепровод «Дружба».

Природный газ. По запасам природного газа Советский Союз занимает первое место в мире. Одно за другим открываются новые газовые месторождения. Особенно большие запасы газа сосредоточены и добываются в Тюменской области (Уренгой). В 1980 г. там было добыто около 40 млрд. м^3 газа.

Территориальное распределение месторождений, как видно из табл. 1.2, крайне неравномерно.

Рост добычи в разные годы природного и попутного газа, млрд. м^3, характеризуется следующими данными:

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
3,2	5,7	45,3	198,0	289,0	435,0	643,0

В 1990 г. планируется довести добычу газа до 835—850 млрд. м^3.

Основными потребителями газа в стране в конце 70-х годов являлись промышленность (более 58%), энергетика (25%) и коммунально-бытовой сектор (более 13%).

Газ к центрам потребления доставляется по магистральным трубопроводам. В 1985 г. протяженность таких трубопроводов в СССР составила 174 тыс. км.

Полностью удовлетворяя свои потребности, Советский Союз экспортирует газ в ГДР, Финляндию, Польшу, Венгрию, ФРГ и другие страны. Введен в действие газопровод Уренгой — Ужгород для экспортных нужд.

Горючие сланцы. Эти энергетические ресурсы используются мало. Имеется всего несколько электростанций, работающих на этом топливе. В 1985 г. сланца было добыто 10,2 млн. т, а торфа — 5,5 млн. т (в пересчете на условное топливо).

Непрерывный рост энергопотребления и удорожание традиционных видов топлива, а также целесообразность их использования в качестве сырья для промышленности, повышающаяся эффективность использования ядерного горючего обусловливают необходимость шире применять для использования на тепловых электростанциях наряду с мазутом и газом уголь, сланцы, а также гидравлическую и атомную энергию.

Предусматривается к 2000 г. уменьшить потребление органического топлива за счет его экономии примерно на 1 млрд. т в год (в пересчете на условное топливо).

Отмеченные коренные изменения производственной структуры

энергетики в СССР в условиях технической возможности и экономической целесообразности широкой взаимозаменяемости почти всех видов энергии и энергетических ресурсов привели к образованию отдельных систем энергетики, объединяемых в масштабе народного хозяйства страны в межотраслевой топливно-энергетический комплекс (ТЭК).

Современный ТЭК СССР включает пять систем энергетики: единую электроэнергетическую (ЕЭС), единую нефтеснабжающую (ЕНС), единую газоснабжающую, единую углеснабжающую (ЕУС) и ядерно-энергетическую. Все они являются искусственными иерархическими системами, т. е. включающими совокупности входящих одна в другую соподчиненных подсистем, открытыми ввиду существенных их внешних связей с другими системами, мощными, весьма динамичными (непрерывно развивающимися и быстро реагирующими на всякого рода воздействия) и автоматизированными большими системами, в которых человек является основным элементом в процессе принятия решений.

Эти системы, несмотря на тесные взаимосвязи, выступают как обособленные в организационном отношении отрасли промышленности, общим признаком которых является одинаковое назначение конечного продукта.

ЕЭС СССР представляет собой комплекс электростанций (тепловых, атомных, гидравлических) и линий электропередачи, объединенных общим технологическим режимом с единым оперативным управлением. Система имеет исключительное значение для бесперебойного электроснабжения всех отраслей народного хозяйства и населения (подробнее см. гл. 5).

Единые нефтеснабжающая и газоснабжающая системы СССР включают предприятия по добыче и переработке нефти и газа, нефте- и газопроводы, нефте- и газохранилища. Выше были приведены современные основные показатели этих отраслей ТЭК, характеризующие их масштабность и перспективы развития. То же самое относится и к углеснабжающей системе, основными предприятиями которой являются предприятия угледобывающей и перерабатывающей угольной промышленности.

Ядерно-энергетическая система СССР стала приобретать заметное и все возрастающее значение в ТЭК страны с середины 70-х годов, когда произошла первая вспышка мирового энергетического кризиса. В современных условиях эта система охватывает предприятия по добыче ядерного топлива, атомные электростанции, предприятия по переработке отработавшего ядерного топлива, захоронению радиоактивных отходов и другие предприятия. Однако после аварии на Чернобыльской АЭС темпы её развития резко снизились.

Отмечая большие запасы топливно-энергетических ресурсов

в стране, подчеркнем, что в последние годы в связи с увеличением масштабов потребления топлива и энергии в народном хозяйстве и в связи с непрерывным ростом затрат на их производство все настойчивее проводится энергосберегающая политика — один из важнейших факторов повышения эффективности производства.

Энергосберегающая политика как комплекс мер по коренному улучшению использования энергоресурсов осуществляется по трем основным направлениям.

1. Экономия конечной энергии, идущей на удовлетворение нужд общества. Она охватывает все отрасли народного хозяйства и сводится прежде всего к внедрению энергосберегающих технологий на базе достижений научно-технического прогресса, т. е. по существу влечет за собой перестройку технической базы народного хозяйства. Немаловажное значение имеют главные факторы общего повышения эффективности социалистического производства: снижение материалоемкости (особенно металлоемкости) продукции, повышение ее качества и сроков службы, совершенствование размещения производительных сил и транспорта. Наконец, целям экономии конечной энергии служат также все факторы улучшения организации производства, снижение потерь всех видов продукции и т. п.

2. Повышение эффективности использования энергоресурсов путем совершенствования всего процесса производства, преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов. Здесь важное место занимает совершенствование энергетического оборудования, в том числе демонтаж и реконструкция физически и морально устаревшего; дальнейшее совершенствование общей структуры энергетики, включая централизацию теплоснабжения и опережающее развитие электрификации.

3. Замещение дорогих и ограниченных по запасам видов топлива более дешевыми и доступными источниками энергии. Речь идет о замещении органического и прежде всего углеводородного топлива ядерной энергией, гидроэнергией и другими возобновляемыми энергоресурсами. Такое замещение позволит существенно сократить необходимые приросты добычи органического топлива и тем самым повысить народнохозяйственную эффективность энергетики.

Непрерывно возрастающая народнохозяйственная значимость экономии органического топлива и энергии нашла отражение в «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года», предусматривающих значительное сокращение потребления топливных ресурсов в стране. Вместе с тем перестройка экономики народного хозяйства, осуществляемая в современных условиях, требует увеличения экспортных поставок ископаемых природных видов топлива, что ведет к увеличению их добычи. Кроме того,

предусматривается за указанный период уменьшение энергоемкости национального дохода в 1,4 раза.

Таким образом, внутри топливно-энергетического комплекса происходят глубокие изменения, требующие существенного увеличения народнохозяйственных затрат. В связи с этим значение энергетического фактора в экономике страны быстро и неуклонно возрастает, проблема эффективности топливо- и энергоснабжения все больше становится проблемой эффективности всего народного хозяйства.

Условное топливо. Для соизмерения качественно разных энергетических топлив их теплота сгорания приводится к единой теплоте сгорания некоего условного топлива, равной 29 300 кДж/кг, или 7000 ккал/кг. Тогда при сопоставлении качественно разных топлив используется формула

$$B_{усл} = \frac{B_{нат}\, Q_{нат}}{29\,300 \cdot 10^3}, \qquad (1.1)$$

где $B_{нат}$ — количество рассматриваемого натурального топлива, т; $B_{усл}$ — эквивалентное количество условного топлива, т; $Q_{нат}$ — теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг или ккал/кг.

Для перевода энергетических ресурсов, выраженных в киловатт (тепл)-часах, в тонны условного топлива используется формула

$$B_{усл} = \frac{Э \cdot 860 \cdot 4{,}19}{29\,300 \cdot 10^3} = 0{,}123 \cdot 10^{-3} Э, \qquad (1.2)$$

где 860·4,19 — тепловой эквивалент 1 кВт·ч; $Э$ — энергетический потенциал рассматриваемого источника энергии, кВт·ч.

Количество сэкономленного условного топлива за счет ввода в эксплуатацию электростанций, использующих возобновляемые энергоресурсы (например, гидроэнергию), определяется по формуле

$$B_{усл} = b \cdot 10^{-6} Э_{отп}, \qquad (1.3)$$

где b — удельный расход топлива, г/(кВт·ч); $Э_{отп}$ — количество отпущенной электроэнергии, кВт·ч.

1.3. Энергетика и электроэнергетика в жизни человека

На каждом этапе развития цивилизации расширяются энергетические потребности человечества. Когда-то первобытному человеку, для того чтобы жить, хватало своей мускульной силы (примерно 0,1 л. с.) и ежедневной затраты энергии не более 2—3 ккал. Но изменялась природа, росли жизненные потребности и для удовлетворения их люди стали прибегать к помощи животных, научились добывать и использовать огонь.

Одомашнивание животных и использование огня было исклю-

чительно важным этапом в истории цивилизации, когда в корне изменились условия общения человека с природой. Появились новые формы труда и источники существования, улучшились хозяйство, бытовые условия, но вместе с этим продолжали расти энергетические потребности человека. На новые этапы развития цивилизацию выводили ветер, вода, пар и, наконец, электричество.

Электроэнергия является наиболее распространенным из всех видов потребляемой в современном мире энергии, так как имеет такие уникальные качества, которые в целом отсутствуют у любых других, так называемых традиционных видов энергии (механическая, тепловая и т. п.).

В самом деле, электроэнергия легко превращается в любых количествах во многие другие, широко используемые формы энергии. Без больших потерь она практически мгновенно может быть передана на любое расстояние. Производство электроэнергии можно легко концентрировать на электростанциях любой мощности. Вместе с тем ее при распределении можно дробить на произвольные порции от мегаватт в производстве алюминия до микроватт в элементах ЭВМ. Это позволяет осуществлять питание любых по мощности потребителей, в том числе рассредоточенных на больших расстояниях. Наконец, электроэнергия обладает высокой экологической чистотой. В процессе ее использования не происходит никаких вредных выбросов в природную среду.

В современных условиях электроэнергия становится энергоносителем, наиболее соответствующим требованиям социально-экономического прогресса, и появление ее совершило подлинную революцию во всем укладе жизни людей. В настоящее время нет ни одной отрасли хозяйствования человека, где бы он мог обходиться без электрической энергии. Она является основным движущим фактором развития всех отраслей промышленности, транспорта, коммунального и сельского хозяйства. Электроэнергия играет все возрастающую роль в ускорении технического прогресса, обеспечении высоких темпов производительности труда, улучшении условий труда, быта, оказывает большое влияние на размещение производительных сил и больше, чем какая-либо другая отрасль народного хозяйства, определяет уровень экономического развития и национального дохода общества.

Нельзя не отметить, что применение электроэнергии позволило пространственно разобщить место производства энергии и ее потребителей, что создало возможность разумно использовать для нужд общества естественные источники энергии, удаленные от центров потребления. Отсутствие этой возможности в прошлом при использовании любых других источников энергии долгое время сдерживало развитие ряда отраслей промышленности и улучшение благосостояния народа.

В современных условиях само производство электроэнергии,

Таблица 1.3. **Динамика производства электроэнергии, млрд. кВт·ч**

Страны	1950 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Мировое производство	989	5035	6511	8371	9643
В том числе:					
США	408	1732	2100	2475	2650
СССР	91	774	1038	1295	1544
Япония	45	352	460	620	660
Канада	56	208	295	389	445
ФРГ	46	237	286	357	396
Франция	35	147	184	255	337
Великобритания	67	249	282	283	297
Италия	25	117	146	185	185
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .
Чад	—	—	—	—	0,1

ее передача и распределение обособились в самостоятельную отрасль промышленности — электроэнергетику.

Без электроэнергии на предприятиях, в учреждениях и быту немыслим современный человек. О темпах развития производства электроэнергии за последние годы в некоторых промышленно развитых странах мира можно судить по данным, приведенным в табл. 1.3.

Экономический прогресс наций оценивается прежде всего ростом валового национального продукта, приходящегося на человека, а эта величина, как показывают статистические данные, увеличивается вместе с ростом потребления энергии (энергетических ресурсов) и выработки электроэнергии. Сказанное иллюстрируется рис. 1.4, из которого видно, что среднегодовые темпы роста потребления энергетических ресурсов и особенно производства электроэнергии значительно опережают рост численности населения, что, естественно, связано с общим промышленным развитием на нашей планете. В итоге, например, потребление на душу населения энергетических ресурсов (рис. 1.4, *б*) возросло в среднем в мире в пересчете на условное топливо с 1,14 т в 1950 г. до 2,5 т в 1975 г., и к концу века предполагается, что оно превзойдет 3,5 т на человека. Так же быстро растет и удельное производство (и потребление) электроэнергии. Если в 1950 г. при численности населения 2,5 млрд. чел. оно составляло 0,385 тыс. кВт·ч/чел, то в 1985 г. при населении 4,8 млрд. чел. оно уже стало равно 1992 кВт·ч/чел. Предполагается, что к 2000 г. удельное производство электроэнергии достигнет 5000—5500 кВт·ч/чел.

Соответствующие показатели для Советского Союза представлены в табл. 1.4.

Удельное производство электроэнергии крайне неравномерно распределяется по отдельным странам. В табл. 1.5 в качестве примера приведены данные по некоторым индустриально развитым и развивающимся странам.

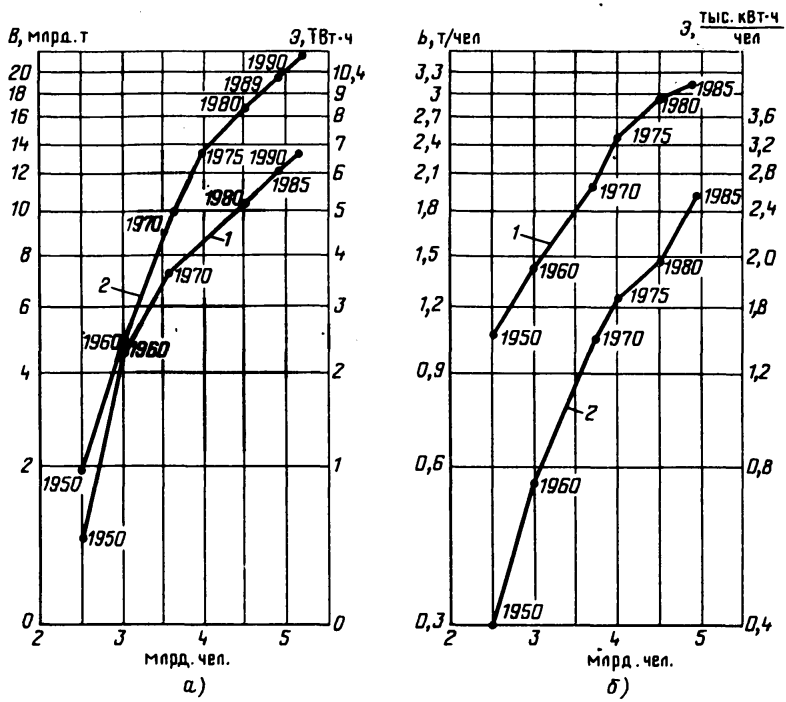


Рис. 1.4. Потребление энергетических ресурсов *В* и производство электроэнергии *Э* в зависимости от численности населения:
а — абсолютные значения; *б* — удельные значения; *1* — потребление энергетических ресурсов (в пересчете на условное топливо); *2* — производство электроэнергии

Согласно табл. 1.5 наиболее высоким удельным уровнем производства электроэнергии обладает Норвегия. Вместе с тем во многих странах Африки этот показатель не превышает 50 кВт·ч/чел.

Такое неравномерное энергетическое, а следовательно, и экономическое (национальный доход) развитие отдельных стран мира и континентов усугубляется неравномерным размещением энергетических ресурсов и отражает глубокие социально-экономические и политические противоречия в мире. Ярким проявлением их являются энергетические кризисы 1973—1974 и 1978—1981 гг.

Выше уже отмечалось, что увеличение численности населения земного шара и связанные с этим проблемы человеческого бытия повлекут за собой дальнейшее развитие научно-технического прогресса, а следовательно, и рост потребления электроэнергии. Будет возрастать и ее доля в общем потреблении энергии человеческим обществом — так сказать, дальнейшая «электрификация» энергетического баланса мира.

Таблица 1.4. **Рост расходов энергетических ресурсов, производства электроэнергии и валового национального продукта в СССР**

Показатели	1940 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Расход энергетических ресурсов, млн. т (в пересчете на условное топливо)	249,7	897,8	1117,3	1412,2	1676,7	1884,2
Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч	49	507	741	1039	1295	1544
Рост валового общественного продукта[1]	1	5,7	8,1	11	13,6	16,1
Рост расхода энергетических ресурсов[1]	1	3,6	4,47	5,66	6,71	7,55
Рост производства электроэнергии[1]	1	10,35	15,12	21,2	26,42	31,5
Расход энергетических ресурсов на 1 жителя, т (в пересчете на условное топливо)	1,29	3,94	4,62	5,58	6,29	6,8

[1] По сравнению с 1940 г.

Таблица 1.5. **Производство электроэнергии на душу населения**

Страна	Год	кВт·ч	Страна	Год	кВт·ч
Норвегия	1987	23 986	Австрия	1987	6614
Канада	1987	19 142	СССР	1987	5881
Швеция	1987	17 640	Япония	1987	5564
США	1987	11 313	Великобритания	1987	5274
Финляндия	1987	10 121			
ФРГ	1987	6891	КНР	1987	465
			Индия	1987	275
ГДР	1987	6875	Нигерия	1986	90
Франция	1987	6833	Чад	1986	13

Прогноз развития мирового производства электроэнергии на десятки лет вперед затруднен, так как определяется многими трудно предсказуемыми факторами, такими, как темпы роста экономики в развитых и развивающихся (особенно на предстоящем этапе) странах, использование электроэнергии в быту, на транспорте (включая автодорожный) и т. д. По самым скромным оценкам предполагается, что к концу века производство электроэнергии в мире достигнет примерно 15—20 трлн. кВт·ч.

Энергетика СССР является комплексной отраслью. Главной ее задачей является производство электроэнергии. Согласно

«Основным направлениям экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года» производство электроэнергии предусматривалось довести в 1990 г. до 1880 млрд. кВт·ч. В настоящее время годовая выработка электроэнергии достигла 1705 млрд. кВт·ч или 16% мирового производства и более 80% ее производства всеми странами Западной Европы вместе взятыми.

Некоторое представление о том, насколько сильна в настоящее время зависимость жизни людей больших городов от электричества, дают следующие примеры.

В ноябре 1965 г. вследствие аварии в энергосистеме США произошел перерыв в энергоснабжении крупного района страны с населением 30 млн. человек, включая Нью-Йорк. Вся жизнь города с 10-миллионным населением была полностью парализована в течение 14 ч. Транспорт, промышленные предприятия, лифты, подача воды — все остановилось. Тогда президент США расценил происшедшее как национальное бедствие. В июне 1977 г. жители Нью-Йорка вновь пережили кошмар, связанный с аварией в энергосистеме. Но на этот раз он проявился еще драматичнее, чем в 1965 г., и мэр города вынужден был объявить чрезвычайное положение.

Подобные примеры не единичны. Нетрудно предсказать, что зависимость жизни человечества от электричества будет непрерывно расти, принимая все новые формы и масштабы, особенно в тех сферах быта и, конечно, производства, где сегодня бурно внедряются технические средства автоматического оптимального управления. Изобилие будущего — это изобилие электроэнергии.

Контрольные вопросы

1. Поясните, каково влияние роста населения на его жизненный уровень.
2. В чем проявляется воздействие роста народонаселения на окружающую среду?
3. Дайте определение энергетики и энергетических ресурсов.
4. Охарактеризуйте современную структуру мирового потребления органического топлива.
5. Что называется условным топливом, для чего введено это понятие?
6. Каковы достоинства электроэнергии по сравнению с другими видами энергии?
7. Расскажите о перспективах использования электроэнергии.

Темы рефератов

1. Демографические аспекты жизнеобеспечения.
2. Состояние и перспективы развития энергетики.
3. Рост народонаселения и окружающая среда.

Глава 2

СОВРЕМЕННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

2.1. Классификация электрических станций

Электрической станцией называется комплекс оборудования и устройств, основным назначением которого является преобразование используемого источника энергии в электрическую, т. е. выработка электроэнергии для снабжения ею промышленного и сельскохозяйственного производства, коммунального хозяйства и транспорта. Электростанции, использующие в качестве источника энергии различные виды топлива (включая атомное), могут вырабатывать одновременно и тепловую энергию, используемую для целей теплоснабжения производственных предприятий, административных и жилых зданий и т. п.

Электрические станции делятся по следующим признакам.

1. По виду используемого источника энергии: тепловые электростанции (ТЭС), использующие органическое топливо; атомные электростанции (АЭС), в которых используется ядерное топливо; гидроэнергетические установки (ГЭУ), включающие в себя гидроэлектростанции (ГЭС), приливные электростанции (ПЭС), гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и другие электростанции, использующие кинематическую энергию различных водотоков; электростанции, использующие нетрадиционные источники энергии (см. гл. 7).

2. По виду вырабатываемой энергии: тепловые электростанции, вырабатывающие только электроэнергию,— конденсационные электростанции (КЭС); тепловые электростанции, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию,— теплоэлектроцентрали (ТЭЦ); источником отпускаемого тепла являются отработавший пар или отработавшие газовые продукты сгорания.

3. По виду теплового двигателя: электростанции с паровыми турбинами — паротурбинные ТЭС и АЭС; электростанции с газовыми турбинами — газотурбинные ТЭС; электростанции с парогазовыми установками — парогазовые ТЭС; электростанции с двигателями внутреннего сгорания — ДЭС.

4. По назначению электростанций: районные электростанции (общего пользования), обслуживающие все виды потребителей электроэнергии и являющиеся самостоятельными производственными предприятиями, входящими в систему Минэнерго СССР, по этому признаку районные конденсационные электростанции носят название государственных районных электростанций (ГРЭС); промышленные

электростанции, входящие в состав производственных предприятий (объединений) и предназначенные в основном для энергоснабжения предприятий, а также прилегающих к ним городских и сельских районов.

Есть и другие, менее важные признаки, по которым подразделяют электростанции.

Для каждого типа станции разрабатывается своя технологическая схема превращения используемой первичной энергии в электрическую, а для ТЭЦ — и в тепловую. Технологическая схема определяет последовательность процесса производства электрической и тепловой энергии и оснащение его необходимым основным оборудованием (паровыми котлами, атомными реакторами, паровыми, газовыми или гидравлическими турбинами, электрическими генераторами), а также разнообразным вспомогательным оборудованием. Технологическая схема предусматривает необходимую механизацию и автоматизацию процесса.

Выдача электрической энергии в энергосистему и к местным потребителям осуществляется с помощью трансформаторов напряжения и высоковольтных линий (ВЛ), а тепловой энергии — с помощью тепловых магистралей.

Каждая электростанция имеет свои номинальные параметры, которые определяют возможность длительной работы как самой электростанции, так и отдельных ее элементов (турбин, генераторов, аппаратов, устройств защиты и автоматики, электрических сетей и т. п.). Различные элементы в свою очередь характеризуются своими параметрами (напряжением, током, частотой, мощностью, частотой вращения, коэффициентом мощности и т. д.).

2.2. Конденсационные электростанции

Конденсационные электростанции (КЭС) — тепловые паротурбинные электростанции, в которых теплота, выделяющаяся при сжигании органического топлива, превращается сначала в механическую энергию, а затем в электрическую (рис. 2.1). Характерным признаком таких станций является то, что отработавший в их турбинах пар не используется для нестанционных нужд, а превращается в конденсаторах в воду, направляемую обратно в паровой котел для вторичного использования.

Рассмотрим принципы действия (технологическую схему) такой электростанции, учитывая, что отдельные элементы схемы являются достаточно общими для любого типа ТЭС и рассма-

Рис. 2.1. Схема преобразования топлива в электроэнергию

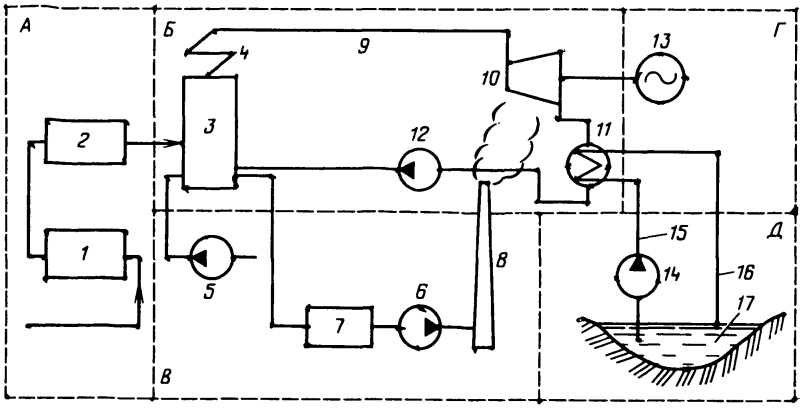


Рис. 2.2. Принципиальная технологическая схема конденсационной электростанции, работающей на твердом топливе

триваемая схема, как и все последующие, показывает направление тепловых потоков применительно лишь к одному котлу и общей турбине [паротурбинная установка (ПТУ)], а не к станции в целом.

Топливо, поступающее на электростанцию, проходит предварительную обработку. Так, наиболее часто используемое на ТЭС твердое топливо (уголь) сначала дробится, а затем подсушивается и на специальных мельничных установках размельчается до пылевидного состояния. Комплекс устройств, предназначенных для разгрузки, хранения и предварительной обработки топлива, составляет топливное хозяйство или топливоподачу. Топливоподача *1* и пылеприготовление *2* образуют топливный тракт КЭС (*А* на рис. 2.2).

Угольная пыль вместе с воздушным потоком, создаваемым специальным насосом (воздуходувкой), подается в топку котла *3*. Продукты сгорания топлива проходят через специальные очистительные сооружения *7* (золоуловители), где выделяются зола и другие примеси (при сжигании нефти и газа золоуловители не требуются), а оставшиеся газы с помощью дымососа *6* через дымовую трубу *8* выбрасываются в атмосферу. Совокупность элементов *5—8* образует газовоздушный тракт *В*.

Теплота, получаемая при сжигании топлива в котле, используется для получения пара, который перегревается в пароперегревателе *4* и по паропроводу *9* поступает в паровую турбину *10*. В турбине энергия пара преобразуется в механическую работу вращения ее вала, который специальной муфтой соединен с валом генератора *13*, вырабатывающим электроэнергию. Отработавший в турбине пар после своего расширения от начального давления при входе в турбину 13—24 МПа

до конечного (на выходе) 0,0035—0,0045 МПа поступает в специальный аппарат *11*, называемый конденсатором. В конденсаторе пар превращается в воду (конденсат), которая насосом *12* подается обратно в котел, и цикл в пароводяном тракте (*Б* на рис. 2.2) повторяется. Для охлаждения пара в конденсаторе используется вода, забираемая циркуляционным насосом *14* из водоема *17*.

Если в качестве водоема используется река, то вода после прохождения конденсатора, имеющая температуру 30—35° С, вновь сбрасывается в реку, и чтобы не подогревать циркуляционную воду, этот сброс осуществляется ниже пункта водозабора. Такая схема называется прямоточной. Более часто в качестве источника водоснабжения используются специально создаваемые водоемы: водохранилища-охладители, брызгальные бассейны или градирни (башенные охладители). Стоимость сооружения последних в 2—2,5 раза больше стоимости водохранилищ-охладителей. Но последние требуют отчуждения земельных угодий. Так, при создании водохранилища-охладителя для КЭС мощностью 5 млн. кВт затапливается водой поверхность земли площадью 2—2,5 тыс. га, а для АЭС такой же мощности 3,5—4 тыс. га. В таких случаях система водоснабжения называется оборотной (замкнутой).

Источник водоснабжения *17*, циркуляционные насосы *14*, подводящие *15* и отводящие *16* водоводы образуют систему технического водоснабжения электростанции *Д*.

Устройства, предназначенные для производства и передачи в ВЛ электроэнергии, образуют электротехническое хозяйство станции *Г*. Кроме генераторов *13* в него входит оборудование открытых подстанций, распределительных устройств, аккумуляторных батарей, щитов управления и т. п.

Таков общий принцип действия КЭС. На такой электростанции в процессе преобразования энергии неизбежны ее потери. Тепловой баланс, представленный на рис. 2.3, дает общее представление об этих потерях. Коэффициент полезного действия (КПД) агрегата современных крупных блочных КЭС не превышает обычно 32—35%.

Рассмотрим несколько подробнее отдельные элементы технологической схемы КЭС.

Паровой котел. Это сложное техническое сооружение, предназначенное для получения (генерации) пара заданных по давлению и температуре параметров из поступающей в него питательной воды. По конструктивным признакам паровые котлы подразделяются на барабанные и прямоточные.

В барабанном котле (рис. 2.4) имеется стальной барабан *2*, в нижней части которого находится вода, а в верхней —

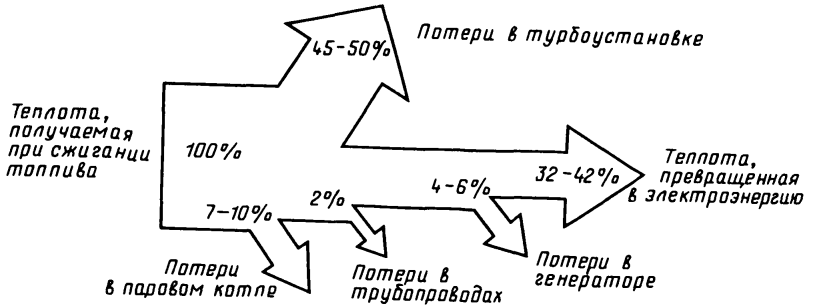


Рис. 2.3. Тепловой баланс конденсационной электростанции

пар. Питательная вода, пройдя экономайзер *3* (устройство для предварительного подогрева дымовыми газами питательной воды), поступает в барабан. Из барабана по спускным трубам *4* с помощью насоса принудительной циркуляции *5* (его может и не быть) вода поступает в топку *1* и по экранным (подъемным) трубам *6* в виде пароводяной смеси — в барабан. В барабане пар отделяется от воды — сепарируется и после пароперегревателя *7* по паропроводам направляется в турбину.

В топке котла сжигается энергетическое топливо (уголь, нефть, мазут или газ). Для наиболее полного сжигания топлива воздух, поступающий в топку, с помощью воздухоподогревателя *8* подогревается. Образующиеся в процессе сгорания топлива топочные газы имеют высокую температуру (до 1700° С), поэтому продукт сгорания — зола (при сжигании твердого топлива) — находится в топке в жидком или тестообразном состоянии в виде мельчайших капель, увлекаемых потоком топочных газов.

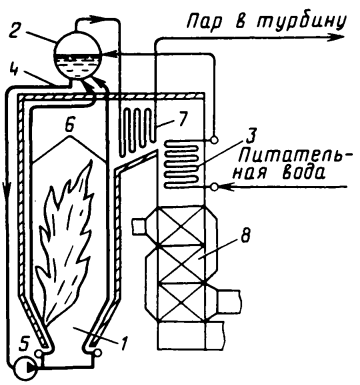


Рис. 2.4. Упрощенная схема барабанного парового котла с принудительной циркуляцией

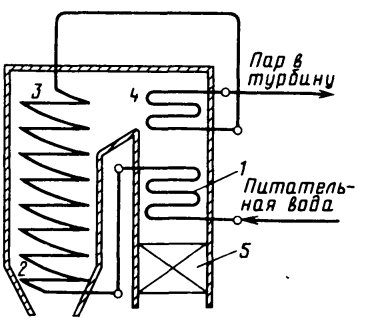


Рис. 2.5. Упрощенная схема прямоточного парового котла

Часть из них выпадает из потока на дно топки, образуя шлак, а остальная часть уносится из топки, образуя летучую золу. Шлак из топки удаляется сухим или жидким способом, а дымовые газы перед выходом из котла проходят через специальный воздухоподогреватель, где они подогревают воздух, идущий в топку, а сами охлаждаются до 120—150° С. Пройдя очистительные устройства, газы отсасываются дымососом и по газоходам направляются в дымовую трубу.

В прямоточном котле (рис. 2.5) барабана нет. Циркуляция воды и пара создается насосами. Конструктивно такой котел состоит из ряда параллельно включенных витков стальных труб, в которые через экономайзер *1* поступает питательная вода. Сначала эта вода поступает в нижнюю часть экранов (витков труб) *2*. Здесь она нагревается и, поднимаясь, испаряется, постепенно утрачивая свойства капельной жидкости. В верхней части экранов *3* осуществляется начальный перегрев пара, после чего он поступает в пароперегреватель *4* и далее по паропроводам в турбину. В воздухоподогревателе *5* воздух подогревается перед подачей его в топку.

Прямоточные котлы получили широкое распространение при использовании закритических параметров пара (давление свыше 22 МПа). Чем ниже давление пара, тем меньше преимуществ дают прямоточные котлы.

Паровая турбина. Паровой турбиной называют тепловой двигатель, преобразующий потенциальную энергию пара сначала в кинетическую энергию, а затем в механическую работу на валу. Преобразование энергии в турбине происходит в два этапа (рис. 2.6).

На первом этапе пар из паропровода поступает в неподвижное сопло *1* (может быть группа параллельных сопл, образующих так называемую сопловую решетку), где он расширяется и, следовательно, ускоряется в своем движении в направлении вращения рабочих лопаток. Другими словами, пар, проходящий по соплу, теряет свою тепловую энергию (температура и давление снижаются) и повышает кинетическую (скорость увеличивается). После сопл поток пара попадает в каналы, образованные рабочими лопатками *2* (рабочая решетка), закрепленными на диске *3* и жестко соединенными с вращающимся валом *4*. Здесь происходит второй этап преобразования энергии: кинетическая энергия потока превращается в механическую работу вращения ротора турбины (вала с дисками и лопатками).

В зазоре между сопловой и рабочей решетками давление пара не изменяется, оно изменяется в рабочих лопатках.

В зависимости от степени расширения пара различают активные и реактивные турбины. Если давление перед рабочей решеткой P_1 равно давлению P_2 после рабочей решетки, то в каналах

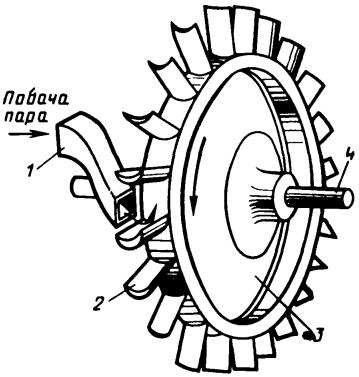


Рис. 2.6. Схема одноступенчатой турбины

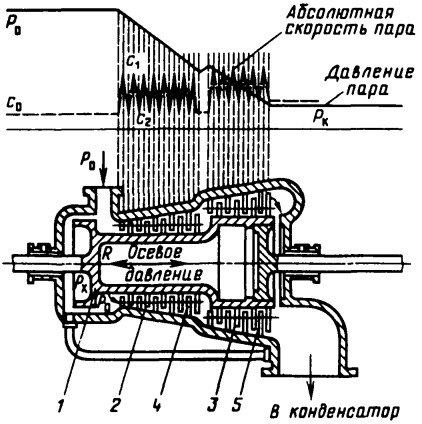


Рис. 2.7. Схема многоступенчатой турбины:
1 — ротор; *2*, *3* — рабочие лопатки; *4*, *5* — сопловые лопатки

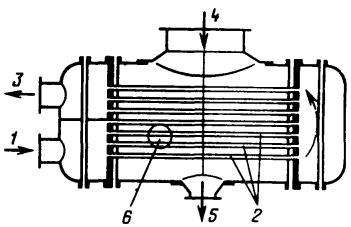


Рис. 2.8. Схема конденсатора

рабочей решетки поток не ускоряется и такие турбины называются активными. Если $P_1 > P_2$, то в каналах рабочей решетки происходит ускорение потока и турбины называются реактивными.

В реактивных турбинах помимо центробежных сил, возникающих при изменении скорости движения пара, лопатки испытывают реактивные силы, появляющиеся в результате его расширения.

Совокупность соплового и лопаточного аппаратов носит название турбинной ступени. Конструктивно турбины выполняются как одноступенчатыми (рис. 2.6), так и многоступенчатыми (рис. 2.7). В последнем случае неподвижные сопловые решетки чередуются с рабочими.

В зависимости от направления потока пара в турбинах они делятся на осевые и радиальные. В осевых поток движется параллельно оси вращения (рис. 2.6 и 2.7), в радиальных — по радиусу, от оси вращения к периферии (такие турбины на ТЭС не применяются).

Конденсатор. Экономичность работы паровой турбины в большой степени зависит от конечного давления пара, с понижением

которого увеличивается используемый тепловой перепад и возрастает КПД турбоустановки. Можно сказать, что из трех параметров пара, определяющих экономичность турбины,— начального давления, начальной температуры и конечного давления — последний параметр оказывает наибольшее влияние на КПД турбины.

Снижение давления пара после выхода его из турбины осуществляется с помощью устройства, называемого конденсатором, в котором поддерживается низкое абсолютное давление, равное 0,005-0,0035 МПа.

В простейшем случае конденсатор представляет собой цилиндрический корпус с большим числом трубок, закрытый с торцов (рис. 2. 8). Охлаждающая вода поступает через патрубок *1*, пройдя по трубкам *2* и нагревшись, она покидает конденсатор через патрубок *3*. Пар поступает через патрубок *4*, заполняя межтрубное пространство внутри корпуса, соприкасается с холодной наружной поверхностью трубок и конденсируется. Конденсат специальным насосом откачивается через патрубок *5*.

Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор обычно 12—20° С, на выходе из него 30—35° С. Таким температурам конденсации соответствует очень глубокий вакуум (0,0035—0,0045 МПа).

Для обеспечения вакуума из конденсатора с помощью вакуумного насоса через патрубок *6* откачивается воздух.

Количество охлаждающей воды для выработки 1 кВт·ч электроэнергии современной мощной конденсационной турбиной составляет от 0,12 до 0,16 м^3, тогда как для КЭС установленной мощностью 1000 МВт среднегодовой расход воды будет равен не менее 20 м^3/с. Это немногим меньше, чем, например, летний расход подмосковной р. Пахры близ железнодорожной станции «Ленинская». Нетрудно увидеть, что для технических нужд КЭС мощностью 2000—3000 МВт требуется «солидная» река. Поэтому строительство мощных КЭС возможно лишь вблизи крупных водоемов.

Согласно прогнозу Института географии АН СССР теплоэнергетика СССР к концу нашего века, если будет сохранена современная технология производства электроэнергии на тепловых станциях, потребует 950 км^3/год воды, или 53% ее валового потребления, что немногим меньше четверти всех водных ресурсов рек страны.

Научными исследованиями и практикой доказано, что при увеличении единичной мощности энергоблоков (котел — турбина — генератор) и суммарной мощности КЭС происходит снижение удельного расхода топлива на каждый 1 кВт·ч вырабатываемой электроэнергии и удельных капитальных вложений на 1 кВт установленной мощности. С учетом этих обстоятельств в Советском Союзе признано целесообраным комплектовать

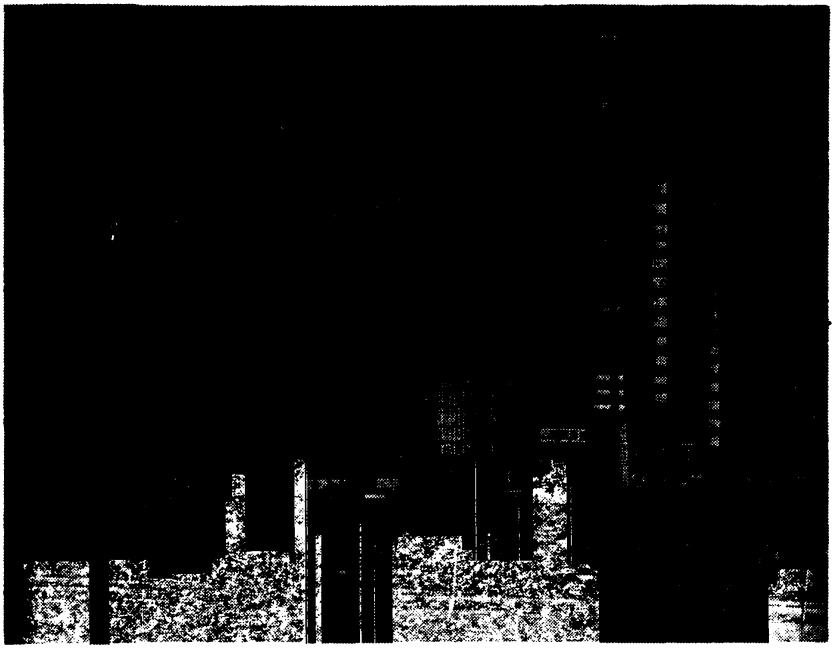


Рис. 2.9. Костромская ГРЭС — одна из крупнейших в Советском Союзе. Главный корпус с энергоблоками мощностью 8×300 и 1×1200 МВт. Установленная мощность 3600 МВт

КЭС, предназначенные для работы в крупных энергосистемах, блоками мощности по 500, 800 и 1200 МВт с производительностью котельных агрегатов соответственно 1700, 2650 и 4000 т/ч.

Современные блоки 500 МВт созданы для работы на экибастузском угле. Первый блок был установлен и отработан на Троицкой ГРЭС.

Блоки мощностью 800 МВт, работающие на мазуте, установлены на Углегорской, Славянской и Запорожской ГРЭС. Блоки по 800 МВт создаются для работы на твердом топливе и в первую очередь на углях, добываемых на Березовском разрезе Канско-Ачинского угольного бассейна. В зоне этого бассейна на основе использования указанных блоков будут сооружены самые крупные конденсационные электростанции мощностью до 6400 МВт.

В начале 1981 г. на Костромской ГРЭС (рис. 2. 9) введен в строй первый (головной образец) энергоблок мощностью 1200 МВт, работающий на паре сверхкритических параметров.

К концу 1985 г. общая мощность энергоблоков 300—1200 МВт составила 64,5 млн. кВт против 55,8 млн. кВт в 1980 г.

2.3. Теплоэлектроцентрали

К теплоэлектроцентралям (ТЭЦ) относятся электростанции, которые вырабатывают и отпускают потребителям не только электрическую, но и тепловую энергию. При этом в качестве теплоносителей служат пар из промежуточных отборов турбины, частично уже использованный в первых ступенях расширения турбины для выработки электроэнергии, а также горячая вода с температурой 100—150° С, нагреваемая отбираемым из турбины паром.

Технологическая схема ТЭЦ отличается от схемы КЭЦ лишь наличием промежуточных отборов пара из турбины на отопительные и технологические нужды, поэтому на рис. 2.10 изображена лишь эта часть схемы ТЭЦ.

Пар из парового котла поступает по паропроводу в турбину *1*, где он расширяется до давления в конденсаторе и потенциальная энергия его преобразуется в механическую работу вращения ротора турбины и соединенного с ним ротора генератора *2*. Часть пара после нескольких ступеней расширения отбирается из турбины и направляется по паропроводу потребителю пара *3*. Место отбора пара, а значит, и его параметры устанавливаются с учетом требований потребителя.

При этом *чем выше требуемое давление, тем меньше число ступеней турбин до места отбора, т. е. тем меньшее количество электроэнергии вырабатывает каждый килограмм отобранного пара.*

В современных турбинах предусматривается несколько мест отбора пара. Пар наиболее низких параметров используется для получения горячей воды. Такой пар по паропроводу поступает в сетевой подогреватель *5*. Горячая вода, идущая на нужды теплоснабжения, циркулирует между сетевым подогревателем и потребителем *4* по замкнутому контуру при помощи сетевого насоса *6*. Система трубопроводов, обеспечивающих подачу воды от ТЭЦ потребителям и возврат охлажденной воды на ТЭЦ, носит название тепловой сети. Централизо-

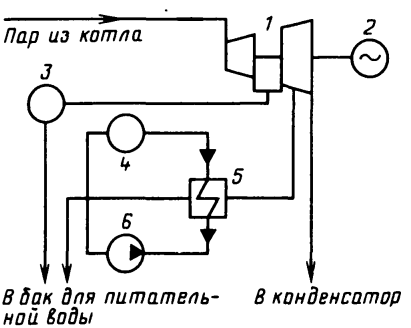


Рис. 2.10. Принципиальная схема отбора пара из турбины ТЭЦ, снабжающей потребителей паром и горячей водой

ванное снабжение потребителей тепловой энергией, полученной от отработавшего в турбине пара при производстве электрической энергии, является основой современной теплофикации.

Таким образом, из принципа действия ТЭЦ следует, что до ее конденсатора доходит только небольшое количество пара. Поэтому и потери теплоты с охлаждающей конденсатор водой на таких станциях значительно меньше, чем на конденсационных станциях, турбины которых не имеют отбора технологического пара, что, в конечном счете, приводит к более высоким тепловым и энергетическим показателям ТЭЦ.

В Советском Союзе разработаны и эксплуатируются теплофикационные энергоблоки мощностью 250 МВт на сверхкритических параметрах пара. Намечено также увеличение единичных мощностей теплофикационных турбин до 600 МВт.

Наряду с рассмотренными ТЭЦ, снабженными турбинами с конденсацией и регулируемыми отборами пара, имеются также ТЭЦ, использующие турбины с противодавлением. Такие турбины не снабжаются конденсатором, и весь отработавший пар должен быть направлен тепловому потребителю. Конденсат пара от потребителя частично или полностью возвращается на станцию и используется для питания паровых котлов. На таких ТЭЦ *количество пара, проходящего через турбины, а следовательно, и количество вырабатываемой электроэнергии полностью определяются тепловым потребителем, а не режимом потребления электроэнергии.* Однако если исходить из необходимости обеспечения режима электропотребления, то режим турбины с противодавлением не будет зависеть от требований потребителей тепла.

Так как теплота на ТЭЦ расходуется на производство электрической и тепловой энергии, то различаются КПД ТЭЦ по производству и отпуску электрической энергии и по производству и отпуску тепловой энергии. Однако для совместной оценки экономической эффективности обоих процессов используется полный (общий) КПД ТЭЦ, который характеризует степень использования теплоты, расходуемой на производство обоих видов энергии одновременно. Значение этого КПД для ТЭЦ, снабженных турбинами с конденсацией и отборами пара, не превышает 60%, а для ТЭЦ, использующих турбины с противодавлением,— 75%.

Суммарная установленная мощность теплофикационных агрегатов составила в 1985 г. 75 778 МВт против 63 455 МВт в 1980 г.

2.4. Газотурбинные установки

Газотурбинные установки (ГТУ) состоят из трех основных элементов: воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины (рис. 2.11). Воздух из

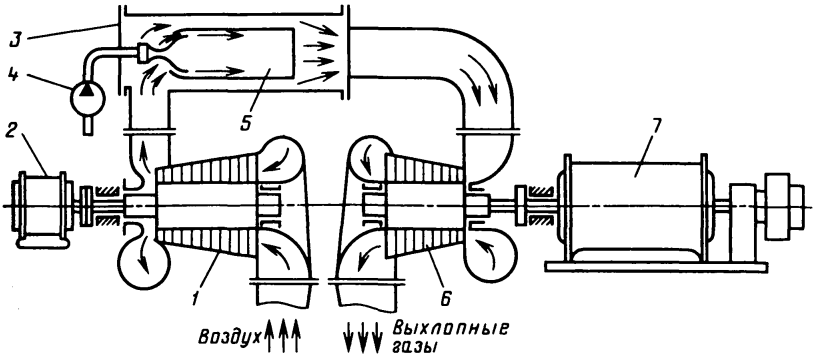


Рис. 2.11. Принципиальная схема газотурбинной установки

атмосферы поступает в компрессор *1*, приводимый в действие пусковым двигателем *2*, и сжимается. Далее под давлением его подают в камеру сгорания *3*, куда одновременно подводится топливным насосом *4* жидкое или газообразное топливо. Если в камеру сгорания подавать воздуха ровно столько, сколько требуется для полного сгорания топлива, то продукты сгорания будут иметь температуру свыше 2000° С. Это по условиям жаропрочности лопаток турбины и других элементов газового тракта недопустимо. Для того чтобы снизить температуру газа до приемлемого уровня (750—770° С), в камеру сгорания подают в 3,5—4,5 раза больше воздуха, чем нужно для сгорания топлива. В камере сгорания он разделяется на два потока: один поток поступает внутрь жаровой трубы *5* и обеспечивает полное сгорание топлива, а второй обтекает жаровую трубу снаружи и, подмешиваясь к продуктам сгорания, снижает их температуру. После камеры сгорания газы поступают в газовую турбину *6*, находящуюся на одном валу с компрессором и генератором *7*. Там они, расширяясь (примерно до атмосферного давления), совершают работу, вращая вал турбины, и затем выбрасываются через дымовую трубу.

В подобной схеме процесс сгорания топлива в камере сгорания происходит почти при постоянном давлении. Есть схемы ГТУ с горением при постоянном объеме.

Для повышения эффективности работы ГТУ сжатый в компрессоре воздух перед подачей в камеру сгорания подогревается в регенераторе (на рис. 2.11 не указан) отработавшими в турбине горячими газами, имеющими температуру приблизительно 400° С.

Полезная мощность ГТУ, т. е. та мощность, которая остается от развиваемой турбиной за вычетом потребляемой приводом компрессора, составляет сравнительно небольшую долю мощности турбины. Эту долю можно повысить, подняв температуру

газа перед турбиной или снизив температуру воздуха, засасываемого компрессором. Полезная мощность зависит также от аэродинамических качеств проточной части турбины и компрессора.

Мощность газовой турбины значительно меньше мощности паровой турбины и в настоящее время обычно не превышает 100—150 МВт при максимальном КПД около 30%.

Наиболее крупная в нашей стране ГТУ, созданная в производственном объединении «Ленинградский металлический завод», имеет мощность 100 МВт и КПД около 28%. Однако в настоящее время в стадии освоения находятся образцы с более высокими параметрами.

То обстоятельство, что мощность на валу турбины должна превышать мощность генератора на значение мощности компрессора большей, чем мощность самого генератора, следует отнести к недостаткам ГТУ. Недостатком является также и то, что продукты сгорания поступают в проточную часть турбины, что влечет за собой необходимость использования газообразного или дефицитного легкого жидкого топлива, не дающего отложений на турбинных лопатках.

К положительным качествам ГТУ следует отнести отсутствие громоздкого котельного агрегата, незначительную потребность в охлаждающей воде, высокую маневренность (более быстрые, чем у паровых турбин, пуски и остановки), простоту автоматизации эксплуатации, что влечет за собой уменьшение числа обслуживающего персонала и возможность управления на расстоянии.

Отмеченные особенности ГТУ предопределили область их использования в энергетике. Они с успехом могут служить источником пиковой мощности в периоды прохождения максимума нагрузки. Имеется мировой опыт эксплуатации ГТУ совместно с крупными энергоблоками КЭС. В этом случае все пики нагрузки воспринимаются ГТУ, что и обеспечивает оптимальный режим работы энергоблока. Видимо, с такой же целью может оказаться целесообразным подключение ГТУ на параллельную работу с реактором АЭС. Целесообразность использования подобных энергетических комплексов изучается и в СССР.

ГТУ находит применение также в качестве теплофикационных установок. В этом случае выхлопные газы направляют в специальный котел или водяной подогреватель, что влечет за собой повышение КПД установки.

2.5. Парогазовые установки

Парогазовые установки (ПГУ) представляют собой сочетание паротурбинной (ПТУ) и газотурбинной (ГТУ) установок. Такое объединение позволяет снизить потери отработавшей теплоты газовых турбин или теплоты уходящих газов паровых котлов, что обеспечивает повышение КПД ПГУ по сравне-

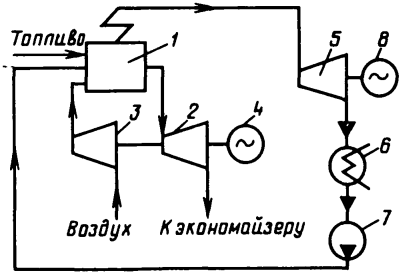


Рис. 2.12. Принципиальная схема парогазовой установки с высоконапорным паровым котлом

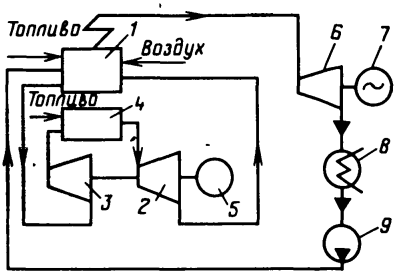


Рис. 2.13. Принципиальная схема парогазовой установки с камерой сгорания: *1—3*, *5—9* — то же, что и на рис. 2.12; *4* — камера сгорания

нию с отдельно взятыми ПТУ и ПГУ. Кроме того, при таком объединении достигается ряд конструктивных преимуществ, приводящих к удешевлению установки.

Распространение получили два типа ПГУ: с высоконапорными котлами и со сбросом отработавших газов турбины в топочную камеру обычного котла.

Высоконапорный котел *1* (рис. 2.12) работает на газовом или очищенном жидком топливе. Дымовые газы, выходящие из котла с высокой температурой и избыточным давлением, направляются в газовую турбину *2*, на одном валу с которой находятся компрессор *3* и генератор *4*. Компрессор нагнетает воздух в топочную камеру котла. Пар из высоконапорного котла направляется к конденсационной турбине *5*, на одном валу которой находится генератор *8*. Отработавший в турбине пар переходит в конденсатор *6* и после конденсации насосом *7* подается снова в котел. Выхлопные газы турбины подводятся к экономайзеру для подогрева питательной воды котла.

В такой схеме не требуется дымосос для удаления отходящих газов высоконапорного котла, функцию дутьевого насоса выполняет компрессор. КПД установки в целом достигает 42—43%.

В другой схеме парогазовой установки осуществляется использование теплоты отработавших газов турбины в котле (рис. 2.13). Возможность сброса отработавших газов турбины в топочную камеру котла основывается на том, что в камере сгорания *9* ГТУ топливо (газ) сжигают с большим избытком воздуха и содержание кислорода в выхлопных газах (16—18%) является достаточным для сжигания основной массы топлива в топке котла.

Пар из котла используется по обычной схеме, свойственной КЭС. Такая схема имеет преимущество перед рассмотренной выше, поскольку в ней используется котел обычной конструкции с возможностью использования в нем любого вида топлива

(твердого, жидкого, газового). В камере сгорания при этом сжигается относительно меньшее количество газа или жидкого топлива.

Парогазовая установка может состоять из паротурбинного и газотурбинного энергоблоков обычного типа. Такое объединение двух установок в общий парогазовый блок дает возможность получить более высокие маневренные качества по сравнению с обычным блоком ПТУ.

2.6. Атомные электростанции

Ядерная энергетика — одна из самых молодых отраслей техники. Началом ее обычно считают 27 июня 1954 г., когда в г. Обнинске была пущена Первая в мире атомная электростанция (рис. 2.14).

Ядерная энергетика имеет ряд преимуществ перед энергетикой, использующей традиционное органическое топливо (см. § 1.2 и 4.2).

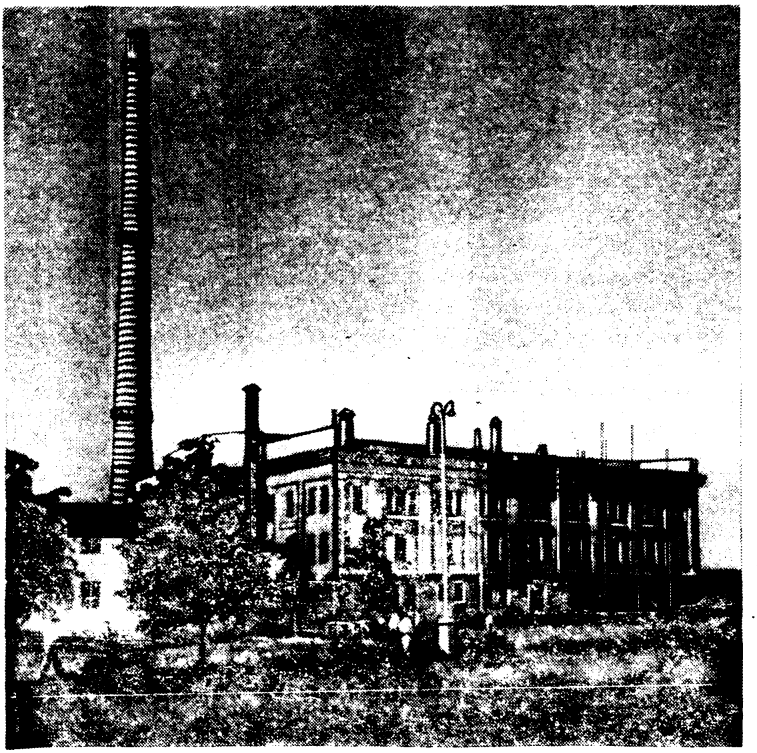


Рис. 2.14. Первая в мире АЭС мощностью 5000 кВт, пущена в 1954 г.

Напомним физические основы использования ядерной энергии. Их можно пояснить, рассматривая теорию относительности А. Эйнштейна. Согласно этой теории масса m и энергия E подобно различным формам энергии превращаются друг в друга по закону

$$E=mc^2, \tag{2.1}$$

где c — скорость света в вакууме.

Из этого закона следует, что *материя и энергия эквивалентны с коэффициентом пропорциональности c^2, или иначе, если исчезает какое-то количество массы, то появляется эквивалентное количество энергии (и наоборот).*

Известно, что $c^2=9\cdot10^{20}$ см/с, тогда согласно закону Эйнштейна $c^2=9\cdot10^{20}$ эрг, или $9\cdot10^{13}$ Дж, или $2{,}5\cdot10^7$ кВт·ч. Такое огромное значение этого коэффициента означает исключительно малое изменение массы, вызванное теми затратами энергии, свидетелями которых мы являемся в нашей повседневной жизни.

Вот почему эти изменения массы не могли быть замечены, и до теоретических разработок Эйнштейна считалось, что масса является величиной постоянной, не зависящей от энергии и что общая масса Вселенной всегда постоянна.

Изменение массы вещества становится заметным лишь при очень значительном изменении энергии. В этом случае согласно теории относительности Эйнштейна кинетическая энергия $E_к$, которую приобретает частица вещества, когда на нее действует сила, т. е. вообще при любых превращениях вещества — как химических, так и ядерных, равна

$$E_к=(m-m_0)\,c^2=\Delta mc^2. \tag{2.2}$$

По закону сохранения энергии $E_к$ равна Δv — уменьшению потенциальной энергии. В ядерной физике вместо Δv используется так называемая энергия связи B, причем $B=|\Delta v|$. Чем больше B, тем сильнее связаны соответствующие частицы. Превращение вещества, при котором происходит выделение энергии, сопровождается увеличением суммарной энергии связи.

Относительное изменение массы $\Delta m/m$ характеризует относительное выделение энергии, и нетрудно видеть, что наиболее выгодными с энергетической точки зрения являются реакции, в которых относительное изменение массы наибольшее.

Отличительной особенностью ядерных превращений является то, что в них значение относительного изменения массы на несколько порядков больше, чем в химических реакциях. При этом не все ядерные реакции происходят с уменьшением массы реагирующих веществ, т. е. с выделением энергии. Из закона сохранения энергии, нашедшего отражение и в формуле Эйнштейна, следует, что *в реакциях, обратных тем, в которых выделяется*

энергия, происходит поглощение точно такого же количества энергии.

Источником ядерной энергии могут быть либо тяжелые ядра, для которых возможны ядерные превращения, сопровождающиеся их делением на более мелкие ядра, либо легкие элементы, вступающие в реакции синтеза.

Рассмотрим процесс деления тяжелых ядер, лежащий в основе работы ядерного реактора АЭС. В состав атомов элементов, как известно, входят электрон, протон, нейтрон. Заряд электрона отрицательный, протона — положительный и по значению равный заряду электрона, нейтрон заряда не имеет. Атомы состоят из ядер, вокруг которых вращаются электроны. Сами ядра состоят из очень плотно «упакованных» с помощью ядерных сил нейтронов и протонов. Ядерные силы действуют на очень коротких расстояниях, соизмеримых с размерами ядер, и превосходят по значению все другие силы, в том числе кулоновские силы отталкивания между протонами ядер.

Деление ядер происходит при бомбардировке их нейтронами. Поскольку нейтрон имеет нулевой заряд, кулоновские силы не могут препятствовать проникновению нейтрона в ядро. Нейтрон, который не связан с тяжелым ядром, попав в него, не изменяет полную энергию связи всех протонов и нейтронов (нуклонов) ядра, но изменяет среднюю энергию связи, приходящуюся на один нуклон, в результате чего эта энергия в новом ядре станет меньше, чем в старом. Нуклоны станут меньше связаны друг с другом, а это приведет к тому, что в таких ядрах, как уран или плутоний, ядерных сил связи будет недостаточно для удерживания всех нуклонов вместе. Произойдет деление ядра на два других (осколки деления) с одновременным испусканием нескольких отдельных нейтронов, которые в свою очередь вызывают новые деления ядра (рис. 2.15), при этом процесс деления сопровождается выделением огромного количества энергии. Так, при делении ядра урана-235 (^{235}U) высвобождается около 200 МэВ энергии (1 эВ — основная единица энергии в ядерной физике — это энергия, которую приобретает частица с зарядом,

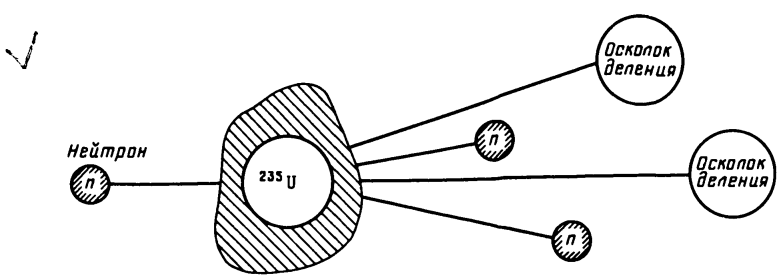


Рис. 2.15. Схема расщепления ядра урана-235

равным заряду электрона, при прохождении в вакууме разности потенциалов в 1 В, т. е. 1 эВ$=1{,}6\cdot10^{-13}$ Дж$=1{,}6\cdot10^{-12}$ эрг$=4{,}45\cdot10^{-26}$ кВт·ч).

В соответствии с теорией Эйнштейна суммарная масса продуктов деления ядер и свободных нейтронов меньше исходной массы ядра и нейтрона на значение, соответствующее указанному энерговыделению. Освобождаемая энергия проявляется в виде кинетической энергии продуктов деления, что при их торможении приводит к разогреву окружающей среды. Выделяемая тепловая энергия с помощью теплоносителей передается рабочему телу турбины для выработки электроэнергии генератором.

Для устойчивости и непрерывной работы реактора необходимо, чтобы процесс деления ядер был самоподдерживающимся, для чего нужно, чтобы в него вовлекалось прежде всего требуемое число ядер, определяемое соответствующим количеством делящегося вещества. Это количество называется критической массой. Если это количество станет меньше критической массы, то реакция деления прекращается, а когда почти все испускаемые нейтроны будут производить новые деления ^{235}U, выделится слишком много теплоты и ядерный реактор может разрушиться. Поэтому атомный реактор должен удовлетворять двум основным, но противоречивым требованиям: *обеспечивать самоподдержание реакции деления и полностью исключать возможности своего разрушения.*

Какое же при этом должно быть ядерное топливо, т. е. каким требованиям должны удовлетворять ядра используемого элемента? Первое — реакция деления ядер должна сопровождаться необходимым энерговыделением, второе — ядра таких элементов либо должны существовать в количестве, достаточном для энергетики в природе, либо могут быть получены из природных элементов.

Этим требованиям удовлетворяет прежде всего природный уран, который представляет собой смесь трех различных изотопов: ^{238}U (99,28%), ^{235}U (0,714%) и ^{234}U (0,006%).

В реакторе тепловой мощностью 10^6 кВт в сутки сжигается около 1 кг урана. Для блоков с такой же электрической мощностью при КПД $\eta=33\%$ необходим реактор тепловой мощностью $3\cdot10^6$ кВт, что повлечет за собой расход ядерного топлива в 3 раза больший, т. е. 3 кг в сутки.

Кроме урана энергию могут дать и природный торий-232 (^{232}Th), а также искусственно получаемые в реакторах плутоний-239 (^{239}Pu) и уран-233 (^{233}U).

С точки зрения своих энергетических качеств эти элементы не равноценны. Чтобы установить преимущества того или иного элемента перед другими, рассмотрим процесс деления ядер.

Новые ядра (осколки, возникающие при делении первоначального топлива, например ^{235}U) представляют собой два новых химических элемента, располо-

женных в средней части таблицы Менделеева. Получив от исходного ядра энергию и передав ее среде, а затем теплоносителю, эти осколки в последующем делении ядер непосредственного участия не принимают, но, поглощая часть вылетевших нейтронов, влияют на протекание указанных процессов. Нейтроны, образовавшиеся при делении ядер, обладают энергией, в сто миллионов раз большей тепловой энергии частиц, находящихся при обычной комнатной температуре. При дальнейшем развитии процесса нейтроны, сталкиваясь с «ненагретыми» ядрами среды, могут, во-первых, «охладиться», передав свою энергию среде, во-вторых, выйти из объема, где находится ядерное горючее, а в-третьих, поглотиться ядрами, не делящимися под воздействием таких нейтронов, и, наконец, в-четвертых, вызвать новое деление ядер.

Энергия, которой обладает нейтрон, в значительной мере определяет вероятность деления ядер урана и плутония. Так, ядра изотопов урана ^{235}U, ^{233}U и ^{239}U наиболее эффективно делятся при бомбардировке их так называемыми медленными нейтронами. Такие нейтроны получаются в результате искусственного снижения их энергии от 10 МэВ в момент деления до 0,1 эВ. Такой «сброс» энергии, происходящий за счет столкновения с легкими ядрами замедлителя, эквивалентен изменению скоростей движения нейтронов с 40 000 до 4 км/с, и только после этого они поглощаются ядрами. Чем меньше скорость или, что равнозначно, энергия нейтронов, тем с большей вероятностью они втягиваются ядром. Медленные нейтроны находятся в тепловом равновесии со средой и называются также тепловыми. Бомбардировка медленными нейтронами ядер наиболее распространенного в природе ^{238}U не приводит к его делению. Оно, оказывается, может возникнуть (и то с малой вероятностью) только при бомбардировке нейтронами больших энергий — так называемыми быстрыми нейтронами.

При энергии нейтронов около 6,7 эВ (30 км/с) происходит резонансный захват их ядрами ^{238}U. Образовавшийся в результате поглощения ^{238}U нейтрона изотоп ^{239}U после двух последовательных β-распадов (рис. 2.16) превращается в новый элемент — плутоний (^{239}Pu), способный создавать, так же как и ^{235}U, цепную реакцию деления под воздействием нейтронов. Аналогичная картина наблюдается и для ^{232}Th, который превращается в ^{233}U, тоже хорошо делящийся при бомбардировке нейтронами.

Указанные процессы послужили основой для создания реакторов — размножителей ядерного топлива. В таких реакторах, поскольку в них почти нет легких ядер замедлителя, быстрые нейтроны не успевают потерять энергию до своего столкновения с ядрами плутония. Опыты показали, что в процессе взаимодействия быстрых нейтронов с плутонием в среднем на захваченный плутонием нейтрон рождается 2,7 новых. Можно представить, что теоретически для того чтобы осуществить воспроизводство ядерного горючего, необходимо иметь два нейтрона, из которых один нужен для поддержания ядерной реакции, а другой — для образования плутония из ^{238}U. Однако в реальном реакторе часть нейтронов покидает объем активной зоны, часть поглощается конструкционными материалами, ядрами изотопов, образующихся в процессе деления. Можно сказать, что

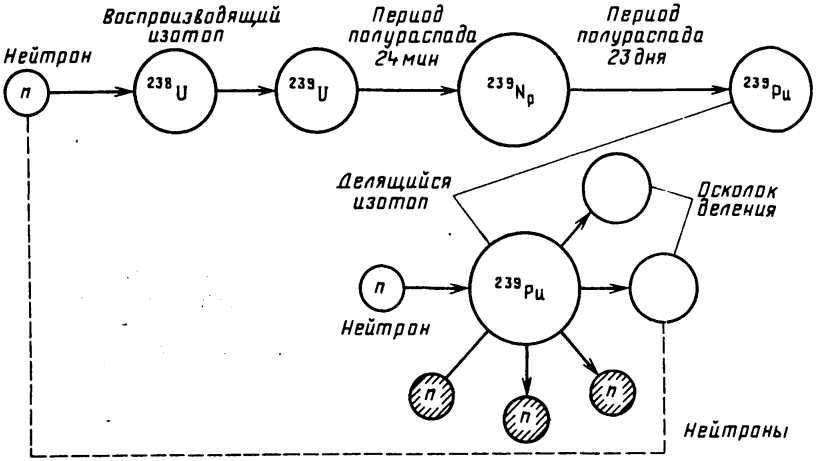


Рис. 2.16. Урановый цикл размножения на быстрых нейтронах

часть нейтронов теряется. Чтобы количество накопившегося горючего равнялось количеству выгоревшего, в реальных атомных реакторах в среднем на каждый акт деления должно рождаться 2,2 нейтрона. Но на каждый захваченный ядром плутония быстрый нейтрон возникает в среднем 2,7 нейтрона: 2,7—2,2=0,5. Таким образом, на два разделившихся ядра появляется лишний нейтрон и его можно пустить на расширенное воспроизводство ядерного горючего.

Подсчеты показывают, что на каждый килограмм выгоревшего в быстром реакторе плутония освобождается 22,5 млн. кВт·ч энергии и получается 1,5 кг плутония. Из этого количества генерируется уже 34 млн. кВт·ч и накапливается 2,25 кг плутония и т. д.

Чтобы процесс деления атомов был самоподдерживающимся, необходимо, как было сказано выше, чтобы в него вовлекалось ядерное топливо в количестве, соответствующем критической массе.

В современных реакторах для деления ядер исходного топлива используются в основном тепловые нейтроны. Рассмотрим в связи с этим, что же представляет собой наиболее распространенный в энергетике ядерный реактор на тепловых нейтронах.

В настоящее время существует несколько типов реакторов, которые будут рассмотрены позднее, однако всем им присущи некоторые общие черты. Все они имеют прежде всего так называемую активную зону (*1* на рис. 2.17), в которую загружается ядерное топливо, содержащее ^{235}U и замедлитель (обычно графит или вода). Для сокращения утечки нейтронов из

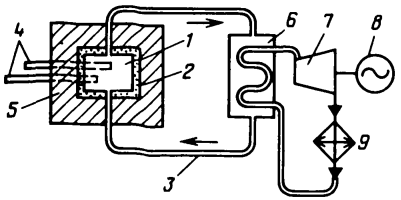


Рис. 2.17. Упрощенная схема АЭС

активной зоны последнюю окружают отражателем *2*, выполненным обычно из того же материала, что и замедлитель. За отражателем снаружи реактора размещается бетонная защита *5* от радиоактивных излучений.

Загрузка реактора ядерным топливом обычно значительно превышает критическую. Чтобы по мере выгорания топлива непрерывно поддерживать реактор в критическом состоянии, в активную зону вводят сильный поглотитель нейтронов в виде стержней *4* из карбида бора. Такие стержни называют регулирующими или компенсирующими, поскольку они компенсируют дополнительную нагрузку топлива (избыточную реактивность реактора). По мере выгорания топлива эти стержни постепенно извлекаются из активной зоны.

Часть этих стержней используется также для регулирования мощности реактора, осуществляемого с помощью автоматики.

В процессе деления ядра основная доля освобожденной энергии переходит, как уже говорили, в кинетическую энергию осколков, при торможении которых выделяется теплота, отводимая теплоносителем *3* в теплообменник-парогенератор *6*, где она трансформируется в рабочее тело — пар. Пар поступает в турбину *7* и вращает ее ротор, вал которого соединен с валом генератора *8*. Отработавший в турбине пар попадает в конденсатор *9*, после которого сконденсированная вода вновь идет в теплообменник, и цикл повторяется.

В зависимости от вида теплоносителя, нагреваемого в атомном реакторе, и способа его использования АЭС делятся на одноконтурные, двухконтурные и трехконтурные. Принципиальные схемы этих АЭС представлены на рис. 2.18.

В одноконтурных АЭС (рис. 2.18, *а*) в качестве рабочего тела паротурбинного цикла используется сам теплоноситель. Такая схема наиболее проста и дешева, в ней отсутствуют также дополнительные потери, связанные с получением рабочего тела в двух- и трехконтурных АЭС. Однако в таких АЭС все оборудование работает в радиационно-активных условиях, что осложняет эксплуатацию энергоблока. Недостатком ее является также работа реактора на двухфазной пароводяной среде.

В принципе возможна тепловая схема, в которой в качестве теплоносителя и рабочего тела используется газ.

В двухконтурных АЭС (рис. 2.18, *б*) контуры теплоно-

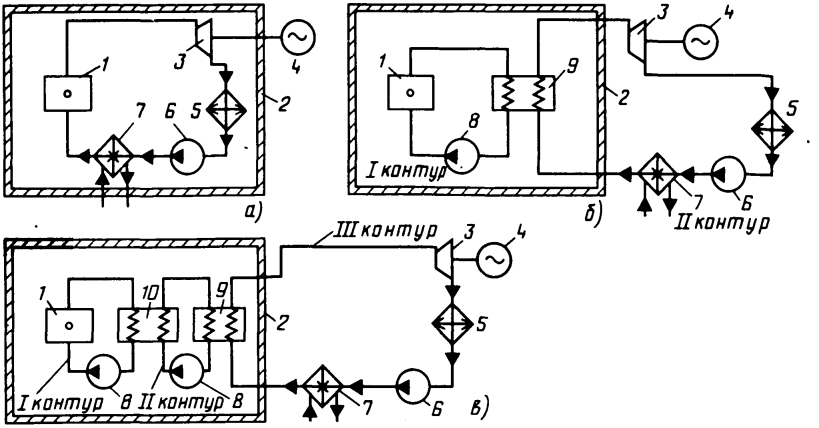


Рис. 2.18. Упрощенная принципиальная схема одно-(*а*), двух-(*б*) и трехконтурных (*в*) реакторов АЭС:
1 — ядерный реактор с первичной биологической защитой; *2* — вторичная биологическая защита; *3* — турбина; *4* — генератор; *5* — конденсатор; *6* — насос; *7* — регенеративный теплообменник; *8* — циркуляционный насос; *9* — парогенератор; *10* — промежуточный теплообменник

сителя и рабочего тела разделены. В таких схемах реактор охлаждается теплоносителем, прокачиваемым через него и парогенератор циркуляционным насосом. Пар из парогенератора поступает в турбину, затем в конденсатор, откуда после превращения в конденсат насосом подается обратно в парогенератор. Таким образом, на таких АЭС радиоактивным контуром является только первый, т. е. контур теплоносителя. В двухконтурной паротурбинной АЭС обязательным элементом является парогенератор, разделяющий оба контура.

В качестве теплоносителя в двухконтурной АЭС могут быть использованы также и какие-либо органические жидкости или газы. Двухконтурные схемы в настоящее время наиболее распространены.

В трехконтурных АЭС (рис. 2.18, *в*) между контуром *I* с ядерным реактором и контуром *III* с паровой турбиной находится промежуточный контур *II*. В качестве теплоносителя контура *I* используется жидкий натрий. При попадании в него воды или водяного пара происходит бурная химическая реакция, создающая опасность выброса радиоактивных веществ из контура *I* в обслуживаемые помещения. Чтобы избежать этого, вводится промежуточный контур, в котором через промежуточный теплообменник *10* циркулирует необлученный жидкометаллический теплоноситель — тоже натрий, передающий теплоту рабочему телу (воде, пару, газу), циркулирующему в контуре *III*.

Кроме основной классификации АЭС по числу контуров они различаются по виду замедлителя и теплоносителя,

используемых в ядерных реакторах, а также по конструктивным особенностям последних.

По виду замедлителя и теплоносителя в СССР используются два типа реакторов: водо-водяные (вода — замедлитель и теплоноситель) и водографитовые (вода — теплоноситель, графит — замедлитель). На АЭС с водо-водяными реакторами используется двухконтурная схема. Такие реакторы имеют прочные корпуса (отсюда название — реактор корпусного типа), в которые вставляются кассеты с тепловыделяющими элементами (твэлами). Вода прокачивается через кассеты под давлением и поступает затем в теплообменник. Такой тип реактора сокращенно обозначается ВВЭР.

В настоящее время в СССР освоены реакторы корпусного типа мощностью 440 МВт, а в 1980 г. на Нововоронежской АЭС (рис. 2.19) выведен на полную мощность первый советский «миллионник» — реактор подобного типа мощностью 1000 МВт.

Водографитовый реактор состоит из отдельных каналов, работающих независимо друг от друга, поэтому он называется реактором канального типа. Реактор такого типа обеспечивает возможность независимого контроля и ремонта отдель-

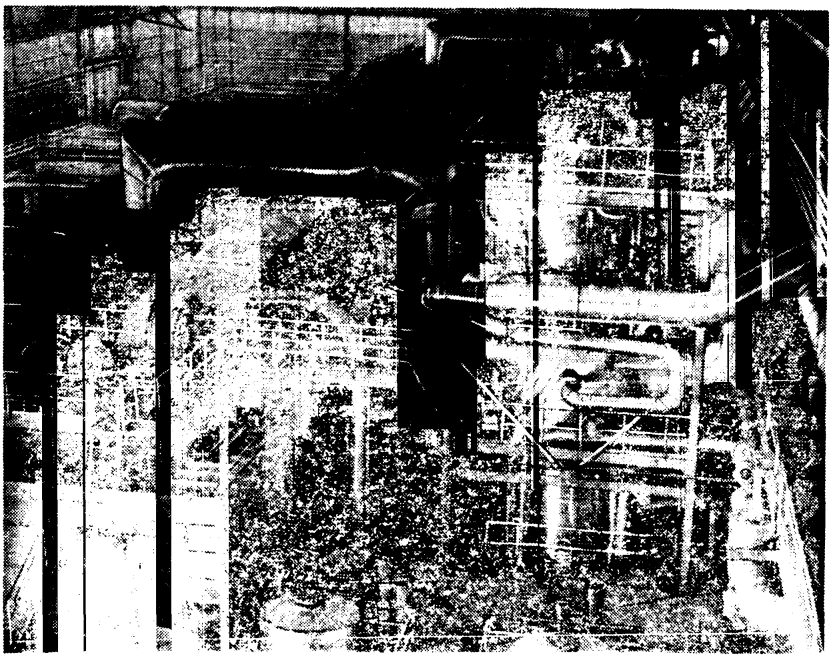


Рис. 2.19. Зал Нововоронежской АЭС имени 50-летия СССР с реакторами типа ВВЭР. Первый блок мощностью 210 МВт был пущен в 1964 г. После ввода в эксплуатацию в 1980 г. блока 1000 МВт мощность АЭС достигла 2409 МВт

ных каналов без его остановки, наращивания мощности путем увеличения конструктивно однотипных элементов, сооружения паропроизводительной установки без крупногабаритных прочно-плотных стальных корпусов, использьвания перегретого пара.

На АЭС с реактором канального типа используется одноконтурная схема, а охлаждение производится кипящей водой. В СССР освоен типовой реактор РБМК-1000 — реактор большой мощности кипящий 1000 МВт, который до аварии на Чернобыльской АЭС использовался в качестве серийного при строительстве АЭС мощностью 2000 МВт и более.

В настоящее время по соображениям экономичности и надежности АЭС с реакторами как корпусного, так и канального типа используются в режиме неизменной (базисной) нагрузки.

Современные АЭС на тепловых нейтронах имеют КПД несколько ниже, чем у блочных КЭС сверхкритических параметров. Капиталовложения на 1 кВт установленной мощности у них выше, хотя себестоимость вырабатываемой электроэнергии, как правило, более низкая.

Реакторы на быстрых нейтронах в настоящее время находятся в стадии освоения. Работы в этом направлении ведутся в СССР, США, Англии, Франции, Японии. Первая в мире сравнительно крупная АЭС с реактором БН-350 на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем была пущена в 1973 г. в г. Шевченко. Его электрическая мощность 350 МВт, из которых 200 МВт идет на опреснение морской воды, а 150 МВт — на производство электроэнергии. Второй реактор на быстрых нейтронах БН-600 электрической мощностью 600 МВт был введен в действие в 1980 г. на Белоярской АЭС (рис. 2.20).

Следует подчеркнуть, что во всем мире трудности создания перспективных реакторов на быстрых нейтронах оказались бо́льшими, чем ожидалось. В результате ранее предполагавшийся срок их массового практического освоения с начала 80-х годов отодвинулся на 90-е годы.

В развитии ядерной энергетики исключительную роль сыграли советские ученые и отечественные центры атомной науки и техники. Еще в 1918 г. в Академии наук в Петрограде был образован Радиевый отдел, на базе которого в 1922 г. был создан Радиевый институт Академии наук (РИАН). Первым директором этого института был академик В. И. Вернадский. Коллектив института разрабатывал новые методы исследования в области радиохимии, ядерной физики, радиологии. Сейчас этот институт носит имя В. Г. Хлопина — одного из основоположников советской радиевой промышленности.

После Великой Отечественной войны главным центром атомной науки и техники в СССР стал Институт атомной энергии (ИАЭ), организатором и первым директором которого был И. В. Курчатов. За короткий срок институт, который ныне носит имя И. В. Курчатова, стал крупным многоотраслевым центром ядерной физики, атомной науки и техники. В содружестве с другими институтами и организациями он решил основные задачи по созданию атомной техники и промышленности в СССР. В институте работали такие выдающиеся ученые, как академик И. В. Курчатов, Л. А. Арцимович, М. Д. Миллионщиков, А. П. Александров и др.

Рис. 2.20. Белоярская АЭС им. академика И. В. Курчатова. Первый блок с реактором типа РБМК мощностью 100 МВт был введен в 1964 г., второй блок мощностью 200 МВт — в 1967 г. В апреле 1980 г. был пущен самый мощный реактор на быстрых нейтронах БН-600 и установленная мощность АЭС достигла 900 МВт

В этот период был создан другой научный центр нашей страны — Институт теоретической и экспериментальной физики (ИТЭФ). Институт известен далеко за пределами нашей Родины своими работами в области теоретической физики, теории излучения, ядерной физики, космических лучей, физики высоких энергий, физики тяжеловодных реакторов. В течение 25 лет институт возглавлял академик А. И. Алиханов.

Всему миру известен Физико-энергетический институт (ФЭИ) в г. Обнинске. На основе опыта Первой АЭС коллектив ФЭИ разработал научно-технические принципы строительства Белоярской АЭС с реакторами на быстрых нейтронах. В 1960 г. за научные исследования физики ядерных реакторов на быстрых нейтронах группе ученых ФЭИ была присуждена Ленинская премия.

Этим далеко не исчерпывается перечень научно-исследовательских организаций и лиц, работающих над решением научно-технических проблем в области атомной науки и техники, в частности энергетики.

К настоящему времени ядерная энергетика во многих странах мира развивается как самостоятельная отрасль электроэнергетики. С момента пуска Первой в мире АЭС число строящихся и эксплуатируемых ядерных реакторов в 33 странах достигло на начало 1986 г. 541 суммарной мощностью 405 ГВт. Предполага-

ется, что установленная мощность АЭС в мире достигнет к 1990 г. 340—400 ГВт, а доля атомной энергетики в выработке электроэнергии приблизится к 20%. Развитие ядерной энергетики запланировано и в СССР, хотя в настоящее время темпы ее развития резко снизились. Мощности и территориальное размещение АЭС будут определяться в основном распределением по стране запасов основных топливных и водных энергетических ресурсов, а также экологией и сосредоточением потребителей электроэнергии.

К началу XII пятилетки в системе Минэнерго СССР находилось в эксплуатации 13 АЭС суммарной установленной мощностью 26 312 МВт и выработкой электроэнергии 128,5 млрд. кВт·ч. Крупнейшими АЭС того времени были Ленинградская и Курская с установленными мощностями по 4000 МВт каждая.

2.7. Гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции

На гидроэлектростанциях электрическая энергия получается в результате преобразований энергии водного потока. Каждая ГЭС состоит из гидротехнических сооружений, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание напора, а также энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в электрическую. Такое преобразование осуществляется с помощью гидравлической турбины, основным элементом которой является рабочее колесо (подробнее см. § 3.5). Вода, попадая из водохранилища по напорному трубопроводу на лопасти рабочего колеса, вращает его, а вместе с ним и ротор генератора, вырабатывающего электроэнергию.

Существуют две основные схемы концентрации напора гидротехническими сооружениями — плотинная и деривационная.

В плотинной схеме предусмотрено сооружение плотины, перегораживающей в выбранном створе русло реки (рис. 2.21), в результате чего образуется разность уровней воды в верховой и низовой по течению сторонах плотины. Создающееся при этом с верховой стороны водохранилище называется верхним бьефом, а часть реки с низовой стороны — нижним бьефом. Разность уровней верхнего $z_{в.б}$ и нижнего $z_{н.б}$ бьефов создает необходимый напор гидроэлектростанции $H_{гэс}$, при этом напор за счет кривой подпора будет несколько меньше того, который возможен при использовании рассматриваемого участка реки *I—II*, т. е. $H_{уч}$. Значение ΔH представляет, таким образом, некоторую невосполнимую потерю напора

$$H_{гэс}=H_{уч}-\Delta H. \qquad (2.3)$$

На горных реках с большими уклонами концентрация напора обычно осуществляется по деривационной схеме, реали-

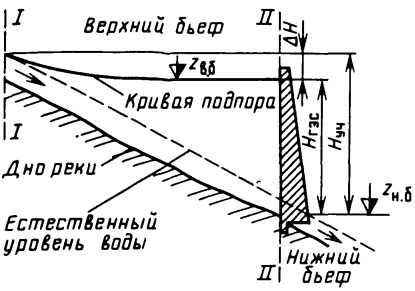


Рис. 2.21. Плотинная схема концентрации напора

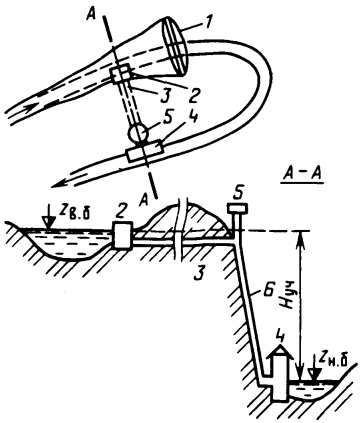


Рис. 2.22. Деривационная схема концентрации напора

зуемой следующим образом. В выбранном створе реки (рис. 2.22) возводится плотина *1*, создающая небольшой подпор и сравнительно малое водохранилище, из которого через водоприемник *2* вода направляется в деривацию *3*, представляющую собой искусственный водовод, выполняемый в виде открытого канала, туннеля или трубопровода. Из деривации вода поступает по напорным трубопроводам *6* к турбинам ГЭС *4*. Таким образом, в этой схеме напор создается не плотиной, как в предыдущей схеме, а деривацией. Если деривация напорная, в конце ее для смягчения возможных при нестационарных режимах гидравлических ударов сооружается уравнительный резервуар *5*. Естественно, что используемый гидроэлектростанцией напор $H_{гэс}$ будет меньше $H_{уч}$ на размер потерь в водопроводящем тракте (деривация, напорный трубопровод).

Разновидностью рассмотренных двух схем является плотинно-деривационная (смешанная) схема. Она реализуется в тех случаях, когда используемый участок реки на своем протяжении имеет различный уклон, в результате чего целесообразно использовать плотинную схему там, где уклон сравнительно невелик, и деривационную там, где уклон существенно больше. Целесообразность использования этой схемы может диктоваться и другими соображениями.

Имеется несколько разновидностей собственно деривационных схем. К первой из них можно отнести так называемую межбассейновую схему (рис. 2.23). В этой схеме концентрация напора осуществляется путем переброски воды из реки *А* в реку *Б*, при этом необходимо, чтобы разность уровней воды $H_{уч}$ в этих

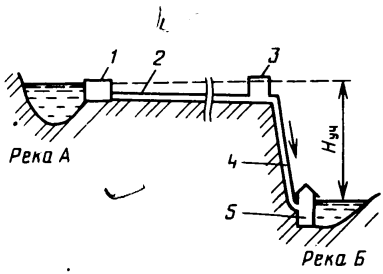


Рис. 2.23. Деривационная схема с переброской стока:
1 — водоприемник; *2* — деривация; *3* — уравнительный резервуар; *4* — турбинный трубопровод; *5* — здание ГЭС

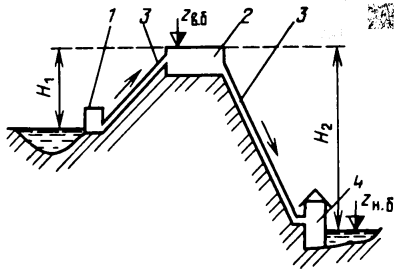


Рис. 2.24. Концентрация напора с переброской стока с помощью насосного подъема воды на водораздел:
1 — насосная установка; *2* — водораздельный бассейн; *3* — турбинные трубопроводы; *4* — здание ГЭС

реках была значительной, а расстояние между ними и соответственно длина — сравнительно небольшими.

Другой разновидностью является межбассейновая схема с насосным подъемом воды на водораздел, где устраивается водохранилище (рис. 2.24). Высота подъема воды H_1 обычно меньше высоты H_2, измеряемой разностью уровней водораздельного бассейна и нижнего бьефа у здания ГЭС.

Установки, в которых насосы и турбины размещаются в одном здании (рис. 2.25), называются гидроаккумулирующими электростанциями (ГАЭС).

Нижним бассейном (бьефом) такой ГАЭС могут служить водохранилища или реки, а в качестве верхнего бассейна (бьефа) используется существующее озеро, имеющее или не имеющее естественную приточность, или специально созданное на определенной высоте водохранилище.

На первых ГАЭС устанавливали две раздельные пары машин: гидротурбину с генератором и электродвигатель с насосом. Такие схемы по числу устанавливаемых машин называют четырехмашинными.

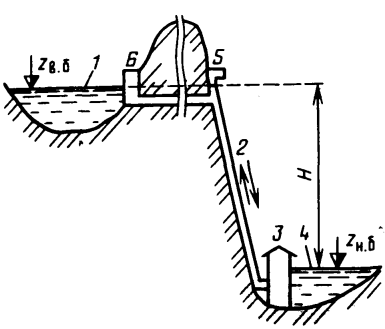


Рис. 2.25. Схема гидроаккумулирующей электростанции:
1 — верхний бассейн; *2* — напорный трубопровод; *3* — здание ГЭС; *4* — нижний бассейн; *5* — уравнительный резервуар; *6* — водоприемник

Синхронная электрическая машина может работать как в генераторном, так и в двигательном режиме. На основе использования этого свойства создана трехмашинная схема, в которой отсутствует отдельный двигатель насоса.

Появление обратимых гидромашин, работающих как в насосном, так и турбинном режиме, позволило перейти к двухмашинной схеме ГЭС, имеющей агрегаты, на одном валу которых размещается как обратимая электрическая машина, так и обратимая гидравлическая.

Процесс гидравлического аккумулирования энергии сводится к следующему. В ночное время, когда нагрузка энергосистемы сильно снижается, включаются электродвигатели насосов ГАЭС, накачивающие воду из нижнего бассейна в верхний.

В периоды пиков нагрузки энергосистемы запасенная в верхнем бассейне вода пропускается через турбины ГАЭС и находящиеся на одном валу с ними генераторы вырабатывают электроэнергию. Если при этом в верхний бассейн не поступает естественная приточность и один и тот же объем воды (без учета потерь на испарение и фильтрацию) перекачивается вверх и спускается вниз, то такие гидроаккумулирующие электростанции носят название ГАЭС чистого типа.

Если имеется постоянный естественный приток воды в верхний бассейн, то в этом случае образуется ГЭС смешанного типа или, как ее еще называют, ГЭС—ГАЭС. В этом случае мощность ГАЭС можно получить несколько большего значения, чем при отсутствии приточности.

Достоинством ГАЭС в современных условиях работы энергетических систем является то, что она искусственно создает гидроэнергетические ресурсы, что важно для тех районов, где этих ресурсов недостаточно. Кроме того, ГАЭС играют существенную роль в покрытии суточного графика нагрузки системы, создавая дополнительную нагрузку в часы ночного провала электропотребления и пиковую мощность в часы повышенного спроса на электроэнергию (подробнее см. § 3.8).

Коэффициент полезного действия ГАЭС определяет КПД насосного и турбинного режимов. Поэтому он будет меньше, чем КПД ГЭС, и обычно не превосходит 0,7—0,78. Это значит, что из каждых 100 кВт·ч, забираемых ГАЭС из системы, обратно в нее возвращается примерно 75 кВт·ч. Однако этот недостаток смягчается тем, что дневная энергия, когда ГАЭС работает в турбинном режиме, оценивается значительно выше ночной, когда часть ее по существу является бросовой.

Энергоэкономическая эффективность ГАЭС в значительной мере определяется используемым напором. Чем больше напор, тем меньшими объемами водохранилищ можно обойтись для одной и той же установленной мощности. Поэтому высоконапорные ГАЭС имеют лучшие технико-экономические показатели.

Кроме рассматриваемой выше ГАЭС суточного цикла аккумулирования могут быть ГАЭС и с более длительными циклами — недельными, сезонными. Однако для этого должны иметься необходимые гидрологические и топогеологические условия, что встречается довольно редко.

Всего в мире эксплуатируется и строится свыше 200 ГАЭС, охватывающих диапазон напоров от нескольких метров до 1770 м.

В Советском Союзе действует Киевская ГАЭС мощностью 225 МВт и строятся Загорская ГАЭС под Москвой мощностью 1200 МВт и Кайшядорская (Литовская ССР) мощностью 1600 МВт. Намечается и осуществляется строительство других ГАЭС.

2.8. Приливные электростанции

Ритмично, со строгой закономерностью, в одних местах каждые 12 ч 25 мин, а в других через 24 ч 50 мин могучая волна океанского прилива наступает на берег. Вызванный взаимодействием космических сил системы Земля—Луна—Солнце прилив плавно поднимает уровень моря у берега в зависимости от положения на планете, формы русла и береговой линии от нескольких сантиметров до многих метров. Наивысший прилив (19 м) наблюдается на берегах залива Фанди (Канада), у северо-западных берегов США он достигает 10 м, в Южной Америке (Аргентина, Галегос) 11 м, в Англии (Бристоль) и Франции (Сен-Мало) 14 м. Значителен подъем прилива (10 м и выше) у берегов Австралии, Индии, Китая, Кореи. У берегов СССР высокие приливы наблюдаются в Пенжинском (до 13,4 м), Тугерском и Мезенском (до 10 м) заливах в Охотском и Белом морях. На Мурманском побережье прилив достигает 7,2 м.

Мировой энергопотенциал морского прилива оценивается в 1 млрд. кВт, что в 2,5 раза больше, чем мощность всех существующих ГЭС на планете.

Однако использование этой энергии затрудняется ее пульсирующим прерывистым характером. Прилив в зависимости от видимости лунного диска от полнолуния к новолунию в течение 14,2 сут уменьшается в 3 раза. Кроме того, если морской залив или бухту отгородить плотиной и в этой плотине поставить турбину (рис. 2.26, *а*), то при опускании уровня моря вследствие отлива напор, действующий на турбину, образуется не сразу, а через некоторый промежуток времени t_1—t_2, в течение которого затворы турбин приливной электростанции (ПЭС) закрыты (рис. 2.26, *б*). В момент t_2, когда напор, определяемый разностью уровней воды в бассейне и море, достигнет значения технического минимума $H^{мин}$, открываются затворы турбин и последние начинают работать. Так будет продолжаться до момен-

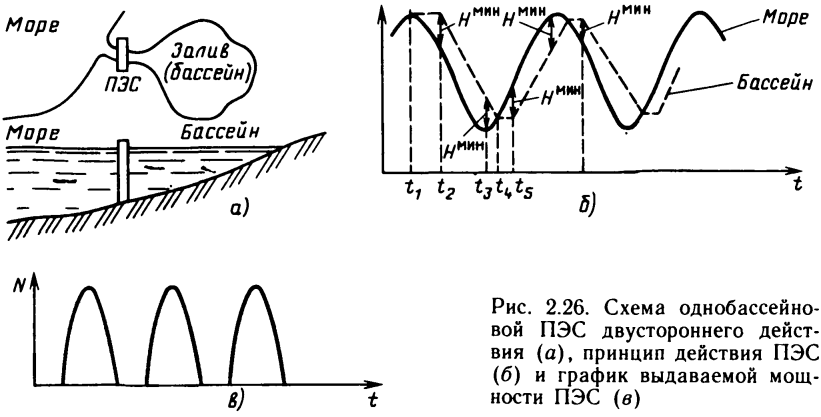


Рис. 2.26. Схема однобассейновой ПЭС двустороннего действия (*а*), принцип действия ПЭС (*б*) и график выдаваемой мощности ПЭС (*в*)

та t_3, когда напор снова примет минимальное значение $H^{мин}$ и турбины перестанут вращать роторы своих генераторов. После выравнивания уровней в бьефах (момент t_4) затворы турбин вновь закроются, вследствие чего уровень воды в заливе будет сохраняться неизменным, а в море в результате прилива повышаться. Так будет до. момента t_5, когда снова возникает необходимый напор и турбины смогут начать работу. Далее процесс будет происходить аналогичным образом.

Таким образом, в интервале времени t_3—t_5 и в других аналогичных интервалах агрегаты ПЭС не выдают мощности, а в остальные периоды отлива и прилива она изменяется от нуля до некоторого максимального значения и вновь снижается до нуля (рис. 2.26, *в*).

По этому принципу работает ПЭС, построенная по простейшей однобассейновой схеме двустороннего действия.

За несколько столетий до изобретения электрогенераторов и возведения гидроэлектростанций изобретатели, использовавшие энергию прилива в водяных мельницах, предложили остроумные способы получения непрерывного действия такой мельницы путем разделения бассейна на 2—3 части и поочередного включения их в работу.

Проведенные в СССР исследования показали, что такое получение от прилива непрерывной энергии противоречит самому природному характеру явления и поэтому в отношении постоянства принципиально неосуществимо. Однако в условиях современной энергетики, когда в энергосистемах имеются большие возможности маневрирования генерирующим оборудованием, от приливной электростанции и не требуется непрерывная работа. Гораздо важнее получить от нее мощность в часы наибольшего потребления, что позволит обеспечить более равномерную работу

нуждающихся в этом тепловых электростанций. При этом реализуется очень ценное качество приливной энергии, заключающееся в неизменности ее среднемесячного значения в любой сезон и в год любой водности.

Реализация этого качества приливной энергии может быть достигнута, если построить ПЭС по простой однобассейновой схеме двустороннего действия, обеспечивающей наибольшую выработку.

Так сформировалась советская концепция использования приливной энергии в крупных однобассейновых ПЭС, пульсирующие, но неизменно гарантированные потоки энергии которых гармонично сочетаются взаимно дополняющими друг друга электростанциями других типов, включенными в крупные системы, охватывающие большие регионы. При этом важную роль в обеспечении гибкости работы ПЭС играют приливные капсульные агрегаты, созданные во Франции и успешно применяемые на действующей ПЭС Ранс (мощность 240 МВт, годовая отдача 500 млн. кВт·ч). Двусторонняя и обратимая работа таких агрегатов позволяет турбину обращать в насос, т. е. в период избытка энергии в системе (например, ночью) качать морскую воду в бассейн, аккумулируя ее там для выдачи мощности в часы пик.

Другим серьезным препятствием для сооружения ПЭС явилась дороговизна их строительства вследствие необходимости возведения сооружений на значительных глубинах при воздействии морской стихии. Для преодоления этого в СССР было предложено применить для строительства ПЭС наплавной способ, позволяющий построить здание ПЭС в благоприятных условиях приморского промышленного центра и в готовом виде со смонтированным оборудованием доставить его водным путем в труднодоступный с суши створ.

Для натурной проверки предложенного решения в 1963—1968 гг. в СССР на побережье Баренцева моря (в Мурманске) было осуществлено сооружение опытной приливной электростанции (рис. 2.27), здание которой было доставлено буксиром на расстоянии 60 миль в губу Кислую, где было погружено на основание, выполненное под водой, и соединено дамбами с берегами. Несмотря на небольшую мощность агрегата (400 кВт) здание имело довольно большие размеры (36×18×15 м), что дало возможность экстраполировать опыт его работы на крупные сооружения.

Успешный опыт эксплуатации и исследований Кислогубской ПЭС позволил приступить к изучению и обоснованию таких крупных ПЭС, как Лумбовская (300 тыс. кВт), Мезенская и Тунгурская (по 10 млн. кВт) и Пенжинская (30—100 млн. кВт). Этот опыт также использован при проектировании намеченных к строительству мощных ПЭС в заливе Фанди в Канаде (Кам-

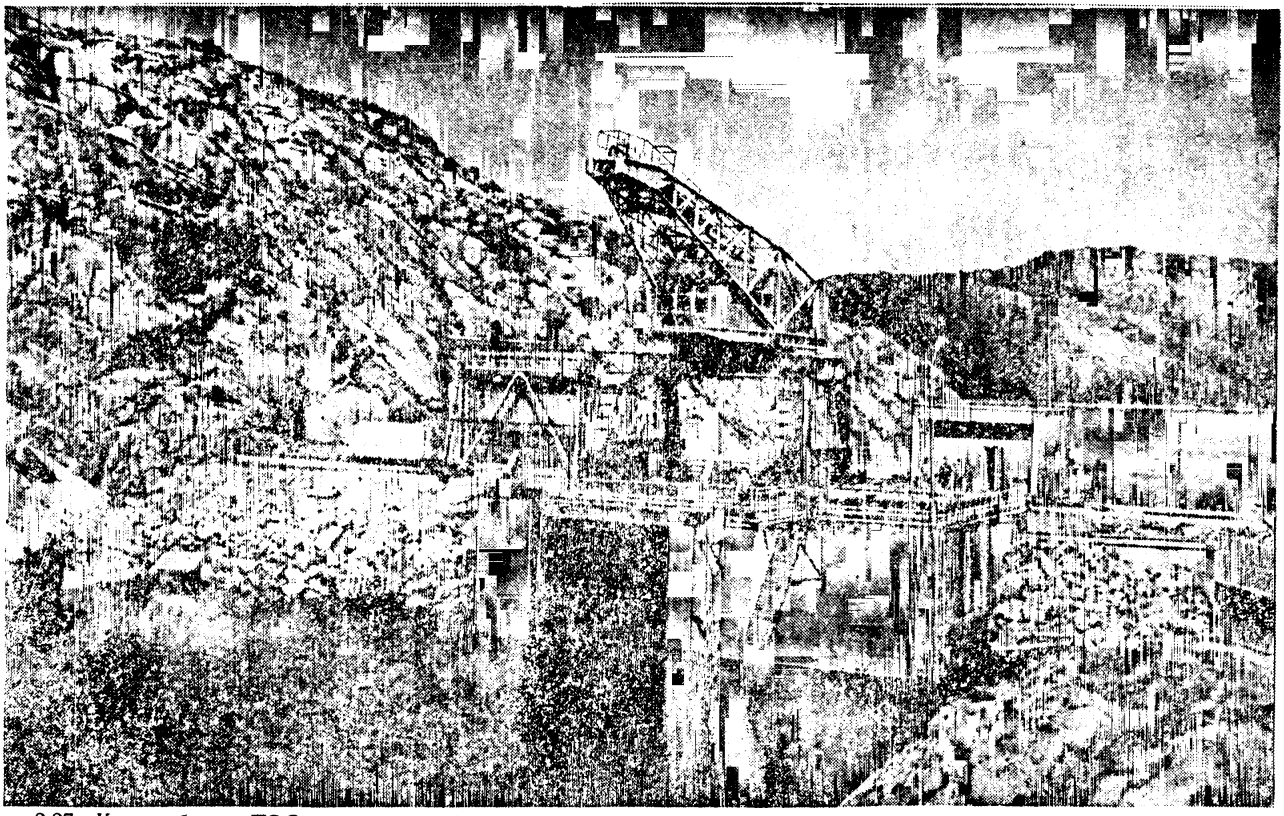


Рис. 2.27. Кислогубская ПЭС — первая в Советском Союзе опытно-промышленная приливная электростанция, пущена в 1968 г.

берленд — 1 млн. кВт и Коубквид — 4 млн. кВт), в Индии, Южной и Северной Корее, Австралии и Аргентине.

Народнохозяйственная значимость использования приливной энергии нашла отражение в Энергетической программе СССР.

2.9. Энергетические системы

Технологический процесс электроэнергетического производства можно условно разделить на три взаимосвязанные стадии: первая — процесс генерации (производство) электроэнергии, осуществляемый с помощью электрических генераторов электростанций; вторая — процесс преобразования, передачи и распределения электроэнергии; третья — потребление электроэнергии. Этот процесс осуществляется с помощью трансформаторов, преобразующих напряжения и токи до необходимых значений, и линий электропередачи (ВЛ), предназначенных для транспорта электроэнергии потребителям на расстояние. При этом потребители предъявляют высокие требования к электроэнергетике как по объему и режиму производства электроэнергии, так и по ее качеству (напряжению, частоте) и надежности электроснабжения.

Современные электростанции обычно не работают изолированно друг от друга, а объединяются для совместной работы, при этом режим работы каждой зависит от режима работы других электростанций.

Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом, называется энергетической системой (энергосистемой).

Та часть энергетических систем, которая охватывает лишь электроустановки электрических станций и электрических сетей, а также приемники электроэнергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии, называется электроэнергетической системой. Нередко, говоря об электроэнергетической системе, употребляют термин «энергетическая система».

Активная мощность, потребляемая в данный момент времени всеми потребителями энергосистемы, включая собственные нужды электростанций, и потери мощности в электрических сетях являются ее нагрузкой. Кривая изменения нагрузки во времени $P(t)$ называется графиком нагрузки.

Создание энергетических систем продиктовано рядом технико-экономических соображений. Объединение в единую систему потребителей, имеющих различный режим потребления электроэнергии (промышленность, сельское хозяйство, транспорт, быт

и др.), улучшает использование установленной мощности каждой электростанции. График суммарной нагрузки системы становится менее пиковым, т. е. более равномерным, что при снижении суммарного максимума нагрузки системы сравнительно с суммой максимумов отдельных районов потребления позволяет уменьшить капитальные вложения при строительстве новых электростанций и снижает себестоимость электроэнергии существующих.

Объединение потребителей влечет за собой также уменьшение относительных колебаний суммарной нагрузки системы, обусловленных несовпадением во времени толчков (пиков) отдельных мощных потребителей (электропоезда, электропечи и т. п.), что в свою очередь облегчает эксплуатацию системы по поддержанию на необходимом уровне частоты и напряжения.

Объединение тепловых, атомных и гидравлических электростанций создает более благоприятные условия для использования энергоресурсов, а также ремонта оборудования на ТЭС и АЭС, так как в этом случае он может проводиться в период повышенной приточности на ГЭС.

Чрезвычайно важным является то, что создание энергосистем наряду с улучшением экономических показателей обеспечивает надежность и бесперебойность энергоснабжения, а также устойчивость качественных показателей (частоты и напряжения) энергии. Создается возможность уменьшения необходимого общего резерва мощности и энергии.

Технико-экономические показатели энергосистем улучшаются при объединении их в системы более крупного масштаба. При этом *чем большее различие по своим характеристикам имеют отдельные системы, тем бóльший энергоэкономический эффект получается при их объединении.* Особое значение в этом случае приобретает удельный вес в системе ГЭС и ГАЭС, позволяющих, как будет видно далее, облегчить снятие пиков суточных графиков нагрузки и прохождения ночных провалов ее.

Преимущества объединенных энергосистем (ОЭС) особенно проявляются в случаях, когда они находятся в разных географических районах по долготе и широте. В первом случае часы максимумов нагрузки смещены по времени, что приводит к снижению суммарного максимума объединения, а следовательно, к устранению необходимости ввода дополнительных мощностей; во втором длительность часов максимума нагрузки у разных энергосистем может быть различной, что позволяет маневрировать мощностями отдельных систем для улучшения энергоснабжения районов с наибольшей энергонапряженностью.

Энергетическая система как производственный объект имеет ряд характерных особенностей.

1. При производстве электроэнергии осуществляется одно-

временный цикл производства, распределения и потребления энергии, поэтому возникновение несогласованности в нем может отразиться на работе всей системы и нанести ущерб народному хозяйству.

2. Энергетическая система создает условия для широкого внедрения средств автоматизации на всех стадиях электроэнергетического процесса, позволяет полностью автоматизировать мощные блоки ТЭС и отдельные электростанции (в первую очередь ГЭС) и подстанции, а также управление режимом работы всей энергосистемы. Это приобретает особое значение при разработке и внедрении автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) (см. § 5.6).

3. Энергетическая система в общем случае потребляет все возможные к использованию виды энергетических ресурсов.

4. Энергетическая система может снабжать электроэнергией все отрасли народного хозяйства, она обеспечивает их непрерывное развитие.

5. Энергетическая система обладает разнообразным составом источников генерирования электроэнергии.

6. Энергетическая система функционирует непрерывно, несмотря на то что отдельные составляющие ее элементы могут быть временно или постоянно выведены из работы.

7. Энергетическая система включает в себя разнообразную и весьма разветвленную транспортную систему в виде линий электропередачи и распределительных сетей.

8. Энергетическая система динамична во времени и в пространстве.

9. При планировании энергопроизводства нельзя ориентироваться, как во многих других отраслях народного хозяйства, только на потребность в энергии на планируемый период. Наряду с объемом продукции (валом) необходимо учитывать и режим потребления энергии во времени.

Таким образом, энергетическая система имеет цель функционирования и управления, имеет глубокие внутренние взаимосвязи между всеми элементами и внешней средой, иерархична по принципу организации и управления, т. е. *является большой развивающейся искусственной кибернетической системой.*

Такая система, имеющая связь с системами энергопотребления (промышленностью, сельским хозяйством, транспортом), оказывает все большее влияние на биосферу. При этом непрерывный рост мощностей энергосистемы в масштабе планеты уже привел к тому, что воздействие ее на окружающую среду стало соизмеримо с мощностью геофизических, геологических и космических явлений, происходящих на Земле в естественных условиях.

Это требует принциально нового подхода к планированию развития энергетики как в части типов источников энергии и

их мощности, так и в части их территориального размещения.

Графики нагрузки энергосистемы являются основной характеристикой ее режима работы. В планировании и управлении режимами энергосистем наибольшее распространение имеют суточные, недельные и годовые графики нагрузки. Графически они могут изображаться плавной, ломаной или ступенчатой кривой. В зависимости от характера потребителей энергии форма их будет различна. При одном и том же составе потребителей энергии они будут различны также в зависимости от времени года. Для большинства районов СССР в зимнее время за счет возрастания бытовой нагрузки общая за сутки нагрузка системы будет выше, чем летняя. Аналогичная картина будет и при экстремальных значениях нагрузки (максимальная нагрузка будет в зимние сутки, а минимальная — в летние). Однако в районах Средней Азии за счет большого удельного веса сезонных потребителей, в частности машинного орошения, летняя суточная нагрузка может быть больше зимней.

В соответствии с характером изменения нагрузки (плановая, т. е. регулярная, или случайная, т. е. нерегулярная) суточные графики нагрузки делятся на регулярные (плановые) и нерегулярные (неплановые). На рис. 2.28 изображен плановый, типичный для зимних рабочих дней европейской части СССР суточный график нагрузки для непрерывного времени.

Суточный график нагрузки характеризуется в основном тремя показателями: максимальной суточной нагрузкой $P^{макс}$, минимальной суточной нагрузкой $P^{мин}$ и среднесуточной нагрузкой $\bar{P}_{сут}$, определяемой делением суточной выработки энергосистемы на 24 ч.

Та часть графика нагрузки (рис. 2.28), которая занимает

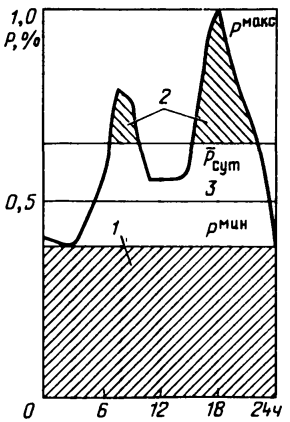


Рис. 2.28. Типичный график нагрузки Центра страны за зимние сутки

зону от оси абсцисс до $P^{мин}$, носит название базовой (базисной) *1*, соответственно зона от $\bar{P}_{сут}$ до $P^{макс}$ — пиковой *2*, зона, находящаяся ниже $\bar{P}_{сут}$ и выше $P^{мин}$ — полупиковой *3*. Зона, верхняя граница которой лежит в полупиковой части графика, а нижняя — в базисной, называется полубазисной. Аналогичные названия имеют и соответствующие режимы.

Для возможности различной оценки суточных графиков вводятся определенные показатели и коэффициенты. Отметим среди них наиболее распространенные.

Продолжительность использования максимума нагрузки $h^{макс}$ есть отношение полной потребляемой энергии системы за сутки к суточному максимуму нагрузки:

$$h^{макс} = Э/P^{макс}. \tag{2.4}$$

Аналогичны этому показателю показатель продолжительности использования установленной мощности, под которой понимается суммарная номинальная активная мощность всех генераторов электростанций энергосистемы

$$h_{уст} = Э/N_{уст} = N_{сут} \cdot 24/N_{уст}, \tag{2.5}$$

и коэффициент использования установленной мощности

$$\kappa_{уст} = \bar{N}_{сут}/N_{уст} = Э/(N_{уст} \cdot 24) = h_{уст}/24. \tag{2.6}$$

Коэффициент заполнения (полноты, плотности) графика нагрузки представляет собой отношение среднесуточной нагрузки к максимальной и связан с показателем $h^{макс}$ следующим образом:

$$\delta = \bar{P}_{сут}/P^{макс} = Э/(P^{макс} \cdot 24) = h^{макс}/24. \tag{2.7}$$

Коэффициент заполнения δ зависит от состава электропотребителей, сменности производства, удельного веса коммунальной нагрузки, совпадения пиков и провалов нагрузки потребителей и т. п. Обычно коэффициент δ колеблется от 0,5 для европейских энергосистем с преобладанием городских коммунальных потребителей до 0,95—0,97 для энергосистем с преобладанием энергоемких потребителей.

Коэффициент заполнения не является постоянным и изменяется в пределах недели и сезона. В субботние и особенно в воскресные дни δ несколько выше. Он повышается также летом вследствие несовпадения времени наступления промышленного и осветительного максимумов нагрузки.

Коэффициент минимума определяется отношением минимальной нагрузки к максимальной:

$$\beta = P^{мин}/P^{макс}. \tag{2.8}$$

Рассмотренные показатели могут быть применены и для отдельных электростанций.

Суточные графики нагрузки используются как при проектировании энергетических систем и отдельных элементов, так и при эксплуатации. В первом случае при известном составе потребителей электроэнергии они могут быть построены путем суммирования соответствующих нагрузок в сходный момент времени. В более сложных случаях, связанных с прогнозированием, используются специальные методы, в основе которых лежат теория вероятностей и математическая статистика.

При эксплуатации суточные графики нагрузки определяют режим работы как системы в целом, так и всех элементов — от генерирующих источников до ВЛ и распределительных сетей. Для эксплуатируемых энергосистем они прогнозируются с некоторым опережением времени (обычно за сутки). Поскольку искомый режим нагрузки из-за воздействия множества случайных факторов (метеорологическая обстановка, состояние ВЛ и т. д.) предсказать однозначно принципиально невозможно, для его определения используются специальные методы, в основе которых также лежат теория случайных процессов и методы математической статистики. Ясно, что при этом график нагрузки может быть предсказан лишь с определенной степенью вероятности.

Зная график нагрузки и потери энергии при передаче ее от генерирующих источников до потребителей, можем построить график мощности, необходимый для удовлетворения спроса потребителей.

Для поддержания требуемого качества электроэнергии необходимо поддерживать соответствующие уровни частоты и напряжения в основных узлах системы. Это требует передачи из сети потребителям не только активной мощности, но и реактивной. Поэтому для полной характеристики нагрузки по потребляемой мощности необходимо знать также и график реактивной мощности. Эти графики также носят множество элементов случайности и могут быть получены по такому же принципу, как и графики активной мощности.

Если суточные графики нагрузки разместить в хронологическом порядке друг за другом, то получаются графики, отражающие более длительные периоды (неделя, месяц, год). В проектной и эксплуатационной практике особое распространение имеют годовые графики. Однако в этом случае они строятся не с часовой дискретностью, а с суточной. Используются графики максимальной, минимальной и среднесуточной нагрузки. Соответственно по оси ординат откладываются суточные максимумы, суточные минимумы и среднесуточные нагрузки.

2.10. Эксплуатационные свойства электростанций и их производственная структура

Режимы работы электростанций и отдельных энергоблоков определяются суточным графиком нагрузки энергосистемы, в которой они работают. Общая нагрузка энергосистемы распределяется между отдельными электростанциями в соответствии с их энергетическими и эксплуатационными качествами.

Общие эксплуатационные требования, которые энергосистема предъявляет ко всем электростанциям, работающим в ее составе, сводятся к следующим:

обеспечение бесперебойной и надежной работы оборудования;

поддержание заданного качества отпускаемой электроэнергии (частоты и напряжения), а также давления и температуры пара и горячей воды при работе ТЭС;

выполнение заданного графика нагрузки;

обеспечение плановых экономических показателей как отдельных агрегатов (блоков), так и электростанции в целом.

В практических условиях эксплуатации отдельных электростанций эти требования могут изменяться в сторону усиления одних и ослабления других в зависимости от эксплуатационных свойств их оборудования и сложившейся конкретной обстановки в энергосистеме.

Эксплуатационные качества оборудования каждой электростанции, а следовательно, и электростанции в целом в общем случае определяются следующими показателями:

возможностью длительной работы при номинальной и минимальной мощностях, а также с некоторой перегрузкой при наличии надлежащих качества и количества источника энергии;

возможностью остановки и пуска агрегатов в требуемое время;

маневренностью оборудования.

Среди этих качеств в современных условиях функционирования энергосистем особое значение приобретает маневренность.

Под маневренностью электростанций понимается *способность их эффективно и надежно участвовать в покрытии переменной части суточного графика нагрузки энергосистемы.* Маневренность складывается из следующих элементов: скорости изменения нагрузки, которая измеряется в процентах номинальной мощности в минуту; диапазона изменения мощности от номинальной до минимальной (технического минимума); пусковых характеристик агрегатов, среди которых важное значение имеет длительность пуска после простоя.

Каждый из рассмотренных выше типов электростанций обладает своим уровнем маневренности и возможностями его реали-

зации. Так, использование маневренных возможностей энергоблоков ТЭС в значительной мере зависит от условий их топливоснабжения. Например, возникающие ограничения в потреблении жидкого топлива, являющегося растопочным для ТЭС, работающих на твердом топливе, сокращают как возможный диапазон нагрузок, так и число остановок с последующими пусками.

Теплофикационные турбинные установки могут быть привлечены к участию в покрытии переменной части графика нагрузки при работе их по электрическому графику, т. е. в основном в летнее время. Изменение мощности теплофикационных турбин за счет сокращения теплофикационных отборов связано с возникновением дополнительных энергетических потерь и в этом смысле нежелательно, хотя и нередко используется.

Возможность осуществления глубокой разгрузки в ночное время неблочных КЭС, работающих на твердом топливе, выше, чем блочных КЭС в аналогичных условиях. В этом случае всегда возможен вывод в резерв части котлов, с тем чтобы оставшиеся в работе несли нагрузку, превышающую технический минимум (подробнее см. § 3.9).

Регулировочный диапазон возможного изменения мощности агрегата ТЭС (в пределе технический минимум) определяется котлом, который лимитирует предел снижения нагрузки. При работе котла на твердом топливе предел снижения нагрузки определяется топочным режимом, устойчивое протекание которого возможно в сравнительно узком диапазоне.

Наибольшая допустимая скорость набора нагрузки агрегатом ТЭС в значительной мере зависит от исходного его теплового состояния. Это состояние будет различным в зависимости от того, находится ли агрегат в достаточно длительной работе при частичной нагрузке или он пускается из холодного состояния. В обоих случаях скорость набора нагрузки определяется как турбиной, так и котлом.

Скорость нагружения турбины зависит от способа регулирования ее мощности. Скорость нагружения котла, т. е. изменение его паропроизводительности в единицу времени, зависит от многих факторов и прежде всего от типа котла. Так, наибольшая возможная скорость нагружения барабанного котла определяется температурным режимом пароперегревателя, а скорость нагружения прямоточного котла условиями надежной гидродинамики вовсе не ограничивается и при достаточно совершенной системе регулирования температуры пара определяется лишь его динамическими свойствами и инерционностью топочного устройства.

Пуски котлов и паровых турбин относятся к числу наиболее сложных нестационарных режимов. На протяжении всего пуска параметры пара, нагрузка агрегатов и другие важные

показатели постепенно возрастают вплоть до своих номинальных значений, следствием чего являются непрерывные и существенные изменения механического и теплового состоянии оборудования. Нестационарность теплового состояния обусловливает значительные термические напряжения в отдельных деталях и узлах агрегатов и в трубопроводах.

Наибольшей маневренностью с учетом всех трех ее элементов обладают гидравлические электростанции. Они обладают несравненно более высокой скоростью изменения нагрузки. Их регулировочный диапазон по мощности составляет максимум возможного — от нуля до номинального значения. Пуск агрегата самой большой мощности от нулевого до номинального значения мощности и вхождения в синхронный режим на два порядка меньше, чем для ТЭС и тем более для АЭС.

Все это определяет исключительное значение электростанций, использующих водную энергию, для участия их в покрытии переменной части графика нагрузки энергосистемы.

Переменный режим для АЭС влечет за собой снижение эксплуатационной надежности ее основного оборудования. Кроме того, такой режим снижает и экономичность ее функционирования. Поэтому в современных условиях АЭС практически не участвует в регулировании мощности и располагаются в базисной части графика нагрузки.

В табл. 2.1 и 2.2 приведены осредненные данные, характеризующие некоторые маневренные качества агрегатов отдельных типов электростанций.

Производственная структура электростанций. Производственный процесс на любой электростанции находит отражение в его

Таблица 2.1. **Технические минимумы нагрузки электростанций**

Тип электростанций	Используемое топливо	Технический минимум нагрузки, % номинальной мощности
Блочные КЭС	Твердое топливо	60
То же	Газ, мазут, сланцы	50
КЭС с поперечными связями	То же	40—45
Гидроэлектростанции	—	0

Таблица 2.2. **Скорость набора нагрузки от холостого хода, % номинальной мощности в минуту**

Тип электростанций	После останова, ч	Скорость набора
Блок КЭС	24—55	0,7—0,5
То же	5—8	1,0
» »	0,01	3,3
Гидроагрегат	—	40—50

производственной структуре, которая в технологическом отношении характеризуется составом и порядком расположения конкретных видов оборудования, обеспечивающих функционирование энергетического производства. Основной структурной единицей электростанций является цех. Различают цехи основного и вспомогательного производства.

В цехах основного производства осуществляется определенная стадия технологического процесса, связанного с производством электрической (тепловой) энергии, и поскольку каждому типу электростанций свойствен только ему присущий технологический процесс, состав цехов не может для них быть единым. Так, на ТЭС к основным цехам относятся топливно-транспортный, котельный, турбинный, электрический и химический, а к вспомогательным — цех централизованного ремонта, ремонтно-строительный, цех тепловой автоматики и измерений, цех наладки и испытания оборудования. Однако подобная структура в зависимости от ряда показателей ТЭС может меняться вплоть до бесцеховой.

Организационно-производственная структура АЭС в основном сходна со структурой ТЭС. Однако в силу различия технологических процессов на АЭС вместо котельного цеха организуется реакторный. Он включает реактор, парогенераторы, вспомогательное оборудование. К вспомогательным цехам относится химико-дезактивационный, который включает в себя спецводоочистку, хранение жидких и сухих радиоактивных отходов. Кроме того, каждая АЭС имеет специальный отдел радиационной безопасности с радиохимической и радиометрической лабораториями, санпропускником и спецпрачечной. Задачей этого отдела является предотвращение опасного воздействия излучений на человека и окружающую среду.

Производственная структура ГЭС определяется ее установленной мощностью и подразделяется на пять групп (категорий). Каждой группе ГЭС соответствует определенная структура. Гидроэлектростанции, относящиеся к первой группе (мощностью 1000 МВт и более), имеют наиболее сложную структуру. Такие ГЭС имеют три основных цеха: гидротехнический, турбинный и электрический. На ГЭС небольшой мощности последние два цеха объединяются в один — электротурбинный.

Основным назначением электрического цеха ГЭС является эксплуатация и текущий ремонт генераторов и трансформаторов, коммутационной аппаратуры открытых распределительных устройств и распределительных устройств собственных нужд, эксплуатация схем вторичной коммутации (релейная защита,

автоматизация, сигнализация), обслуживание технических средств АСУ и т. д.

Каскад ГЭС в соответствии с его установленной мощностью также подразделяется на пять групп. При этом выделяется базовая ГЭС каскада, в которой создаются управленческие подразделения, осуществляющие функциональное руководство всеми ГЭС каскада.

Вспомогательные цехи электростанций не участвуют в основном технологическом процессе, а занимаются его обслуживанием. Состав их определяется типом электростанций. В общем случае вспомогательные цехи осуществляют ремонт оборудования, его наладку, водоснабжение, обеспечивают основное производство транспортом и т. д.

2.11. Понятие об ОАСУ «Энергия» и АСУ электростанциями

В общей системе управления экономикой страны немаловажное значение имеет и управление энергетикой.

Условимся *под управлением понимать некоторое воздействие на систему (биологическую, социальную, техническую), в результате которого она приходит в новое качественное и количественное состояние.*

Сложность управления энергетикой в нашей стране определяется масштабностью ее показателей и перспектив развития, а также жестким взаимодействием в едином производственном процессе большого числа энергетических систем, электростанций и других энергетических предприятий, размещенных на огромной территории.

Оптимальное управление в этих условиях может быть осуществлено лишь на основе применения научно обоснованных экономико-математических и административных методов и современных технических средств управления. Решение этой задачи требует создания отраслевой автоматизированной («человеко-машинной») системы управления энергетикой ОАСУ «Энергия». Ядром разрабатываемой ОАСУ «Энергия» является вычислительный центр, связанный каналами передачи данных с терминалами, установленными на рабочих местах пользователей АСУ. Использование АСУ в общем случае позволяет решать задачи прогнозирования, планирования, оперативного управления, учета и контроля.

ОАСУ «Энергия» является составной частью (подсистемой) создаваемой в СССР общегосударственной системы сбора и обработки информации для учета, планирования и управления народным хозяйством (ОГАС).

ОАСУ «Энергия» состоит из двух основных специализированных подсистем, соответствующих двум основным направлениям

деятельности Минэнерго СССР — управлению энергетическим строительством, предприятиями стройиндустрии и промышленными предприятиями и управлению эксплуатацией, т. е. производством, распределением и реализацией электроэнергии и тепла.

Подсистема эксплуатации предназначена для обеспечения оптимального для народного хозяйства взаимодействия всех эксплуатационных звеньев энергетического производства. Она включает в себя: оперативно-диспетчерское управление, производственно-хозяйственное управление энергетическими объектами и энергосистемами, управление сбытом электроэнергии и тепла и управление капитальным ремонтом энергетического оборудования и сетевого хозяйства.

Для координации управления строительством и эксплуатацией создается еще девять общеотраслевых подсистем: планирования перспективного развития отрасли; технико-экономического планирования; управления финансовой деятельностью; планирования учета и анализа труда и кадров; материально-технического снабжения и комплектации; управления научными и проектными работами; бухгалтерского учета и управления транспортом.

В каждом звене подсистемы эксплуатации и в девяти общеотраслевых подсистемах решаются свои задачи. Однако все они направлены на то, чтобы получить максимальный эффект управления функционированием энергетической отрасли.

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) как звено подсистемы эксплуатации включает планирование режимов энергосистем и автоматизированную систему управления технологическими процессами (АСУТП), обеспечивающую решение задач оперативного диспетчерского управления. Эта система является наиболее специфической и вместе с тем характерной для управления энергетическим производством.

В § 5.6 на примере диспетчерского управления ЕЭС СССР будут рассмотрены основные положения автоматизированного управления крупной энергосистемой. Здесь же дадим лишь некоторое представление об автоматизированной системе управления (АСУ) электростанциями.

Электростанции, равно как и электрические сети и подстанции, находятся на нижнем (четвертом) уровне иерархической структуры АСДУ после центрального диспетчерского управления (ЦДУ), объединенного диспетчерского управления (ОДУ) и энергосистем (см. гл. 5).

Оперативное управление электростанцией осуществляет дежурный инженер станции. В его обязанности входит

управление режимом работы основного оборудования, вывод его в ремонт и включение в работу, различного рода коммутационные переключения электрического оборудования. В оперативном отношении он подчиняется дежурному диспетчеру энергосистемы.

Оперативное управление крупной электростанцией в свою очередь осуществляется через управление энергоблоками (агрегатами), т. е. также строится по иерархическому принципу.

АСУ электростанциями обеспечивает автоматизированный сбор и обработку информации с целью использования ее для осуществления станционной отчетности и повышения эффективности функционирования электростанций.

Часть этой информации поступает на электростанции с верхних уровней управления, другая часть — от различных информационных органов и служб самой электростанции. Вся она должна быть соответствующим образом обработана с помощью ЭВМ и в нужное время выдана заинтересованному лицу для принятия им оптимального решения неформализуемой задачи.

С точки зрения электроэнергетики эта задача состоит в непреложном выполнении заданий энергосистемы по обеспечению графика нагрузки путем рационального использования энергетических, материальных и трудовых ресурсов.

Структура АСУ электростанциями состоит из двух контуров управления — оперативно-диспетчерского и производственно-хозяйственного. Поэтому при автоматизации управления электростанциями создаются две подсистемы: автоматизированная подсистема управления технологическими процессами (АСУТП) и автоматизированная подсистема управления производственно-хозяйственной деятельностью (АСУП). Подобная совокупность АСУТП и АСУП получила название организационно-технологических или интегрированных АСУ.

Автоматизированная система управления тепловой электростанцией[1]. АСУ ТЭС является низшей ступенью иерархической системы ОАСУ «Энергия» и выполняет в основном задачи технологического управления. Что же касается производственно-хозяйственных управлений, то в этом случае АСУ ТЭС является фактически абонентским пунктом сбора информации в рамках АСУ энергосистемы.

Поскольку ТЭС является элементом энергосистемы, большинство задач управления решается в АСУ энергосистемы. Однако АСУ ТЭС при этом должна обеспечивать процесс подготовки

---

[1] При написании этого материала использовалось учебное пособие: Основы управления энергетическим производством/Под ред. В. Р. Окорокова. М.: Высшая школа, 1987.

и накопления необходимой информации для энергосистемы. Непосредственно на ТЭС решаются лишь текущие задачи, обеспечивающие нормальный процесс производства и выдачи электроэнергии.

Таким образом, приоритетными задачами АСУ ТЭС являются задачи оперативного и автоматического управления, поскольку они обеспечивают оптимальный энергоэкономический эффект осуществляемого технологического процесса и накопления информации для решения задач верхних уровней управления.

К оперативному управлению относятся задачи, решаемые оперативным персоналом ТЭС в течение суток и обеспечивающие выполнение запланированных режимов, а при необходимости и их коррекцию, предотвращение аварий при медленно развивающихся нарушениях режима, восстановление нормального режима после ликвидации аварии, а также организацию ремонтных и восстановительных работ.

К автоматическому управлению относятся задачи по обеспечению нормальных режимов по частоте и напряжению, а также функции противоаварийной автоматики, осуществляемые с помощью устройств автоматики с использованием ЭВМ.

В соответствии с иерархической структурой АСУ ТЭС на нижнем уровне ее находится АСУэнергоблока, главной целью которой является оперативное получение достоверной информации о работе оборудования, а также оптимизация режимов работы технологического оборудования и оперативная связь с верхним уровнем управления.

Выполнение основных функций АСУ ТЭС осуществляется с помощью информационно-вычислительных ЭВМ, оснащенных устройствами связи с объектом, средствами отображения информации, размещенными на головном и блочных щитах управления. На основе использования таких машин строится единый информационно-вычислительный комплекс, который выполняет информационное обслуживание отдельных блоков, а также вычислительные функции как для блоков, так и для электростанции в целом.

Автоматизированная система управления гидроэлектростанцией. АСУ ГЭС, так же как и АСУ ТЭС, решает задачи управления технологическим процессом и производственно-хозяйственной дейтельностью ГЭС. Вместе с тем в связи с наличием у гидроэлектростанции водохранилища (к тому же различного цикла регулирования) состав задач указанных подсистем отличается от состава задач АСУ ТЭС.

Технологический процесс ГЭС по сравнению с технологическим процессом ТЭС относительно проще. Поэтому на ГЭС более широко развита автоматизация. Вместе с тем присущая каждой ГЭС индивидуальность (состав оборудования, водопрово-

дящий тракт и т .п.) и обычно различная роль их в энергосистеме затрудняют разработку типовой АСУ ГЭС и ее подсистем. Это также объясняет то, что одинакового состава задач АСУ ГЭС и ее подсистем в общем случае не будет.

Современные разработки АСУ ГЭС ведутся в направлении создания интегрированных систем, связывающих решение задач двух основных подсистем АСУ ГЭС общим информационным обеспечением. Интегрированная АСУ мощной ГЭС содержит в этом случае следующие функциональные подсистемы и решаемые в них задачи:

производства электроэнергии (задачи оптимального управления режимами агрегатов, группового регулирования активной и реактивной мощности, осуществления различного рода сигнализации, регистрации и анализа состояния основного оборудования, построения режимных характеристик, коррекции станционных ограничений по надежности и т. п.);

технико-экономического планирования (задачи планирования, расчета и анализа технико-экономических показателей, которые определяются на основе информации об основных режимных параметрах, т. е. токах, напряжениях, мощностях, расходах воды, выработке электроэнергии, отметках уровней бьефов ГЭС и т. п.);

материально-технического снабжения;

финансовой деятельности;

планирования и учета трудовых ресурсов.

Данные о режиме работы ГЭС средствами АСУ ГЭС передаются в АСУ энергосистемы, а в некоторых случаях (высокие параметры ГЭС) — в АСУ ОДУ и ЦДУ.

Объем информационного обеспечения АСУ ГЭС несколько меньше, чем АСУ ТЭС, однако достаточно обширен и содержит всю необходимую информацию по водохранилищу, нижнему бьефу, гидротехническим сооружениям, машинному залу, подстанции, прогнозам, заданным графикам нагрузки и др.

Вычислительный комплекс технических средств АСУ ГЭС включает ЭВМ, периферийные устройства, средства сбора данных в виде датчиков и коммутаторов, аппаратуру передачи данных, дисплеи, печатающие устройства обмена данных с верхними уровнями и специальные устройства, воздействующие на систему регулирования основного оборудования ГЭС.

Автоматизированная система управления атомными электростанциями. АСУ АЭС с точки зрения структуры ее построения практически не отличается от АСУ других электростанций. Однако объем информационного обеспечения, необходимый для осуществления надежности уровня эксплуатации станции, здесь значительно шире, чем в АСУ ТЭС. Это, несомненно, является определенной спецификой АСУ АЭС.

АСУТП АЭС имеет по существу те же функции, что и АСУ

ТП других электростанций: контроль, сигнализация об отклонении параметров и их регистрация, расчет технико-экономических показателей и др. Однако на АЭС имеется и своя особая область применения ЭВМ. Большая сложность технологического процесса, высокие требования, предъявляемые к надежности оборудования станции, развитая система контроля технологических параметров — все это делает невозможным управление реакторами АЭС без применения ЭВМ.

Контрольные вопросы

1. Объясните принципы действия КЭС. От чего зависит ее КПД?
2. Объясните принципы действия ТЭЦ. В чем их отличие от КЭС?
3. Перечислите достоинства и недостатки ГТУ.
4. Изложите принципы действия атомного реактора на тепловых нейтронах.
5. Опишите урановый цикл размножения на быстрых нейтронах.
6. Назовите виды атомных реакторов на тепловых нейтронах. Какова их сравнительная оценка?
7. Приведите основные схемы концентрации напора, условия их использования.
8. Объясните принципы действия ГЭС и ГАЭС.
9. Объясните принципы действия однобассейновой ПЭС двустороннего действия.
10. Дайте понятие энергетической системы. Каковы ее характерные особенности?
11. Каковы основные показатели и коэффициенты суточного графика нагрузки?

Темы рефератов

1. Тепловая энергетика, ее состояние и перспективы развития в СССР.
2. Ядерная энергетика на тепловых нейтронах, ее состояние и перспективы развития.
3. Гидроэнергетика, ее состояние и перспективы развития.
4. Энергоэкономическая эффективность совместной работы электростанций в энергетической системе.

Глава 3

НАЧАЛО ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

3.1. Вода и водные ресурсы

Вода является самым распространенным и наиболее подвижным природным телом. Наблюдается множество аномальных физических и химических свойств воды. Известно, например, что

существует «живая», тяжелая и сверхтяжелая вода, что вода имеет огромную теплоемкость (в 300 раз больше, чем ртуть), высокую скрытую теплоту плавления (в 15 раз выше, чем свинец), способность самоочищаться и т. д. По мнению некоторых ученых, возможно образование 42 видов воды, из которых девять относятся к устойчивым.

Вода — самая важная в природе жидкость. В воде зародилась жизнь. Без воды невозможно существование животного и растительного мира. Жизнь есть только там, где есть вода.

Если человек не восполняет неизбежные потери воды из организма, он погибает через несколько дней. Вода вездесуща — все живое и неживое содержит ее. Человеческий организм на 2/3 состоит из воды. Подсчитано, что общая масса живых организмов, находящихся на поверхности Земли, составляет $2 \cdot 10^{11}$ т. Это значит, что в них сосредоточено $14 \cdot 10^{10}$ т воды.

В течение многих столетий внутриматериковые пресные воды (реки и озера) использовались главным образом для водного транспорта и орошения и только сравнительно недавно стали использоваться для различных технологических нужд и как ценный энергетический источник. В последние годы пресная вода приобретает во многих сферах промышленности, сельского хозяйства и быта все большее значение *как вещество, которое ничем другим заменить нельзя.* И несмотря на то что в будущем к водным ресурсам будут отнесены все природные воды в любых агрегатных состояниях на всей планете и в ее недрах, можно ожидать, что когда-нибудь настанет такое время, когда многие виды чистых пресных вод будут использоваться далеко не для всех целей, для которых они используются сейчас.

Современные водные ресурсы включают в себя речной сток, воды озер и водохранилищ, грунтовые воды, пресные и слабоминерализованные подземные напорные воды. Ледники и снежники, глубокие подземные напорные воды, воды внутренних морей, прибрежные и территориальные, солоноватые и соленые грунтовые воды являются перспективными для использования в будущем. Воды болот, почвенные, льдов Арктики и Антарктиды, воды Мирового океана, атмосферной влаги и др. относятся к ресурсам отдаленного будущего.

Вода как природный ресурс динамична и находится в непрерывном движении. Ее количество и качество меняются во времени и пространстве. В отличие от других видов природных ресурсов, таких как уголь, железо, нефть, запасы которых давно учитываются при планировании развития общества, *водные ресурсы пока еще не имеют достаточно четких количественных и качественных критериев.* Лишь в последние годы вода из категории бесплатного дара природы стала приобретать ранг экономического ресурса, использование которого, как и любого другого источника сырья, не терпит бесконтрольного

7—232

расходования и нуждается в планировании на длительную перспективу.

При оценке водных ресурсов используют понятия статические запасы, измеряемые в единицах объема ($м^3$, $км^3$) и возобновляемые ресурсы, измеряемые в единицах объема, отнесенных к единице времени ($м^3$/с, $м^3$/год, $км^3$/год). Каждая из этих категорий водных ресурсов занимает определенное место в природе и хозяйстве страны, вследствие чего подходы к их использованию различны.

К статическим или так называемым вековым запасам пресных вод суши относятся воды, одновременно находящиеся в водных объектах: озерах, реках, ледниках, а также в водоносных слоях (подземные воды).

Возобновляемые водные ресурсы — это те воды, которые ежегодно восстанавливаются в процессе круговорота воды на Земле, водообмена между сушей и океаном.

Утверждается, что в круговороте воды на Земле участвует 577 000 $км^3$ воды в год. Такое количество ежегодно испаряется с поверхности океана (505 000 $км^3$/год) и суши (72 000 $км^3$/год) и выпадает в виде атмосферных осадков над океаном (458 000 $км^3$/год) и на суше (119 000 $км^3$/год).

Соотношение статических запасов и возобновляемых ресурсов воды озер покажем на примере оз. Байкал. В нем сосредоточено 23 000 $км^3$ статических запасов и только 60 $км^3$/год (сток Ангары в истоке Байкала) возобновляемых ресурсов. Остальные 22 940 $км^3$ (99,7%) подобны мертвому объему воды в водохранилищах — их нельзя использовать без нанесения ущерба экологии озера.

В гидрологии (см. § 3.2) и водном хозяйстве за количественную оценку водных ресурсов принят годовой сток. Однако при планировании необходимо иметь в виду, что он полностью не может быть использован (нельзя полностью осушить реки!). Поэтому речной сток как количественный показатель правильнее относить к потенциальным, а не эксплуатационным водным ресурсам.

Три четверти земной поверхности приходится на океаны, озера и реки и только четверть — на сушу. В свою очередь суммарная площадь бассейна 69 крупнейших рек Земли составляет 47,3% поверхности ее суши.

Подсчитано, что если бы полный объем воды, находящейся в гидросфере (табл. 3.1), распределить равномерно по поверхности Земли, то вокруг нее образовалась бы водная оболочка толщиной 3790 м. Масса воды гидросферы составляет около $1{,}5 \cdot 10^9$ млн. т.

В обычных условиях человеку только для питья требуется около 2,5 л воды в сутки, или около 1 $м^3$ в год. Но этим не исчерпывается непосредственная потребность человека в воде.

Таблица 3.1. **Запасы воды в гидросфере**

Составляющие гидросферы	Объем воды, тыс. км^3	% общего объема
Гидросфера	1 454 703	100
В том числе:		
мировой океан	1370323,2	93,96
подземные воды	60 000	4,12
из них зоны активного водообмена	4000	0,27
ледники	24 000	1,65
озера и водохранилища	280*	0,019
почвенная влага	85**	0,006
пары атмосферы	14	0,001
речные воды	1,2	0,0001

* В том числе около 6 тыс. км^3 воды в водохранилищах.
** В том числе около 2 тыс. км^3 оросительных вод.

Без нее немыслима, например, личная гигиена.

Особенно много воды идет на производственные нужды промышленности и сельского хозяйства. В ряде производств расход ее в сотни и тысячи раз превышает всю массу выпускаемой продукции. Так, для производства 1 т бумаги требуется 299 м^3 воды, 1 т шерстяной ткани — 600 м^3. На выплавку 1 т чугуна необходимо затратить 200 м^3 воды, 1 т никеля — до 800 м^3, а 1 т алюминия — 1500 м^3. Особенно быстро растет потребность в воде в химической промышленности, например для выработки 1 т капронового волокна требуется 5600 м^3 воды. Огромное количество воды, как отмечалось, расходуется тепловыми и атомными электростанциями.

В сельском хозяйстве вода используется для орошения и обводнения земель. 1 га площади, занятой кукурузой, требует до 3200 м^3, а капустой — 8000 м^3 воды.

Подсчитано, что в современных условиях на каждого жителя нашей планеты приходится от 400 до 500 м^3 воды в год. Это значит, что все человечество потребляет не менее 2500 км^3 воды в год.

Ожидается, что все возрастающее потребление воды приведет к тому, что к концу нынешнего века ее расход «средним» жителем Земли в год будет составлять не менее 650 м^3, т. е. суммарно 4000 км^3, из которых 1600 км^3 будет теряться безвозвратно. Значительно большее количество воды потребляется животным и растительным миром. Снижает запасы пригодной для использования воды загрязнение ее различными отходами.

Конечно, подобные расчеты очень приближенны, и они не могут ответить на вопрос, будет ли человечество когда-нибудь ощущать катастрофическую нехватку пресной воды и, вообще, правомерна ли такая постановка вопроса.

Однако уже сегодня по данным ООН 80% (более миллиарда) сельских и 23% городских жителей нашей планеты не обеспечены

доброкачественной пресной водой. Около 3 млрд. человек не имеют доступа к чистой воде, и 750 тыс. человек ежегодно умирают от болезней, передаваемых через воду.

Нехватку пресной воды ощущают уже страны Средней Азии, Ближнего Востока и Европы (Голландия, Греция и др.). В некоторых странах она ценится дороже, чем вино или бензин. Недостаток испытывают такие крупные города, как Нью-Йорк, Париж, Лондон. В США районами «бедствия» объявлены Калифорния, Нью-Йорк, Техас, Нью-Джерси, Колорадо, Пенсильвания, Южная Дакота и другие штаты.

В нашей стране водная проблема, с точки зрения водообеспечения в абсолютных единицах, не так остра. Свыше 150 тыс. рек длиной более 10 км протекает по территории СССР. Волга, Печора, Северная Двина, Днепр, Кама принадлежат к крупнейшим рекам Европы, а Енисей, Обь, Лена и Амур — к крупнейшим рекам Азии.

В СССР имеется около 3 млн. рек, из которых 95% составляют малые реки, имеющие протяженность до 10 км каждая и суммарную длину 58% длины всех рек, равную 9 647 864 км. Вместе с тем рек, имеющих длину 500 км и больше, насчитывается всего 0,01% с общей длиной 228 895 км.

Среднемноголетний речной сток Советского Союза равен 4384 км^3. Это несколько меньше, чем в Бразилии (5668 км^3), но больше, чем в любой другой стране. В Китае, например, речной сток составляет 2880 км^3, в Канаде — 2740 км^3, в США — 2340 км^3 и т. д. Однако по относительной водообеспеченности на единицу площади СССР занимает значительно более скромное место, чем по абсолютной, уступая в 6 раз Норвегии, примерно в 5 раз Бразилии и Югославии, в 2,5 раза Индии и т. д.

Кроме того, речной сток в СССР распределен крайне неравномерно. Так, удельная обеспеченность собственным речным стоком относительно среднего для всей страны значения на 1 жителя составляет: по РСФСР — 1,63 (Восточная Сибирь — 2,86, а Центрально-Черноземные области — 0,1), по Украинской ССР — 0,05, Азербайджанской ССР — 0,07, Туркменской ССР — 0,04 и т. д.

Более 86% речного стока формируется в малоосвоенных в хозяйственном отношении северных и восточных районах страны. Около 14% речного стока относится к южной зоне, к территории, где сосредоточено около 85% населения и 80% промышленного и сельскохозяйственного производства.

В Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено до 75% всех ресурсов речного стока страны, а проживает всего 12,5% населения. Но и там отдельные районы испытывают недостаток воды. Так, в Восточной Сибири — одном из наиболее богатых водой регионов Советского Союза — район Южного Алтая имеет такие

же бедные показатели по водоснабжению, как, например, Донбасс.

В бедных водой районах страны, таких как Азербайджан, Юг Украины, Молдавии, степи Крыма, Нижнее Поволжье, Центрально-Черноземный, Уральский и другие районы РСФСР, есть территории, обеспеченные водой по абсолютным и особенно по удельным показателям в 20—30 раз меньше средних по республике значений. Острый недостаток воды ощущают районы Северного и Западного Казахстана, Узбекистан и Туркмения. Эти районы со временем будут испытывать еще большие трудности с обеспечением водой в связи с дальнейшим увеличением плотности населения, ростом сельскохозяйственного производства и промышленности.

Осложняет водообеспеченность обжитой и экономически наиболее развитой южной части страны принадлежность подавляющей части рек этой территории к бассейнам внутренних водоемов — Каспийскому, Аральскому и Азовскому морям, озерам Балхаш и Иссык-Куль. Повышение водообеспеченности территории, по существу определяющей экономику страны, за счет дополнительного изъятия воды из рек Волги, Урала, Дона, Кубани, Амударьи, Сырдарьи, Или и других, питающих указанные внутренние водоемы, неизбежно влечет за собой понижение их уровня и как следствие — ухудшение их водно-солевого режима, что наносит большой ущерб народному хозяйству и в частности его рыбной отрасли.

Положение усугубляется тем, что годовой сток большинства наших рек крайне неравномерен не только по территории, но и в многолетнем разрезе. Известно, что он может колебаться от катастрофически маловодных значений до катастрофически многоводных. В засушливых районах, например, в многоводные годы сток повышается до 400%, а в маловодные иногда падает до 4% среднемноголетнего.

Но и среди года речной сток неравномерен. На большей территории страны 60—70% годового стока проходит во время весеннего половодья, который длится 1—3 месяца, а на реках Дальнего Востока и Северо-Востока Сибири имеют место паводки после выпадения больших летних дождей.

Такие *режимы стока находятся в резком противоречии с режимом потребления воды населением и отраслями народного хозяйства и вынуждают прибегать к преобразованиям речного стока с помощью регулирования его водохранилищами (см. § 3.8)*.

К сожалению, с точки зрения естественного водоснабжения проблема водообеспеченности усугубляется трудностями, связанными с полным устранением загрязнения поверхностных, а в ряде случаев и подземных вод промышленными стоками, а также продуктами химизации сельского хозяйства. Это значительно

снижает качество водных ресурсов и наносит вред окружающей среде. В результате темпы водного благоустройства пока еще отстают от темпов роста народного хозяйства и напряженность водохозяйственного баланса в ряде районов перерастает в дефицит воды. По решению водной проблемы в стране многое делается и много сделано, но еще больше предстоит сделать. Немаловажное значение в этом случае будет иметь организация экономного расходования воды. В некоторых районах водная проблема будет решаться за счет использования подземных вод, а также опреснения морских и минеральных вод — даже для потребителей крупного масштаба.

3.2. Элементы гидрологии и работа водного потока

Основные понятия гидрологии. Изучением водоемов земной поверхности и происходящих в них процессов, а также исследованием закономерностей, которыми эти процессы обусловливаются, занимается наука, называемая гидрологией суши. Как и метеорология, гидрология суши входит в группу геофизических наук, но вместе с тем она не может быть оторвана и от соответствующей группы географических наук.

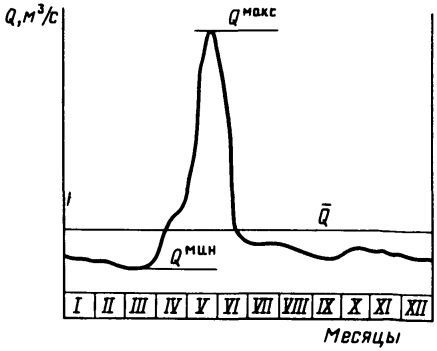
В гидрологию суши составной частью входит гидрология рек, задачей которой является изучение режима рек. Изучением рек с точки зрения их технического использования занимается инженерная гидрология.

Гидрологической основой гидроэнергетики, так же как и всех гидроэнергетических и водохозяйственных расчетов, являются прежде всего данные о режиме стока, определяемом соответствующими характеристиками. Рассмотрим кратко эти характеристики.

Расход воды Q — количество воды, протекающей в 1 с через данное поперечное сечение водотока и измеряемое обычно в м^3/с и л/с.

Хронологический график изменения расходов воды во времени в каком-либо створе реки $Q(t)$ называется гидрографом. Он строится по результатам гидрометрических наблюдений. В качестве расходов при этом используются средние значения за рассматриваемые интервалы времени (час, сутки, декаду, месяц и т. д.). Такой гидрограф характеризуется максимальным, средним и минимальным значениями расхода за рассматриваемый период. *Форма гидрографа определяется исключительно типом питания рек (снеговое, дождевое, ледниковое и т. д.).* На рис. 3.1 изображен типичный годовой гидрограф среднесуточных расходов реки, имеющей преимущественно снеговое питание. Если осреднение расхода осуществлять за более длительные интервалы времени (декаду, месяц), то рассматриваемый гидрограф приобретает ступенчатый характер.

Рис. 3.1. Типичный гидрограф реки снегового питания



Из гидравлики известно, что средняя скорость движения потока воды v определяется делением ее расхода Q на площадь живого сечения ω, отсюда

$$Q=\omega v. \tag{3.1}$$

Если рассматривать несколько различных сечений по длине потока, то при постоянном расходе и на основе закона сохранения материи последнее выражение можно записать в следующем виде:

$$Q = \omega_1 v_1 = \omega_2 v_2 = \ldots = \omega_n v_n. \tag{3.2}$$

Это уравнение носит название уравнения неразрывности потока.

Сток W — суммарный объем воды, прошедшей через заданное поперечное сечение водотока от какого-либо начального момента t_0 до некоторого конечного $t_к$, измеряемый обычно в м^3 или км^3. При известном гидрографе сток может быть определен по следующим формулам:

для непрерывной функции $Q(t)$

$$W=\int_{t_0}^{t_к} Q(t)dt; \tag{3.3}$$

для дискретной функции $Q(t)$

$$W=\sum_{i=1}^{n} \bar{Q}_i \Delta t_i, \tag{3.4}$$

где $\overline{Q}_i$ — средний расход в i-м интервале времени ($i \in [1, n]$).

Норма стока W_0 — среднемноголетнее значение годового стока реки, измеряемое в м^3 или км^3, определяется по следующей

формуле:

$$W_0 = \sum_{i=1}^{n} W_i/n, \tag{3.5}$$

где W_i — сток за i-й год ($i \in [1, n]$).

Норма расхода Q_0 — среднемноголетнее значение расхода, измеряемого обычно в м^3/с или л/с. Она связана с нормой стока соотношением

$$Q_0 = \sum_{i=1}^{n} \bar{Q}_i/n = W_0/(31{,}54 \cdot 10^6), \tag{3.6}$$

где $\bar{Q}_i$ — средний расход i-го года; $31{,}54 \cdot 10^6$ — число секунд в среднем по продолжительности году.

Есть и другие характеристики стока, но поскольку они не так широко распространены, как указанные, здесь они не рассматриваются.

Под влиянием солнечной радиации с поверхности Земли испаряется влага (обозначим ее количество Z). Затем испарившаяся вода переносится воздушными потоками. В верхних слоях атмосферы она конденсируется мелкими каплями в облака и тучи, в которых более крупные капли под действием силы тяжести выпадают обратно на Землю в виде дождя, снега или града (осадки обозначим X). Та часть выпавших осадков, которая попадает на сушу, перемещается по ее поверхности, в толще земной коры и в водоемах (обозначим Y). Затем процесс перемещения воды повторяется снова. Этот процесс постоянного движения влаги носит название круговорота воды (влагооборота) в природе.

Количественное выражение процесса круговорота воды называется водным балансом.

Для многолетнего периода времени процесс круговорота воды в природе можно приближенно выразить следующим уравнением баланса:

$$X_0 = Y_0 + Z_0. \tag{3.7}$$

Таким образом, осадки, выпавшие на территорию бассейна реки, частично формируют речной сток и частично испаряются.

Отличительными особенностями речного стока являются его изменчивость и неповторяемость во времени. Сток формируется под воздействием многочисленных разнообразных и, как правило, взаимосвязанных факторов. Каждый из них, являясь в той или иной мере случайным, оказывает соответствующее влияние на процесс формирования и протекание речного стока. К одним из решающих относятся климатические факторы. В настоя-

щее время гидрология не располагает достаточно надежными методами выявления количественной зависимости между речным стоком и многообразными во времени и пространстве стокоформирующими факторами, к тому же влияние каждого из них и всех вместе проявляется для каждой реки с присущим ей своеобразием. Таким образом, речной сток для большинства рек земного шара при современном уровне знаний в области геофизических процессов вообще и в области метеорологии и гидрологии в частности представляется как непрерывный случайный процесс с присущими ему закономерностями. Однако для упрощения расчетов формирование речного стока обычно представляется в виде случайного дискретного процесса с различным временным осреднением расхода (стока).

Признавая случайный характер стокообразующих факторов, следует отметить, что некоторые из них, в первую очередь такие решающие, как климатические, имеют определенную цикличность проявления во времени (сезонную, годичную, многолетнюю). Соответственно циклический характер носит и речной сток. Опыт показывает, что лишь в сравнительно редких случаях циклические колебания годовых (еще реже — сезонных) стоков совершенно не прослеживаются.

Наличие цикличности стока является одной из причин, позволяющих вероятностный процесс речного стока относить к классу нестационарных процессов.

Работа водного потока. Текущая в русле реки или канале вода непрерывно совершает работу, которая расходуется на преодоление внутреннего сопротивления движению воды, сопротивления на трение в русле и различные эрозионные воздействия (размыв дна и берегов русла, перемещение материала и т. д.).

Численные значения этой работы можно определить следующим образом.

Пусть имеется некоторый участок водотока AB длиной L (рис. 3.2). При поперечном сечении водотока $\omega = \text{const}$ объем воды на этом участке будет ωL, а ее масса $m = \varrho\omega L$, где ϱ — плотность воды.

Работа, совершаемая силой влечения воды $F = mg \sin \alpha$, будет определяться как

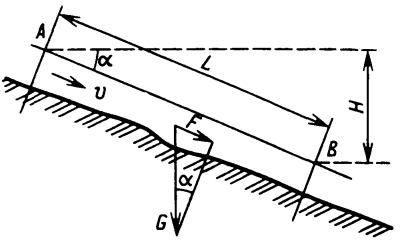


Рис. 3.2. К определению мощности водотока

$$A = FL = mg \sin \alpha\, L = \varrho g \omega L \sin \alpha\, L, \tag{3.8}$$

где g — ускорение свободного падения.

Длину участка L можно выразить как произведение скорости потока v на время t, т. е. $L = vt$, отсюда

$$A = \varrho g \omega v t \sin \alpha\, L. \tag{3.9}$$

Принимая во внимание, что $\omega v = Q$ — расход воды в реке, а $L \sin \alpha = H$ — падение реки на участке AB, и подставляя эти выражения в (3.9), получаем

$$A = \varrho g Q H t. \tag{3.10}$$

Мощность, т. е. работа в единицу времени,

$$N = A/t = \varrho g Q H. \quad = 9{,}81 \cdot Q \cdot H \tag{3.11}$$

Подставляя в (3.11) $\varrho = 1000$ кг/м^3, $g = 9{,}81$ м/с^2 и выражая Q в м^3/с, а H — в м, получаем мощность в кВт:

$$N = 9{,}81 QH. \quad 102 \cdot g \tag{3.12}$$

Энергия реки, т. е. работа в течение t ч, выраженная в кВт · ч, будет определяться по формуле

$$Э = Nt. \tag{3.13}$$

Так как $Qt \cdot 3600 = W$, где W — объем воды (сток), протекающей за $t = 3600$ с, то (3.13) можно записать в следующем виде:

$$Э = 9{,}81 QHt/3600 = WH/367{,}2. \tag{3.14}$$

Формулы (3.12) и (3.14) выражают потенциальную мощность и выработку электроэнергии. Реальная, или техническая, мощность будет меньше за счет потерь в гидротехнических сооружениях, напорных водоводах, подводящих воду из реки к турбинам, в самих турбинах и генераторах ГЭС, учитываемых коэффициентом полезного действия η. Поэтому значение N в (3.12) следует умножить на η. Тогда получим полезную мощность, кВт,

$$N = 9{,}81 QH\eta \tag{3.15}$$

и соответственно энергию, кВт · ч,

$$Э = WH\eta/367{,}2. \tag{3.16}$$

Таким образом, чтобы превратить энергию текущей воды в электрическую, необходимо, как это следует из (3.15), иметь определенные значения расхода и напора. Значение развиваемой

при этом мощности будет тем больше, чем больше расход и напор. В естественных условиях концентрированные в определенном месте напоры встречаются крайне редко. Их могут создать лишь водопады. Обычно равнинные реки имеют уклон свободной поверхности воды ($i = H/L = \sin\alpha$) 5—10 см/км, а горные 5—10 м/км. Поэтому для того чтобы напоры, используемые турбинами ГЭС, имели необходимое значение, их приходится, как было сказано в § 2.6, создавать искусственно.

3.3. Гидроэнергетические ресурсы

Итак, в естественных условиях текущая в реке вода обладает энергией. С помощью искусственных гидротехнических сооружений падение реки на участке может быть сконцентрировано и использовано на ГЭС для выработки электроэнергии. Важно оценить имеющиеся гидроэнергетические ресурсы. Поскольку под влиянием солнечной радиации происходит непрерывный круговорот воды в природе, гидроэнергетические ресурсы относятся к ресурсам возобновляемым.

В Советском Союзе сосредоточено около 12% мировых запасов гидроэнергии. Это больше, чем в любой другой стране. Однако по запасам на душу населения наша страна занимает 4-е место, уступая Канаде, Норвегии и Швеции.

Гидроэнергетические ресурсы делятся на потенциальные (теоретические), технические и экономические.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы — это теоретические запасы, определяемые по формуле

$$Э = 8760 \sum_{i \in n} 9{,}81 Q_i H_i, \qquad (3.17)$$

где $Э$ — энергия, кВт · ч; Q_i — средний годовой расход реки на i-м рассматриваемом участке, м^3/с; H_i — падение реки на этом участке, м.

По данным 1965 г. (более поздних сведений пока нет) потенциальные гидроэнергетические ресурсы 4483 крупных и средних рек страны за средний по водности год оцениваются в 3338 млрд. кВт · ч (для сравнения заметим, что в 1988 г. все ГЭС страны выработали 228 млрд. кВт · ч электроэнергии), в том числе ГЭС на реках европейской части СССР и Кавказа — 90 млрд. кВт · ч, или 39%, и ГЭС на реках азиатской части СССР — 138 млрд. кВт · ч, или 61%.

Технические гидроэнергоресурсы учитывают неизбежные потери:

в расходах воды — на испарение из водохранилищ, фильтрацию, утечки через различные затворы и т. п.;

в напорах — гидравлические в водоводах, и, кроме того, часть

падения рек (самые верховые и приустьевые участки) практически не может быть использована;

электромеханические потери в оборудовании.

Суммарные потери при освоении гидроэнергетического потенциала составляют в целом по стране 36%. Следовательно, из общих гидроэнергетических ресурсов крупных и средних рек, оцениваемых в 3338 млрд. кВт · ч, может быть освоено лишь 64%, т. е. 2106 млрд. кВт · ч. Это и есть располагаемый технический потенциал наших гидроэнергоресурсов.

Практическую ценность для народного хозяйства имеет экономический потенциал, т. е. та часть технического потенциала, которую по современным представлениям на развитие энергетики и экономическим оценкам целесообразно использовать в обозримой перспективе. Экономический гидроэнергопотенциал существенно зависит от изученности рек, удаленности ГЭС от места присоединения к энергосистеме, прогресса в энергетике, особенно от обеспеченности рассматриваемого региона другими энергетическими ресурсами, их качества и стоимости, и, конечно, от той роли, которую будет играть данная ГЭС в энергетическом комплексе или в энергосистеме в целом (в частности, в обеспечении оперативными мощностями). Следовательно, *экономический гидроэнергетический потенциал — переменная величина, зависящая от многих изменяющихся во времени факторов.*

В настоящее время во многих странах ведется переоценка гидроэнергетических ресурсов, которая может в итоге привести к некоторому увеличению экономически оправданного гидроэнергетического потенциала мира.

На уровень 1965 г. для всей территории нашей страны экономический гидроэнергетический потенциал определен в размере 1095 млрд. кВт · ч среднегодовой выработки, что примерно соответствует 12% его мировых запасов.

В табл. 3.2 представлено распределение гидроэнергетических ресурсов всех рек Советского Союза по отдельным категориям.

Гидроэнергетические ресурсы нашей страны распределены по отдельным республикам очень неравномерно. Это в равной мере относится ко всем категориям ресурсов, причем как по абсолютным показателям, так и по удельным (на 1 человека и 1 км^2 площади). Так, если в РСФСР экономический потенциал составляет 852 млрд. кВт · ч, то в каждой из таких республик, как Молдова, Белоруссия, Эстония и др., он меньше 1 млрд. кВт · ч. В свою очередь в РСФСР наибольший экономический потенциал сосредоточен в Восточно-Сибирском экономическом районе — 345 млрд. кВт · ч, Дальневосточном — 299 млрд. кВт · ч и Западно-Сибирском — 77 млрд. кВт · ч.

В Советском Союзе имеется около 50 крупных рек, которые в основном формируют гидроэнергетические ресурсы страны.

Таблица 3.2. **Гидроэнергетические ресурсы**

Вид гидроэнергетического потенциала	Всего по СССР		В том числе			
			по европейской части		по азиатской части	
	Мощность, млн. кВт	Энергия, млрд. кВт · ч	млн. кВт	млрд. кВт · ч	млн. кВт	млрд. кВт · ч
Теоретический	450	3942	79	692	371	3250
В том числе:						
по крупным и средним рекам	381	3338	67	588	314	2750
по малым рекам	56	493	11	95	45	398
по неучтенным рекам	13	111	1	9	12	102
Технический по крупным и средним рекам	240	2106	36	313	204	1793
Экономический по крупным и средним рекам	125	1095	22	201	103	894

В табл. 3.3 представлены данные по гидроэнергетическим ресурсам некоторых из этих рек.

Экономический потенциал гидроэнергии является основным показателем, определяющим ее значимость. Чем значительнее его доля в потенциальных гидроресурсах страны, тем ценнее располагаемая ею гидроэнергия.

Советский Союз располагает значительно бóльшим экономическим потенциалом гидроресурсов, чем любая другая страна. В США, например, он составляет 705 млрд. кВт · ч, в Бразилии — 657 млрд. кВт · ч, в Канаде — 535 млрд. кВт · ч и т. д. Вместе с тем по степени освоения его (в 1979 г.— 15,7%), которая определяется фактической выработкой ГЭС за рассматриваемый год, наша страна уступает многим странам мира. Так,

Таблица 3.3. **Энергетический потенциал некоторых крупнейших рек Советского Союза**

Река	Энергетический потенциал, млрд. кВт · ч	Река	Энергетический потенциал, млрд. кВт · ч	Река	Энергетический потенциал, млрд. кВт · ч
Енисей	158,3	Нижняя Тунгуска	41	Подкаменная Тунгуска	18
Лена	144	Колыма	39,8	Зеравшан	17,6
Пяндж [1]	97,6	Индигирка	39,6	Сырдарья	17,6
Ангара	93,9	Нарын	36,5	Зея	17,4
Амур [1]	82,9	Амударья [1]	36	Кура	16,6
Волга	54,3	Катунь	31	Томь	15,2
Обь	51,4	Олекма	25,5	Бурея	14,6
Витим	50,7	Иртыш	25,5	Днепр	14,6
Алдан	48,9	Вилюй	25,2	Кама	12,7
Вахш	44,9	Котуй	22,5	Ингури	12,3

[1] Пограничные реки.

в США этот показатель, %, равен 45, в Канаде — 42, Японии — 58, Франции — 94, Италии — 72, а в Швейцарии — 95. В Советском Союзе только в европейской части, т. е. наиболее обжитой и промышленно развитой территории, степень использования экономического потенциала приближается к 40% (табл. 3.4).

Как уже отмечалось, в оценке экономического потенциала гидроэнергии должна найти отражение не только выработка электроэнергии, но и та роль, которую играет данная ГЭС в рассматриваемой энергосистеме. А роль эта в последнее время стала определяться не только и не столько выработкой электроэнергии, сколько обеспечением оперативными мощностями систем, имеющих в качестве основных генерирующих источников мощные блочные агрегаты с закритическими параметрами пара, а в ряде случаев и АЭС. При одном и том же размере используемого гидроэнергетического ресурса мощность ГЭС будет определяться в первую очередь требованиями энергосистемы по обеспечению надлежащего уровня надежности ее работы, а не, например, числом часов использования установленной мощности (см. § 2.8).

Развитие гидроэнергетики СССР осуществляется главным образом за счет каскадного освоения водных ресурсов. В этих условиях гидроэнергетические ресурсы отдельных рек используются не одной ГЭС, а несколькими последовательно расположенными друг за другом, при этом в каскаде могут быть как плотинные, так и деривационные гидроэлектростанции. В каскаде повышается степень зарегулирования стока, что позволяет увеличить мощность и выработку электроэнергии ГЭС и повысить возможность маневрирования мощностью отдельных ГЭС.

Кроме повышения энергетической эффективности каскадные схемы позволяют значительно повысить эффективность использования стока и другими отраслями народного хозяйства, в частности транспортом и мелиорацией.

Всего в Советском Союзе эксплуатируется 28 каскадов. Их проектная мощность составляет около 108 000 МВт, а среднегодовая выработка электроэнергии — более 436 000 млн. кВт · ч. Характеристика наиболее крупных каскадов приведена в табл. 3.5.

Таблица 3.4. **Использование гидроэнергетических ресурсов СССР (по состоянию на 1 января 1980 г.)**

Вид гидроэнергетического потенциала крупных и средних рек	Вся территория		Европейская часть и Кавказ		Азиатская часть	
	млрд. кВт · ч	%	млрд. кВт · ч	%	млрд. кВт · ч	%
Теоретический	3338	5,2	588	13,6	2750	3,4
Технический	2106	8,2	313	25,4	1793	5,1
Экономический	1095	15,7	201	39,7	894	10,3

Таблица 3.5. **Энергетические показатели наиболее крупных каскадов СССР при их полном освоении**

Каскад	Число ГЭС	Установленная мощность, млн. кВт	Среднегодовая выработка электроэнергии, млрд. кВт · ч
Енисейский	10	32	95,4
Ангарский	4	13,6	66,1
Вахшский	7	7,9	32,7
Волжский	9	10,91	35,2
Днепровский	6	3,6	9,8

Продолжающийся рост цен на органическое топливо привел к тому, что во многих странах пересматриваются позиции по оценке собственных гидроэнергетических ресурсов. В результате в ряде случаев было признано возможным и целесообразным часть этих ресурсов перевести из категории технического потенциала в экономический и в связи с этим расширить масштабы гидроэнергетического строительства.

С этой же целью интенсивно исследуется возможность использования энергии так называемых малых рек, ранее в балансе экономических гидроресурсов не учитывавшихся. Сооружаемые на таких реках малые ГЭС мощностью 500—5000 кВт (в некоторых странах к малым ГЭС относят ГЭС мощностью до 10—15 МВт, в Советском Союзе — до 10 МВт) могут быть использованы для снабжения электроэнергией местных и в первую очередь сельских потребителей. Такие ГЭС будут особенно эффективными, если эти потребители будут находиться в отдаленных от высоковольтных линий и промышленных центров районах.

Но ценность малой гидроэнергетики заключается не только в этом. Малые ГЭС дают возможность развивать в стране небольшие промышленные или кустарные предприятия на основе использования местных сырьевых ресурсов, обеспечивают снижение потерь электроэнергии в местных электросетях, позволяют использовать высокий уровень автоматизации, практически не оказывают вредного воздействия на окружающую среду.

Необходимо, однако, отметить, что режим малых ГЭС, не обладающих возможностью регулирования стока, соответствует режиму водотока рек. Поэтому в засушливые и зимние периоды такие ГЭС будут работать с существенно меньшей мощностью (в пределе равной нулю), чем установленная. Это обстоятельство не может не отразиться на бесперебойности энергоснабжения потребителей, требующих непрерывного питания электроэнергией. Чтобы этого избежать, необходимо мощность малых ГЭС дублировать другими источниками электроснабжения, и в частности питанием от местных электросетей ближайших ВЛ. Однако и в этом случае малые ГЭС позволяют экономить привозное

и, как правило, дорогое и дефицитное топливо, потребляемое местными неэкономичными энергоустановками.

Малые ГЭС можно сооружать не только на малых реках, но и на небольших оросительных каналах или других искусственных водоводах, используя перепады уровней воды по длине.

Иногда на малых реках имеются уже плотины водохозяйственного назначения. Использование создаваемых ими разностей уровней для энергетических целей не потребует больших затрат.

Малая гидроэнергетика пробуждает к себе все возрастающий интерес во многих странах мира. Создаются правительственные комиссии, комитеты, институты по исследованию возможности использования энергии малых водотоков.

По данным американского Корпуса военных инженеров мощность новых малых (до 5 МВт) ГЭС США может составить 173 400 МВт. Кроме того, на существующих водохозяйственных плотинах можно получить 26 600 МВт, итого 200 000 МВт дополнительной мощности только за счет освоения малых водотоков. Правительством США разработан ряд мер, направленных на стимулирование строительства малых ГЭС частными и муниципальными предприятиями, включая организацию финансирования.

В Индии общий гидроэнергетический потенциал, который может быть использован на малых ГЭС, по предварительным подсчетам достигает 50 000 МВт. Аналогичные примеры можно привести и по другим странам.

На 1 января 1988 г. в СССР в системе Минэнерго насчитывалось 370 гидроэлектростанций, из них 174 мощностью до 5 МВт каждая (47%). И хотя суммарная мощность их составляет всего 205,4 МВт (0,3%), они, несомненно, оказывают большую помощь энергосистемам по обеспечению электроэнергией местных потребителей. Кроме того, имеется 96 сельских ГЭС общей мощностью 25,3 МВт, не входящих в систему Минэнерго. Следует отметить, что в 1950 г. их было в стране 6073 суммарной мощностью 243 МВт. Часть из них можно восстановить, использовав оставшиеся гидротехнические сооружения, или на их месте построить новые.

Как следует из данных табл. 3.2, теоретический потенциал гидроэнергетических ресурсов малых рек Советского Союза составляет 56 млн. кВт (по выработке электроэнергии — 493 млрд. кВт·ч). Это меньше, чем установленная мощность всех действовавших в 1985 г. в стране ГЭС (61 579 МВт), и больше вырабатываемой ими электроэнергии (214 млн. кВт·ч). Поэтому сейчас ведутся интенсивные исследования по определению энергетической эффективности как отдельных малых рек, так и их створов, а также створов с небольшим энергопотенциалом (несколько мегаватт) на средних реках и в верховьях крупных рек.

Представляют практический интерес модернизация и реконструкция ныне действующих ГЭС, в частности превращение некоторых из них в ГЭС — ГАЭС. Это осуществляется путем дополнительной установки или замены части действующего оборудования ГЭС на обратимые гидроагрегаты. Обратимые

гидроагрегаты, подкачивая в часы провала графика нагрузки воду в верхний бьеф, создают возможность не только получать и использовать дополнительные гидроресурсы, но и использовать их в часы пик на повышенных (за счет подкачки) напорах, т. е. более эффективно. Подкачка воды может осуществляться не только в рабочие, но и в праздничные и выходные дни. В этом случае можно осуществить более длительный, а следовательно, и более выгодный цикл регулирования — недельный или сезонный.

3.4. Водохранилища и характеристики бьефов ГЭС

Чтобы использовать энергию текущей воды, необходимо, как уже указывалось в § 2.6, сконцентрировать естественное падение реки с заданного ее участка в одном створе, что достигается путем сооружения плотин или деривации. В первом случае перед плотиной образуется искусственный водоем, называемый водохранилищем (рис. 3.3).

Но создаваемое водохранилище, как правило, имеет не только энергетическое назначение, но и ряд других, каждое из которых в том или ином объеме выполняет функции гидроэнергетики. Поэтому, говоря далее о водохранилищах, будем подразумевать, что они являются водохранилищами ГЭС. В том случае, когда водохранилище имеет многоцелевой характер, говорят о комплексном назначении его (см. § 3.7) и запасенная в нем вода используется отдельными участниками комплекса в соответствии с требуемыми количеством и режимом потребления.

Таким образом, основным и обязательным признаком водохранилища, отличающим его от естественного водоема (пруда, озера), является возможность регулирования (перераспределения) речного стока и его уровневого режима (см. § 3.8) во времени в соответствии с требованиями заинтересованных отраслей хозяйства. Для этого в водохранилищах речной сток аккумулируется в периоды, когда естественная приточность воды превышает спрос на нее, и расходуется в периоды, когда ее не хватает для удовлетворения разносторонних нужд.

Первые водохранилища на Земле появились 5000 лет назад, и с тех пор число их непрерывно возрастало. Особенно высокими темпами создание водохра-

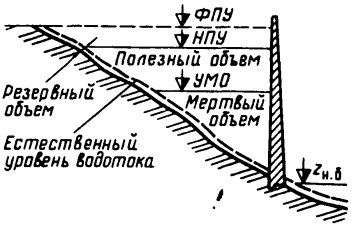


Рис. 3.3. Схема водохранилища

нилищ шло во второй половине текущего столетия. За последние 30 лет объем водохранилищ в мире увеличился в 10 раз, в Латинской Америке — в 35, в Африке — в 60 и в Азии — в 90 раз.

Общее число водохранилищ в мире в настоящее время превышает 30 тыс., а площадь водного зеркала 400 тыс. км^2. Только водохранилищ с полным объемом каждого более 100 млн. м^3 сегодня насчитывается более 2400, в том числе в СССР — более 240 с полным объемом 5500 и 1175 км^3 соответственно. В 1985 г. на одного жителя Земли приходилось 1,2 тыс. м^3 объема водохранилищ и 36 тыс. м^3 на 1 км^2 территории. Для СССР эти показатели соответственно были равны 4,2 тыс. м^3/чел и 52 тыс. м^3/км^2.

Ежегодно число водохранилищ в мире возрастает на 300—500. Многие крупные реки планеты — Волга, Ангара, Миссури, Колорадо, Парана и др.— уже превращены в каскады водохранилищ. Ожидается, что через 30—50 лет такая судьба постигнет большинство рек, а в перспективе предполагается, что зарегулированию подвергнется 2/3 рек Земли.

В настоящее время в СССР эксплуатируется более 4 тыс. водохранилищ каждое объемом более 1 млн. м^3. Созданные в бассейнах рек Волги, Днепра, Амударьи и Сырдарьи водохранилища ГЭС обеспечили необходимые условия для орошения более 15 млн. га сельскохозяйственных земель. Свыше 60% всего объема перевозок по внутренним водным путям страны осуществляется по водохранилищам ГЭС. Возможность размещения многих крупных промышленных объектов и территориально-производственных комплексов в Восточной Сибири определялась наличием крупных водохранилищ ГЭС. Данные по наиболее крупным водохранилищам ГЭС представлены в табл. 3.6, из которой видно, что имеет место значительное различие в параметрах водохранилищ применительно к равнинным (Волга, Дон) и горным (Кура, Вахш) условиям.

Рассмотрим и поясним некоторые основные положения, определения и термины. Период аккумуляции речного стока называется наполнением водохранилища, а период отдачи накоплений воды — сработкой водохранилища. Как наполнение водо-

Таблица 3.6. **Основные данные по некоторым наиболее крупным водохранилищам СССР**

Водохранилище	Река	Объем водохранилища, км^3		Площадь водного зеркала, км^2
		полный	полезный	
Братское	Ангара	169,3	48,2	5470
Красноярское	Енисей	73,3	30,4	2000
Куйбышевское	Волга	58	34,6	6450
Бухтарминское	Иртыш	53	31	5500
Вилюйское	Вилюй	35,9	17,8	2170
Волгоградское	Волга	31,1	8,3	3165
Рыбинское	Волга	25,4	14,4	4550
Цимлянское	Дон	23,8	11,5	2700
Мингечаурское	Кура	16,1	8,3	606
Нурекское	Вахш	10,5	4,5	98

хранилища, так и его сработка в нормальных условиях производится до некоторых предельных уровней.

Верхний предел уровня воды, при котором ГЭС и сооружения гидроузла работают длительное время с соблюдением нормальных запасов надежности, предусматриваемых техническими условиями, носит название нормального подпорного уровня (НПУ) (рис. 3.3). Объем водохранилища при этом уровне называется полным объемом и обозначается $V_{полн}$.

Минимальный уровень водохранилища, до которого возможна его сработка в условиях нормальной эксплуатации, называется уровнем мертвого объема (УМО). Этот объем определяется условиями получения на ГЭС расчетных параметров. Объем воды между НПУ и УМО называется полезным $V_{полезн}$, так как именно этот объем может быть использован для удовлетворения различных целей. Объем же воды, находящейся ниже УМО, называется мертвым $V_{мо}$, поскольку он не может быть использован в нормальных условиях эксплуатации.

Таким образом,

$$V_{полезн} = V_{полн} - V_{мо} \,. \qquad (3.18)$$

Поскольку пропускная способность ГЭС и ее гидротехнических сооружений ограничена, при прохождении расхода очень редкой повторяемости (на грани катастрофического) уровень воды в водохранилище будет повышаться, увеличивая его объем иногда на значительную величину. Максимально возможный в этом случае по условиям надежности сооружений уровень носит название форсированного подпорного (ФПУ). Объем водохранилища между отметками НПУ и ФПУ является резервным и используется исключительно для трансформации (срезки) половодий редкой повторяемости. По прошествии такого половодья заполненный (полностью или частично) резервный объем должен быть сработан до НПУ.

До сих пор принималось, что поверхность воды в водохранилище по всей его длине устанавливается горизонтально, образуя так называемый статический объем. Однако это, очевидно, может быть лишь в том случае, когда приточность в водохранилище отсутствует. Так как в действительности в водохранилище всегда имеется приток воды, то поверхность воды в нем никогда не будет горизонтальной. Это особенно относится к его «хвостовой части», или зоне выклинивания, где кривая свободной поверхности воды представляет собой кривую подпора, что дает некоторое повышение уровней (рис. 3.4). Образовавшийся объем называется динамическим объемом водохранилища. Он определяется в основном расходом приточности и во время половодий и паводков может значительно изменить статический объем.

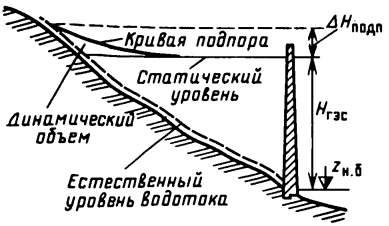


Рис. 3.4. Динамический объем водохранилища

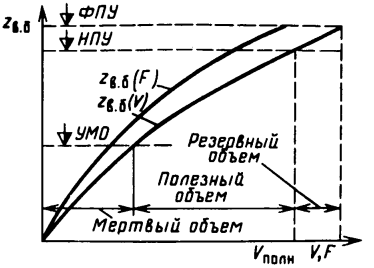


Рис. 3.5. Статические характеристики водохранилища

В водноэнергетических расчетах широко используются различные графические зависимости (характеристики), отражающие функциональные связи между различными параметрами водохранилищ (верхнего бьефа). К их числу относится прежде всего топографическая характеристика, которая может быть двух видов — статической ($V_{стат}$) и динамической ($V_{дин}$).

Статическая характеристика включает в себя две кривые. Первая отражает зависимость отметок уровня от объема водохранилища $z_{в.б}=z_{в.б}(V_в)$ и обычно называется объемной. Вторая отражает связь между отметками уровня и площадью зеркала водохранилища: $z_{в.б}=z_{в.б}(F_в)$. Эту характеристику называют площадной. Обе характеристики (рис. 3.5) получаются в результате обработки топографических планов местности.

При учете динамического объема, как было показано выше, объем водохранилища при заданной отметке уровня в створе плотины будет определяться приточностью ($Q_{прит}$). Вследствие этого зависимость между уровнем и объемом водохранилища будет являться функцией двух переменных: $z_{в.б}=z_{в.б}(V_в, Q_{прит})$.

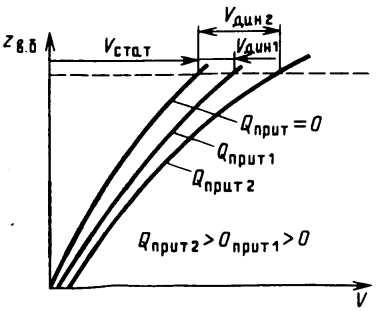


Рис. 3.6. Влияние приточности на динамический объем водохранилища

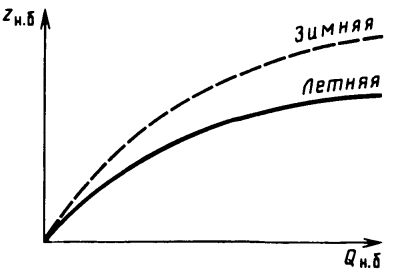


Рис. 3.7. Кривые связи нижнего бьефа при отсутствии подпора

Эти связи (рис. 3.6) называются кривыми динамических объемов в отличие от кривой статического объема, изображенной на рис. 3.5, или кривой, соответствующей $Q_{прит}=0$ на рис. 3.6.

Имеются и другие характеристики водохранилищ, которые здесь не рассматриваются. Все они являются основным исходным материалом для проведения водноэнергетических расчетов. В такого рода расчетах одним из решающих условий правильности выполнения их является соблюдение водного баланса водохранилища.

В общем виде уравнение водного баланса водохранилища за некоторое время T может быть представлено следующим равенством:

$$W_{рег}=W_{прит}\pm\Delta V-W_{заб}+W_{возвр}-W_{пот}, \qquad (3.19)$$

где $W_{рег}$ — зарегулированный объем стока, т. е. тот объем воды, который прошел за время T через створ гидроузла; $W_{прит}$ — приток воды в водохранилище за время T (для одиночной ГЭС это бытовой приток, для каскада — приток от вышележащей ГЭС с учетом боковой приточности между створами); ΔV — использованный объем водохранилища за период T (в формуле знак плюс относится к периоду сработки, знак минус — к периоду наполнения водохранилища); $W_{заб}$ и $W_{возвр}$ — стоки: забираемый из водохранилища и возвращаемый участниками водохозяйственного комплекса соответственно (см. § 3.7); $W_{пот}$ — потери воды из водохранилища за время T (они обычно включают потери на фильтрацию, льдообразование и шлюзование).

Если каждый член этого уравнения разделить на T, то условие баланса стока может быть выражено через соответствующие расходы.

Рассмотрим характеристики нижнего бьефа. Уровень воды в нижнем бьефе ГЭС определяется расходом, который пропускается через турбины или какие-либо сооружения (шлюзы, водосбросы) гидроузла.

При установившемся равномерном движении уровень воды в нижнем бьефе однозначно связан с протекающим расходом. Эта зависимость обычно определяется с помощью так называемой кривой связи, отражающей в графическом виде зависимость уровней от расходов $z_{н.б}=z_{н.б}(Q_{н.б})$. Такая кривая представлена на рис. 3.7.

Зимой вследствие уменьшения площади живого сечения потока за счет отложившегося на берегах льда расход воды в створе ГЭС при одних и тех же отметках уровня будет меньше, и зимняя кривая связи будет соответственно располагаться выше летней (рис. 3.7).

При каскадном расположении ГЭС если нижний бьеф рассматриваемой ГЭС (обозначим ее № 1) подпирается плотиной

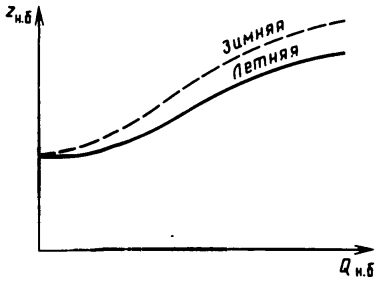


Рис. 3.8. Кривые связи нижнего бьефа при наличии подпора

нижележащей ГЭС (№ 2), то в функциональной зависимости уровня нижнего бьефа от расхода ГЭС № 1 появится дополнительный аргумент — отметка верхнего бьефа водохранилища ГЭС № 2 — $z_{в.б2}$. В этом случае рассматриваемая функция будет иметь вид $z_{н.б1} = z_{н.б}(Q_{н.б}, z_{в.б2})$.

Соответствующие кривые связи нижнего бьефа ГЭС, работающей в каскаде, изображены на рис. 3.8.

При неустановившемся движении воды в нижнем бьефе однозначная связь между отметками уровня и расходом нарушается и определение того или другого требует достаточно сложных расчетов, которые сейчас проводятся исключительно с помощью ЭВМ.

3.5. Гидравлические турбины

Общие сведения. *Гидравлической турбиной называется двигатель, преобразующий энергию движущейся воды в механическую энергию вращения его рабочего колеса.* Из основного закона механики жидкости — закона Бернулли — следует, что удельная энергия H_1 на входе в рабочее колесо гидротурбины (рис. 3.9) составляет

$$H_1 = z_1 + \frac{P_2}{\varrho g} + \frac{v_1^2}{2g}, \tag{3.20}$$

а на выходе из рабочего колеса

$$H_2 = z_2 + \frac{P_2}{\varrho g} + \frac{v_2^2}{2g}, \tag{3.21}$$

где p — давление, Па; ϱ — плотность жидкости, кг/м^3; g — ускорение свободного падения, м/с^2; z — отметка уровня центра потока относительно принятой плоскости сравнения (высота), м; v — скорость, м/с.

Значения H_1 по (3.20), (3.21) могут быть получены либо в линейных единицах высоты, либо в удельных энергетических, Дж/Н.

Рис. 3.9. Схема рабочего колеса турбины

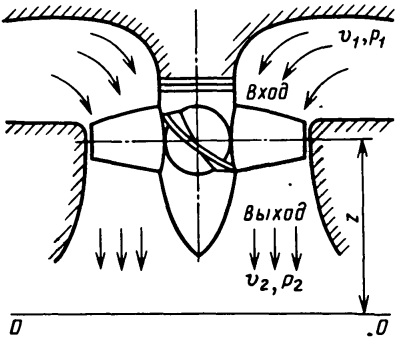


Рис. 3.10. Ковшовая турбина:
а — схема турбинной установки; *б* — рабочее колесо

Отданная водой рабочему колесу энергия будет равна разности энергий в потоке рабочего колеса до и после него:

$$H = H_1 - H_2 = z_1 - z_2 + \frac{p_1 - p_2}{\varrho g} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g}. \qquad (3.22)$$

Таким образом, вся энергия потока состоит из энергии положения $z_1 - z_2$, энергии давления $\frac{p_1 - p_2}{\varrho g}$ (образу-

ющих вместе потенциальную энергию) и кинетической энергии $\frac{v_1^2 - v_2^2}{2g}$.

В зависимости от того, какие из трех членов уравнений Бернулли главным образом реализуются в конструкции гидравлической машины для использования напора, гидротурбины разделяются на несколько видов.

Гидротурбины, использующие хотя бы частично потенциальную энергию, называются реактивными. В таких гидротурбинах

$$z_1 - z_2 + \frac{p_1 - p_2}{\varrho g} > 0 \tag{3.23}$$

и, следовательно, процесс преобразования энергии на рабочем колесе происходит с избытком давления. Кроме того, в рабочем колесе турбины частично используется и кинетическая энергия потока.

Если гидротурбины используют только кинетическую энергию потока, то они называются активными. В таких турбинах $z_1 = z_2$; $p_1 = p_2$, т. е. вода поступает на рабочее колесо без избыточного давления. В целях достижения высокого КПД в них почти весь напор преобразуется в скорость.

Мощность гидротурбины согласно уравнению (3.15) может быть выражена так:

$$N_т = 9{,}81 Q_т H_т \eta_т. \tag{3.24}$$

Из этой формулы следует, что сочетание $Q_т$ и $H_т$ может быть самым разнообразным и, следовательно, одну и ту же мощность от нескольких сотен киловатт до нескольких сотен мегаватт можно получить при малом $Q_т$ и большом $H_т$ и наоборот.

В практике принято гидротурбины подразделять на классы, системы, типы и серии.

Класс реактивных гидротурбин объединяет следующие системы: осевые (пропеллерные и поворотно-лопастные), диагональные и радиально-осевые гидротурбины.

В классе активных гидротурбин наибольшее распространение получили так называемые ковшовые гидротурбины.

Каждая система содержит несколько типов, имеющих геометрически подобные проточные части и одинаковую быстроходность (частота вращения гидротурбины, работающей под напором 1 м и развивающей мощность в 1 л. с.), но различающихся по размерам. Геометрически подобные гидротурбины различных размеров образуют серию.

Кроме того, все гидротурбины условно делят на низко-, средне- и высоконапорные. Низконапорными принято считать гидротурбины, работающие при $H_т < 25$ м, средненапор-

ными — при 25 м $\leqslant H_т \leqslant$ 80 м и высоконапорными — при $H_т >$ $>$80 м.

Гидротурбины условно подразделяют на малые, средние и крупные.

К малым относятся гидротурбины, у которых диаметр рабочего колеса $D_1 \leqslant 1{,}2$ м при низких напорах и $D_1 \leqslant 0{,}5$ м при высоких, а мощность составляет не более 1000 кВт.

К средним относятся гидротурбины, у которых 1,2 м $\leqslant D \leqslant$ $\leqslant$ 2,5 м при низких напорах и 0,5 м $\leqslant D \leqslant$ 1,6 м при высоких, а мощность 1000 кВт $\leqslant N_т \leqslant$ 15 000 кВт.

К крупным относятся гидротурбины, которые имеют $D_т$ и $N_т$ больше, чем у средних.

Активные гидротурбины. Наиболее распространенными активными гидротурбинами являются ковшовые (за рубежом их называют турбинами Пельтона). Принципиальная схема ковшовой турбины приведена на рис. 3.10. Вода из верхнего бьефа *1* подводится трубопроводом *2* к рабочему колесу *4*, выполненному в виде диска, закрепленного на горизонтальном или вертикальном валу турбины и вращающегося в воздухе. По окружности диска расположены ковшеобразные лопасти (ковши) *7*. На ковшах происходит преобразование гидравлической энергии, заключенной в струе, в механическую. Ковши равномерно распределяются по ободу рабочего колеса и последовательно, один за другим, при его вращении «принимают» струю.

Подвод воды к рабочему колесу осуществляется посредством сопла *3*, внутри которого расположена регулирующая игла. Сопло представляет собой сходящийся насадок, из отверстия которого при работе турбины выбрасывается струя воды. В сопле вся энергия воды, подведенной к нему по трубопроводу, за вычетом потерь обращается в кинетическую. Рабочее колесо и сопла размещаются внутри замкнутого кожуха *5*.

Игла, перемещаясь в сопле в продольном направлении, меняет его выходное сечение и тем самым регулирует диаметр выходящей струи, а значит, и расход воды через сопло.

Игла в одном из крайних своих положений полностью закрывает сопло и останавливает турбину. Вода, отдав свою энергию рабочему колесу, стекает с него в отводящий канал (нижний бьеф).

В целях предотвращения значительного повышения давления в подводящем воду трубопроводе, являющегося следствием гидравлического удара, игла закрывается медленно. Для быстрого отвода струи от рабочего колеса применяется отклонитель *6*, отбрасывающий воду в сторону. Перемещение иглы и отклонителя производится одновременно. Таким образом, в ковшовых турбинах осуществляется регулирование расхода и мощности турбины.

Конструктивные формы ковшовых турбин очень разнообразны

и могут различаться по расположению вала (вертикальные и горизонтальные) и по числу сопл и рабочих колес на одном валу.

Ковшовые турбины используются в диапазоне напора 300—1770 м с диаметром рабочего колеса до 7,5 м. Известна турбина мощностью 300 МВт.

В СССР мало ГЭС с ковшовыми турбинами. Наиболее крупная турбина создана на Ленинградском металлическом заводе для Татевской ГЭС (мощность 54,6 МВт).

Реактивные гидротурбины. К реактивным гидротурбинам, как указывалось выше, относятся: радиально-осевые, пропеллерные, поворотно-лопастные (включая двухперовую) и диагональные. Общий вид рабочих колес представлен на рис. 3.11.

Для реактивных гидротурбин характерны следующие основные признаки. Рабочее колесо располагается полностью в воде, поэтому поток передает энергию одновременно всем лопастям рабочего колеса.

Перед рабочим колесом только часть энергии воды находится в кинетической форме, остальная представлена потенциальной энергией, соответствующей разности давлений до и после колеса.

Избыточное давление $p/(\varrho g)$ по мере протекания воды по проточному тракту рабочего колеса расходуется на увеличение относительной скорости, т. е. на создание реактивного давления потока на лопасти. Изменение направления потока за счет кривизны лопастей приводит к возникновению активного давления потока. Таким образом, действие потока на лопасти

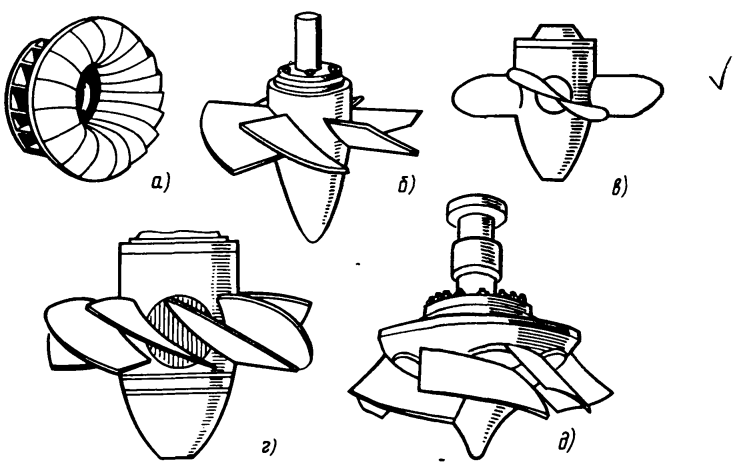


Рис. 3.11. Общий вид рабочих колес реактивных турбин:
а — радиально-осевая; *б* — пропеллерная; *в* — поворотно-лопастная; *г* — двухперовая; *д* — диагональная

рабочего колеса складывается из реактивного воздействия, возникающего вследствие увеличения относительной скорости, и активного давления, возникающего вследствие изменения направления потока.

Радиально-осевые гидротурбины (РО). Эти турбины (за рубежом их называют турбинами Френсиса) характерны тем, что вода при входе на рабочее колесо движется в радиальной плоскости, а после рабочего колеса — в осевом направлении. Они используются в довольно широком диапазоне напоров — от 30—40 до 600—650 м. Такой большой диапазон обеспечивается конструктивными особенностями рабочего колеса и турбины в целом.

Рабочее колесо радиально-осевой гидротурбины (рис. 3.11, *а*) состоит из ряда лопастей *2* сложной пространственной формы, равномерно распределенных по окружности ступицы *1* и обода *3* (рис. 3.12). Все три элемента объединены и представляют одну жесткую конструкцию. Число лопастей может колебаться от 9 для низконапорных до 21 для высоконапорных турбин. За диаметр рабочего колеса принимается максимальный диаметр по входным кромкам лопастей D_1.

Перед рабочим колесом гидротурбины устанавливается направляющий аппарат, вращающиеся лопатки *4* которого обеспечивают необходимое изменение расхода воды, проходящей через рабочее колесо, и наилучшее для обтекания его лопастей направление потока, что повышает КПД гидротурбины.

Лопасти рабочих колес крупных гидротурбин имеют в сечении по линии потока обтекаемую форму, что позволяет делать их значительной толщины для достижения необходимой прочности.

С увеличением используемого напора форма рабочего колеса радиально-осевых турбин изменяется: отношение выходного диаметра к входному D_2/D_1 уменьшается. Так, для Красноярской ГЭС ($H \approx 100$ м) $D_2/D_1 = 1{,}13$, а для Ингурской ГЭС ($H = 270$ м) $D_2/D_1 = 0{,}68$.

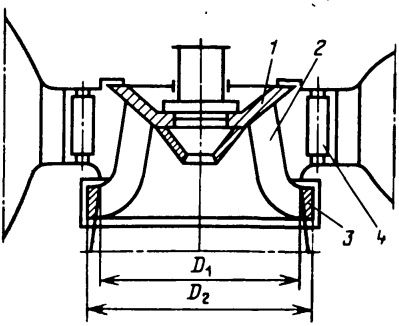


Рис. 3.12. Рабочее колесо радиально-

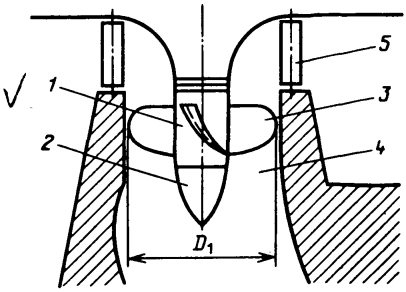


Рис. 3.13. Рабочее колесо пропеллерной

Высоконапорные гидротурбины иногда оборудуют холостыми выпусками для отвода воды из рабочего колеса и уменьшения за счет этого гидравлического удара при сбросе нагрузки.

В настоящее время созданы уникальные турбины радиально-осевого типа (Красноярская, Саяно-Шушенская в СССР, Грэнд-Кули в США) как по единичной мощности (600—700 МВт), так и по размерам (диаметр рабочего колеса 9,5 м).

Пропеллерные гидротурбины (Пр). Рабочее колесо (рис. 3.13) состоит из корпуса (втулки) *1* с обтекателем *2* и лопастей *3*, установленных под углом разворота φ. Оно, как видно из рисунка, отличается от колес радиально-осевых гидротурбин отсутствием обода, меньшим числом лопастей и их формой (в данном случае она похожа на форму гребного винта или пропеллера). На лопасти рабочего колеса поток поступает только в осевом направлении, вследствие чего такие гидротурбины называют также осевыми (за рубежом турбины Каплана).

Для подвода воды к направляющему аппарату *5* гидротурбины служит турбинная камера *4*. Чтобы обеспечить равномерное по всему периметру направляющего аппарата питание рабочего колеса, турбинную камеру выполняют с суживающимся поперечным сечением.

Число лопастей рабочего колеса зависит от напора и может колебаться от 3 до 8 (растет с увеличением напора). Лопасти закреплены на втулке под постоянным углом $\varphi = -10°$, $-5°$, $0°$, $+5°$, $+10°$, $+15°$, $+20°$, отсчитываемым от некоторого среднего положения ($\varphi = 0$). Обычно на гидротурбине с диаметром рабочего колеса $D_1 \geqslant 1{,}6$ м при их остановке предусматривается возможность перестановки лопастей на тот или иной угол. Основными достоинствами пропеллерных турбин являются простота конструкции и сравнительно высокий КПД. Однако они имеют существенный недостаток, заключающийся в том, что с изменением нагрузки резко изменяется их КПД. Зона высоких значений КПД наблюдается только в узком диапазоне мощностей. Из-за этого недостатка резко снижается эффективность пропеллерных турбин при использовании их в системах с дефицитом энергии. Однако он становится несущественным, если основным назначением ГЭС является покрытие пика графика нагрузки, т. е. при малом числе часов использования установленной мощности ГЭС. Иногда на крупных ГЭС пропеллерные гидротурбины устанавливаются вместе с радиально-осевыми или поворотно-лопастными, которые имеют более растянутый диапазон максимального значения КПД.

Поворотно-лопастные гидротурбины (ПЛ). По конструктивному исполнению поворотно-лопастные турбины не отличаются от пропеллерных, но у них в процессе работы лопасти рабочего колеса могут поворачиваться вокруг своих осей, перпендикуляр-

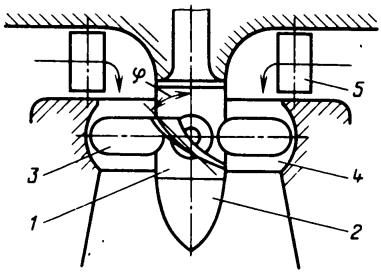


Рис. 3.14. Рабочее колесо поворотно-лопастной турбины:
1 — корпус рабочего колеса; *2* — обтекатель; *3* — лопасти; *4* — камера рабочего колеса; *5* — лопатки направляющего аппарата

Мощность, отдаваемая рабочим колесом такой гидротурбины, и его КПД при заданном напоре зависят как от открытия лопаток направляющего аппарата *5*, так и от угла поворота φ лопастей по отношению к втулке. Изменяя угол установки лопастей при различных открытиях направляющего аппарата, а следовательно, при различной мощности, можно найти такое положение лопастей, при котором КПД гидротурбины будет иметь наибольшее значение. Конструктивно поворотно-лопастные гидротурбины выполняются таким образом, что лопасти рабочего колеса при работе гидротурбины могут автоматически поворачиваться на некоторый (оптимальный) угол (отсюда название поворотно-лопастные) одновременно с изменением открытия направляющего аппарата. Такое двойное регулирование дает большие преимущества, так как обеспечивается автоматическое поддержание высокого значения КПД в широком диапазоне мощностей.

Поворотно-лопастные гидротурбины используют в диапазоне напоров от 3—5 до 35—45 м. В последнее время, стремясь использовать некоторые преимущества этих гидротурбин перед радиально-осевыми, предпринимаются небезуспешные попытки применять их на напоры до 70—75 и даже 90 м.

Самые большие в мире по размеру поворотно-лопастные гидротурбины установлены на Саратовской ГЭС (диаметр рабочего колеса 10,3 м). Изготовлены они на Харьковском турбинном заводе.

Двухперовая гидротурбина. Увеличение числа лопастей рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины по мере повышения используемого напора приводит к возрастанию относительного диаметра втулки $d_{вт}/D_1$ и последующему ухудшению энергетических качеств турбины. Для смягчения этого недостатка применяются спаренные (двухперовые) рабочие лопасти, имеющие общий фланец и общую цапфу (рис. 3.15), что позволяет повысить пропускаемый турбиной расход. Двухперовые гидротурбины не имеют пока широкого распространения из-за конструктивных сложностей.

Диагональные гидротурбины (Д). Появление этих гидротур-

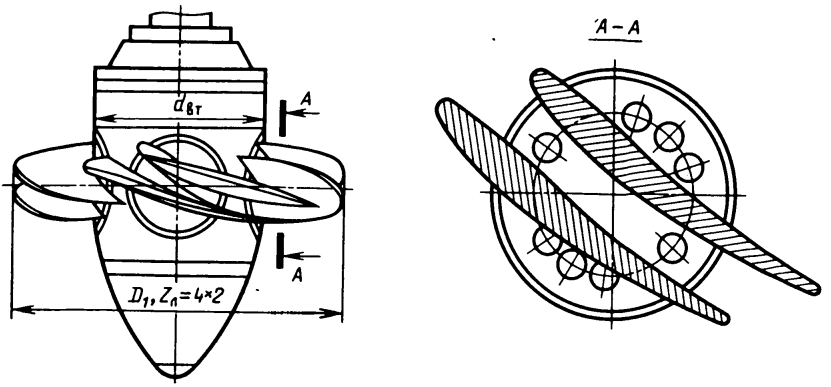


Рис. 3.15. Рабочее колеса двухперовой турбины

бин обусловлено теми же причинами, что и двухперовых, т. е. стремлением обеспечить возможность работы осевых гидротурбин двойного регулирования в области повышенных напоров, используемых радиально-осевыми турбинами.

Отличие диагональных гидротурбин от радиально-осевых заключается в конструкции рабочего колеса, которая представляет собой конусообразную втулку с расположенными на ней под некоторым углом к оси вращения колеса лопастями (число их доходит до 14), поворачивающимися относительно своих осей (см. рис. 3.11, *д*). Втулка рабочего колеса несмотря на свои относительно бо́льшие размеры, чем размеры втулки у поворотно-лопастных гидротурбин, не создает стеснения потока, и благодаря этому за рабочим колесом нет участка с резким расширением сечения, как в осевых турбинах, что в сочетании с другими особенностями диагональных турбин обеспечило им более высокие энергетические качества. Максимальное значение КПД диагональных гидротурбин на 1,5—2,5% выше, чем осевых. Вместе с тем они сложнее по конструкции, чем осевые и радиально-осевые, а в ряде случаев уступают последним и по кавитационным качествам.

Диагональные гидротурбины еще не имеют широкого распространения (в СССР они установлены на Бухтарминской и Зейской ГЭС), однако, как показывают исследования, они могут оказаться очень эффективными в диапазоне напоров от 35—40 до 150—200 м и особенно при больших колебаниях нагрузки.

Часть из рассмотренных гидротурбин может быть использована не только в вертикальном, но и в горизонтальном исполнении. Кроме того, реактивные турбины могут быть выполнены обратимыми, что, в частности, очень важно при строительстве ГАЭС.

3.6. Состав и компоновка основных сооружений

Состав и компоновка сооружений ГЭС определяются схемой концентрации напора. Как уже говорилось, существуют основные схемы создания напора: плотинная и деривационная. Гидроэлектростанции, сооруженные по плотинной схеме, делятся в свою очередь на два типа: русловые и приплотинные. Деривационные ГЭС также делятся на два типа: с безнапорной деривацией и с напорной.

Основными сооружениями ГЭС, выполненными по плотинной схеме, являются плотины и здание ГЭС. При напоре до 25—30 м здание станции размещается в одном створе с плотиной и воспринимает напор. Такие гидроэлектростанции называются русловыми. На рис. 3.16, *а* изображена в плане схема основных сооружений такой ГЭС. При комплексном использовании водотока в состав гидроузла кроме плотины и здания ГЭС включаются сооружения, предназначенные для удовлетворения специфических нужд каждого участка комплекса (шлюз для водного транспорта, водозаборные сооружения для орошения и водоснабжения, рыбоходы и т. п.).

При напоре, превышающем 25—30 м, здание ГЭС размеща-

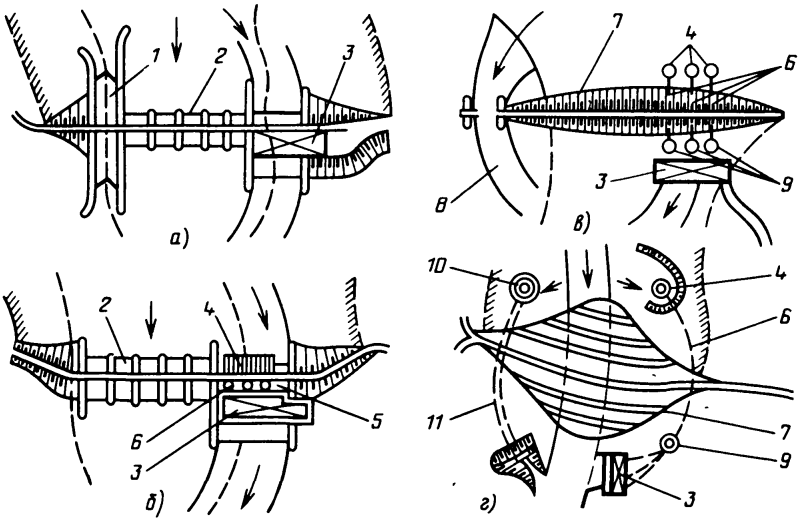


Рис. 3.16. Схема ГЭС:
а — русловая ГЭС с бетонной плотиной; *б* — приплотинная ГЭС с бетонной плотиной; *в* — приплотинная ГЭС с плотиной из грунтовых материалов и поверхностным водосбросом; *г* — приплотинная ГЭС с плотиной из грунтовых материалов и шахтным водосбросом;
1 — шлюз; *2* — водосливная бетонная плотина; *3* — здание ГЭС; *4* — водоприемник; *5* — глухая бетонная плотина; *6* — турбинные трубопроводы; *7* — каменно-земляная или каменно-набросная плотина; *8* — поверхностный водосброс; *9* — уравнительный резервуар; *10* — шахтный водосброс; *11* — водосбросный туннель

ется за плотиной в нижнем бьефе и уже не воспринимает напор (рис. 3,16, *б*). Такие ГЭС носят название приплотинных. При комплексном назначении гидроузла в него, так же как и в предыдущем случае, включаются сооружения неэнергетических участников комплекса. Поскольку в этой схеме здание ГЭС не воспринимает напор, для подачи воды к турбинам ГЭС необходимы водоприемники и турбинные трубопроводы, как это показано на рис. 3.16, *б*, где эти сооружения совмещены с плотиной. Вообще компоновка гидроузлов с приплотинными ГЭС в значительной степени зависит от типа плотины и создаваемого ею напора.

Если в рассматриваемой схеме плотина ГЭС сооружена не из бетона, а из грунта или каменной наброски, то водоприемник, турбинные водоводы (трубопроводы) и водосбросы устанавливаются не совмещенными с плотиной (рис. 3.16, *в, г*).

Сооружения деривационных ГЭС располагаются в двух узлах — головном и станционном, соединенных между собой деривацией.

Головной узел ГЭС с безнапорной деривацией (рис. 3.17) состоит из плотины с водосбросом и поверхностного водоприемника, а в случае надобности в нем дополнительно размещаются отстойник, грязеспуск, шугосброс и водоприемник для неэнергетических потребителей воды.

Безнапорная деривация устраивается в виде открытого канала. Там, где деривационный канал пересекается с поперечно направленными оврагами, долинами, ручьями и реками, создаются сооружения для пропуска воды под или над каналами — дюкеры, трубы под каналами, лотки над каналом, а иногда и крупные мосты — акведуки для пересечения каналом широкой поперечной долины. У станционного узла канал заканчивается и переходит в напорный бассейн, откуда вода

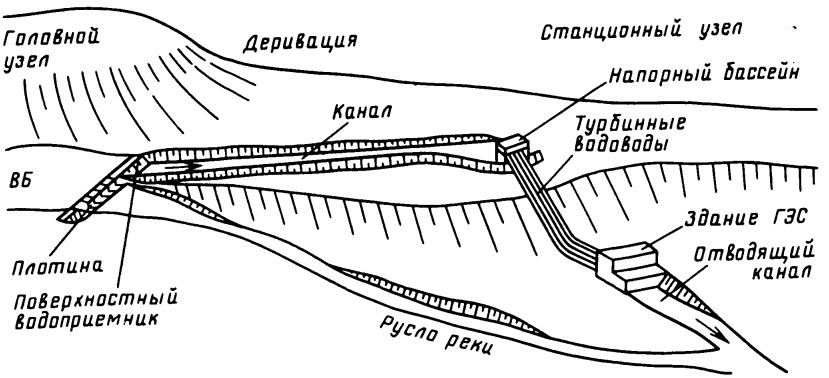


Рис. 3.17. Схема сооружений ГЭС с безнапорной деривацией

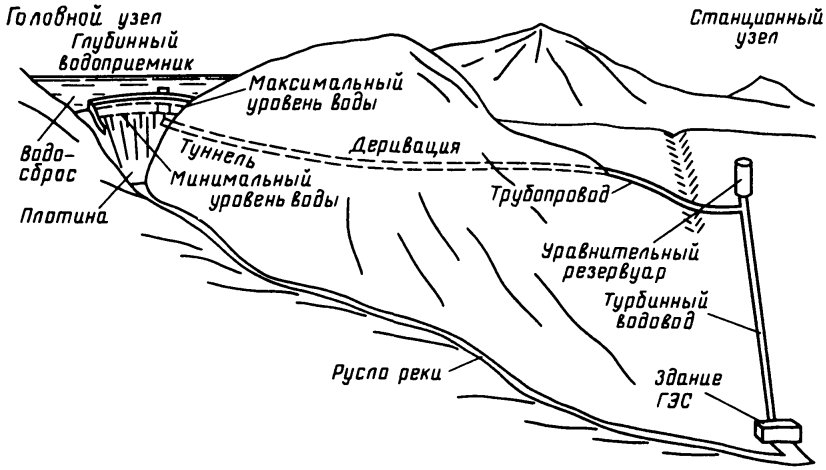


Рис. 3.18. Схема сооружений ГЭС с напорной деривацией

по турбинным трубопроводам поступает к турбинам, расположенным в здании ГЭС, и далее в отводящий канал и реку.

Когда местность сильно пересеченная и для безнапорной деривации нет благоприятных условий, устраивается деривация в виде туннеля или трубопровода (рис. 3.18). Как в том, так и в другом случае поперечное сечение водовода полностью заполнено водой.

Головной узел в этом случае также включает в качестве основных сооружений плотину с водосбросом и водоприемник. Однако плотина здесь более высокая, а водоприемник — глубинный, что позволяет непрерывно забирать воду при больших колебаниях уровня воды в водохранилище.

Станционный узел в отличие от ГЭС с безнапорной деривацией часто имеет уравнительный резервуар, основное назначение которого — борьба с возможными гидравлическими ударами при нестационарных режимах в турбинных водоводах, по которым вода поступает в турбины.

Здесь перечислены лишь основные сооружения и не описаны условия их работы и конструкции. Эти вопросы изучаются в специальном курсе «Гидротехнические сооружения». Отметим, что *нет ГЭС, которые по составу и компоновке сооружений были бы полностью идентичны.* Каждая ГЭС в своем роде неповторима.

Плотины. Плотины предназначены для создания водохранилища, в связи с чем они являются основным сооружением гидроузла для создания напора и регулирования стока.

Плотины делятся на две группы по используемым материалам для их возведения: плотины бетонные (железобетон-

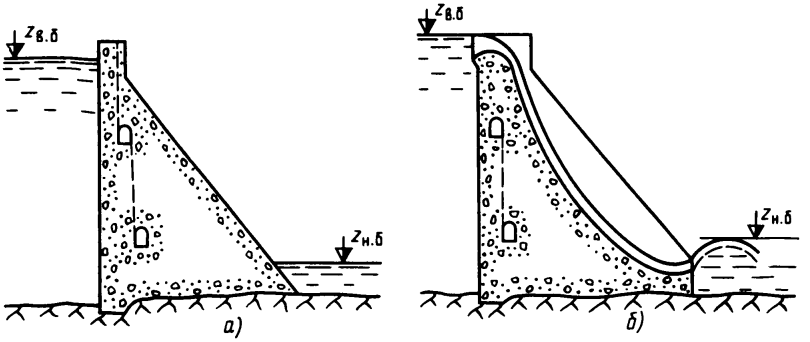


Рис. 3.19. Гравитационная плотина

ные) и плотины из грунтовых материалов (земляные и каменно-набросные).

Бетонные (железобетонные) плотины по конструктивным признакам делятся на гравитационные, арочные и контрфорсные. Отличительным признаком гравитационных плотин является их массивность (рис. 3.19). Большая масса их и большие силы сцепления (трения) по основанию позволяют воздвигать такого рода плотины практически на любых грунтах. Гравитационная плотина при ее высоте до 30—40 м может быть сооружена на таком слабом основании, как песок и глина, а на скальном основании высота ее может достигать 300 м.

Такие плотины могут быть глухими (рис. 3.19, *а*), т. е. не допускающими перелива воды через гребень, и водосливными (рис. 3.19, *б*). Последние выполняются с поверхностными водосливами или заглубленными (донными) отверстиями для пропуска воды. Плотины русловых ГЭС состоят обычно из глухой и водосливной частей. Высокие плотины в узких ущельях часто строятся глухими. В этом случае сброс излишней воды осуществляется в обход плотины через поверхностный или туннельный водосброс.

Арочные плотины представляют собой свод с вертикальной осью, очерченный в плане в виде дуги, упирающейся своими концами в скальные берега, которые и воспринимают все давление воды на плотину со стороны верхнего бьефа (рис. 3.20). Высота таких плотин может достигать более 300 м, однако бетона в ней будет меньше, чем в равноценной по высоте гравитационной. Такие плотины могут быть одноарочными и многоарочными и в обоих случаях могут иметь водосбросные устройства.

Контрфорсные плотины в простейшем случае выполняются в виде вертикальных железобетонных ребер (контрфорсов), на которые со стороны верхнего бьефа наклонно

Рис. 3.20. Арочная плотина:
а — разрез; *б* — план

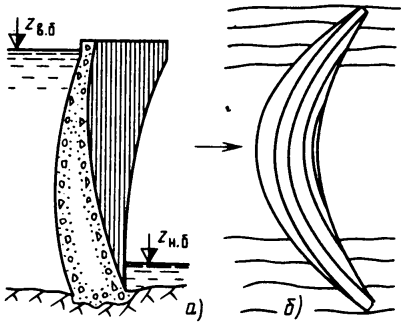
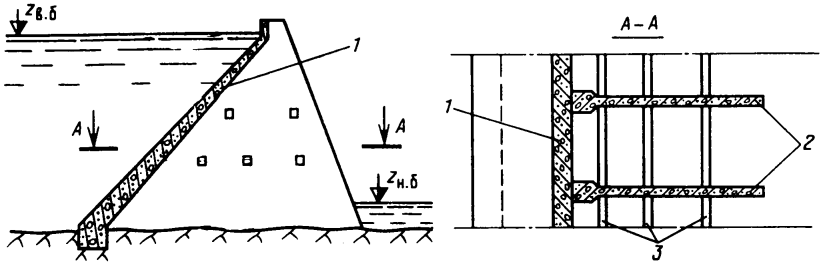


Рис. 3.21. Контрфорсная плотина



укладываются железобетонные плиты *1*, воспринимающие давление воды (рис. 3.21). Контрфорсы *2* скрепляются между собой балками жесткости *3*, образующими по фронту отдельные пролеты. При соответствующей конструкции гребня с низовой стороны контрфорсные плотины могут быть водосливными. Предельная высота современных контрфорсных плотин достигает 110 м (Зейская ГЭС).

Разновидностью плотин, сооружаемых из грунтовых материалов, являются земляные. Они строятся из суглинков, супеси, песка и т. п. Различают насыпные и намывные земляные плотины. Первые возводятся путем отсыпки в виде горизонтальных слоев небольшой толщины с последующим уплотнением (укаткой или трамбованием с увлажнением) грунта. Намывные земляные плотины строятся методом гидромеханизации, сводящимся к подаче размытого в карьере разжиженного грунта к месту укладки насосами по трубопроводам или самотеком по трубам или лоткам.

Верховой откос плотины для защиты от воздействия волн и льда укрепляется в пределах изменения уровня воды бетонными плитами *1* или камнем (рис. 3.22, *а*). Низовой откос (со стороны нижнего бьефа) укрепляется дерном и снабжается в некоторых случаях горизонтальными площадками, называемыми бермой *2*. Они служат для защиты откоса от смыва грунта водой.

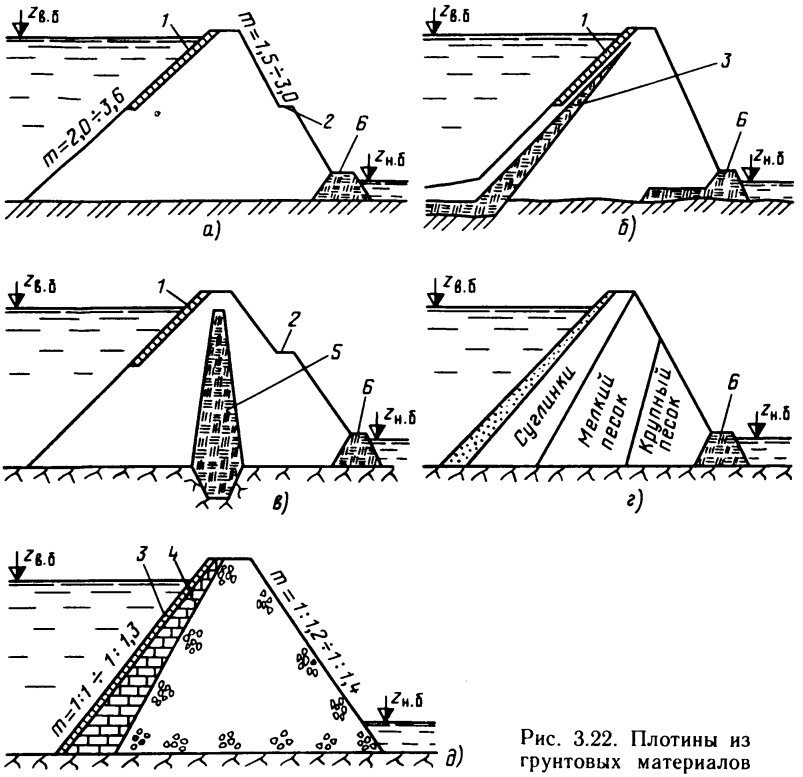


Рис. 3.22. Плотины из грунтовых материалов

Если земляная плотина сооружается из сильноводопроницаемых грунтов (например, крупного песка), то для уменьшения фильтрации воды устраиваются преграды в виде экрана с понуром (*3* на рис. 3.22, *б*) или ядра *5* (рис. 3.22, *в*). Эти преграды устраиваются из слабоводопроницаемого грунта, например глины.

Для пропуска через тело плотины фильтрующей воды и задержания при этом выноса частиц грунта на всех земляных плотинах со стороны нижнего бьефа устраиваются дренажные призмы *6*.

Заложение откосов $m = \operatorname{ctg} \alpha$ принимается в зависимости от свойств грунта и высоты плотины в пределах, указанных на рис. 3.22, *а*.

Нередки случаи сооружения земляных плотин из разных по своим водопроницаемым свойствам грунтов. В этом случае чем лучше грунт, тем ближе со стороны верхнего бьефа он располагается (рис. 3.22, *г*).

Земляные плотины имеют достаточно широкое распростра-

нение. Их строят, как правило, глухими. Высота их может достигать 300 м.

Каменные плотины выполняются из каменных материалов. В практике современного гидротехнического строительства различают каменно-набросные плотины и каменные.

Каменно-набросные плотины сооружаются путем наброски в русло реки камня различных размеров. По мере роста высоты плотины каменная наброска уплотняется струей воды под давлением в несколько атмосфер. Водонепроницаемость таких плотин достигается путем устройства экрана *3* из железобетона со стороны верхнего откоса (рис. 3.22, *д*), укладываемого на специальную подэкранную каменную кладку *4*.

Каменно-набросные плотины сооружаются, как правило, глухими. Высота их может быть более 300 м.

Каменные плотины выполняются в виде сухой кладки. Разновидностью указанных двух типов плотин являются полунабросные, выполняемые в напорной части из сухой кладки, а в низовой части — из каменной наброски.

Имеются смешанные плотины, воздвигаемые из местных строительных материалов,— каменно-земляные. В них большая часть тела выполнена из каменных материалов, а противофильтрационное устройство — из слабопроницаемого грунта. Они хорошо себя зарекомендовали в районах, подверженных землетрясениям.

На рис. 3.23 представлены контуры некоторых наиболее крупных отечественных и зарубежных плотин в сравнении с другими известными крупными сооружениями.

Самой высокой в мире бетонной плотиной долгое время оста-

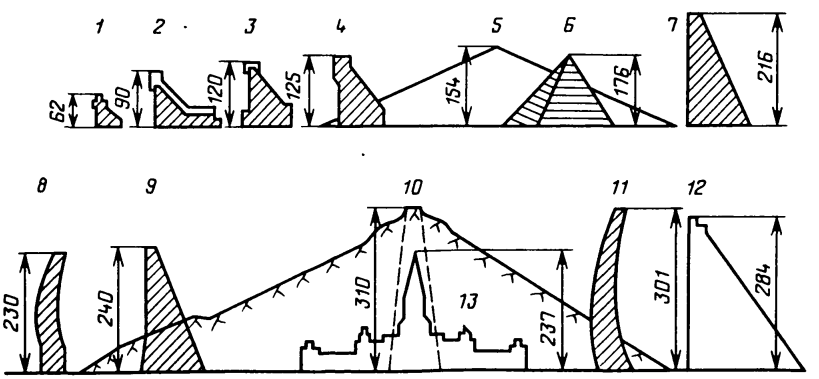


Рис. 3.23. Контуры некоторых наиболее крупных отечественных и зарубежных плотин в сравнении с другими крупными сооружениями:

1 — Днепровская ГЭС; *2* — Бухтарминская ГЭС; *3* — Красноярская ГЭС; *4* — Братская ГЭС; *5* — Чарвакская ГЭС; *6* — Пирамида Хеопса; *7* — Токтогульская ГЭС; *8* — Чиркейская ГЭС; *9* — Саяно-Шушенская ГЭС; *10* — Нурекская ГЭС; *11* — Ингурская ГЭС; *12* — ГЭС Гранд-Диксанс; *13* — здание МГУ (размеры даны в метрах)

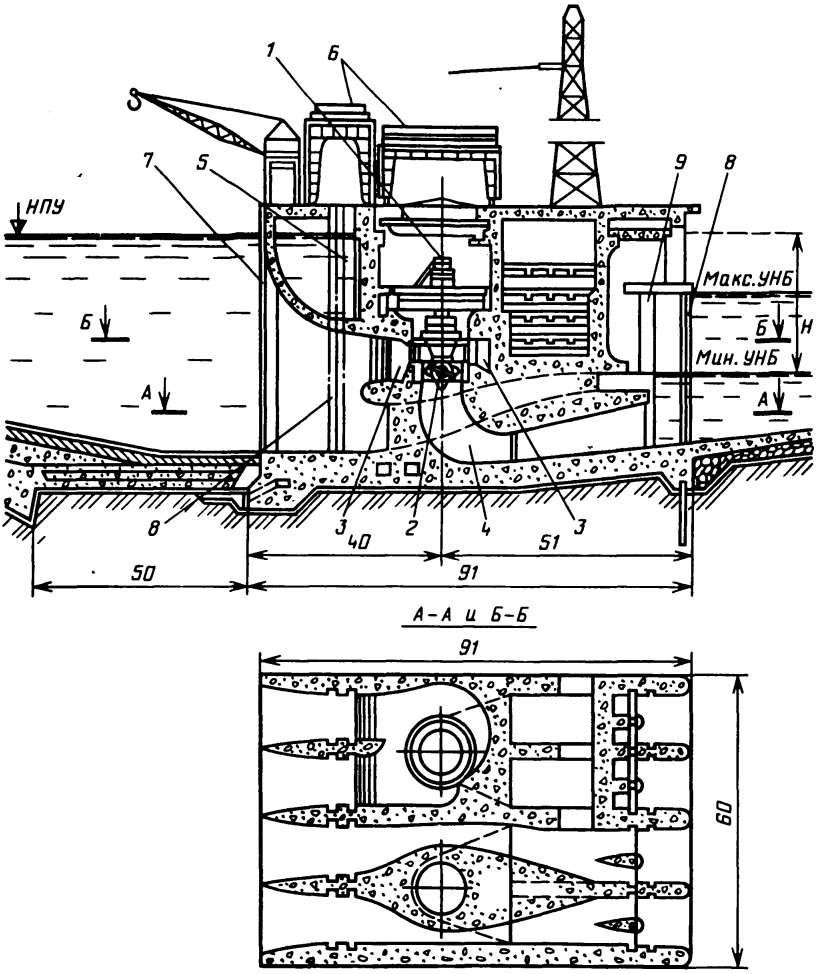


Рис. 3.24. Здание русловой ГЭС:
1 — генератор; *2* — турбина; *3* — спиральная камера; *4* — отсасывающая труба; *5* — аванкамеры; *6* — грузоподъемные краны; *7* — паз решеток; *8* — паз шандоров; *9* — паз затворов

валась швейцарская Гранд-Диксанс. Ее высота составляет 284 м, длина 700 м, а объем уложенного бетона — около 6 млн. м^3. Вошедшая недавно в строй Ингурская ГЭС (Грузинская ССР) имеет бетонную плотину объемом свыше 3 млн. м^3, высотой 301 м и длиной 728 м. Каменно-набросная плотина Нурекской ГЭС (Таджикская ССР) имеет высоту 310 м, длину 730 м и объем наброски 54 млн. м^3.

Здания ГЭС. Здания гидроэлектростанций служат для раз-

мещения в них гидроагрегатов (турбины и генератора), соединенных одним валом, и вспомогательного оборудования. Конструкцию и компоновку здания ГЭС определяют природные условия, схема концентрации напора и его значения, тип и параметры гидроагрегатов и иногда трансформаторы. Габариты здания определяются размерами агрегатных блоков, в частности длина его — числом агрегатных блоков и размером монтажной площадки. В свою очередь габариты блока зависят от мощности (напора и расхода воды) турбины, размеров генератора, а ширина его определяется, как правило, размером спиральной камеры (устройством, позволяющим подводить воду одновременно на все лопасти рабочего колеса с одинаковой скоростью). Обычно на ГЭС устанавливается не менее 2—3 одинаковых агрегатов.

Тип и конструкция здания должны быть всесторонне обоснованы (в том числе экономически), в то же время они должны обеспечивать надежную работу оборудования и удобные условия его эксплуатации.

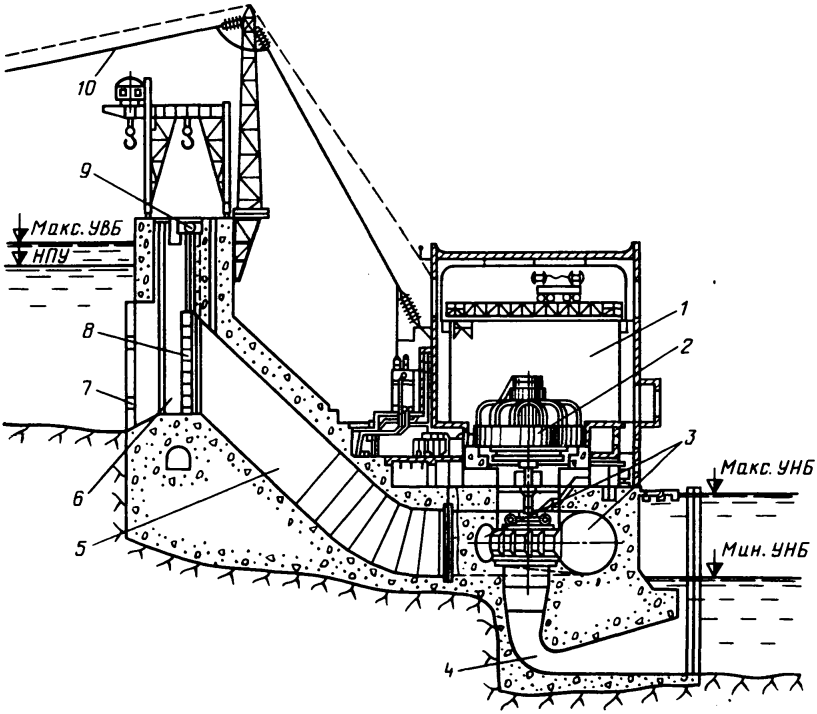


Рис. 3.25. Здание приплотинной ГЭС:
1 — машинный зал; *2* — генератор; *3* — спиральная камера; *4* — отсасывающая труба; *5* — турбинный трубопровод; *6* — водоприемник; *7* — решетка; *8* — плоский затвор; *9* — подъемный механизм затвора; *10* — ВЛ на подстанцию

В соответствии со схемами концентрации напора здания ГЭС принято делить на три основных типа:

здание русловой ГЭС, т. е. здание, воспринимающее напор (рис. 3.24);

здание приплотинной ГЭС, т. е. здание, размещенное за плотиной и не воспринимающее напор (рис. 3.25);

здание деривационной ГЭС (рис. 3.26).

По способу сброса воды из верхнего бьефа в нижний здания русловых ГЭС делятся на два типа:

не совмещенные с водосбросами, в которых сбросы излишков воды из верхнего бьефа осуществляются через водосливные отверстия плотины или другие устройства, находящиеся вне здания ГЭС (рис. 3.25);

совмещенные с водосбросами, которые обычно располагаются в массивной (подводной) части здания (рис. 3.24), хотя применяются и другие конструктивные решения.

По типу верхнего строения здания ГЭС делятся на:

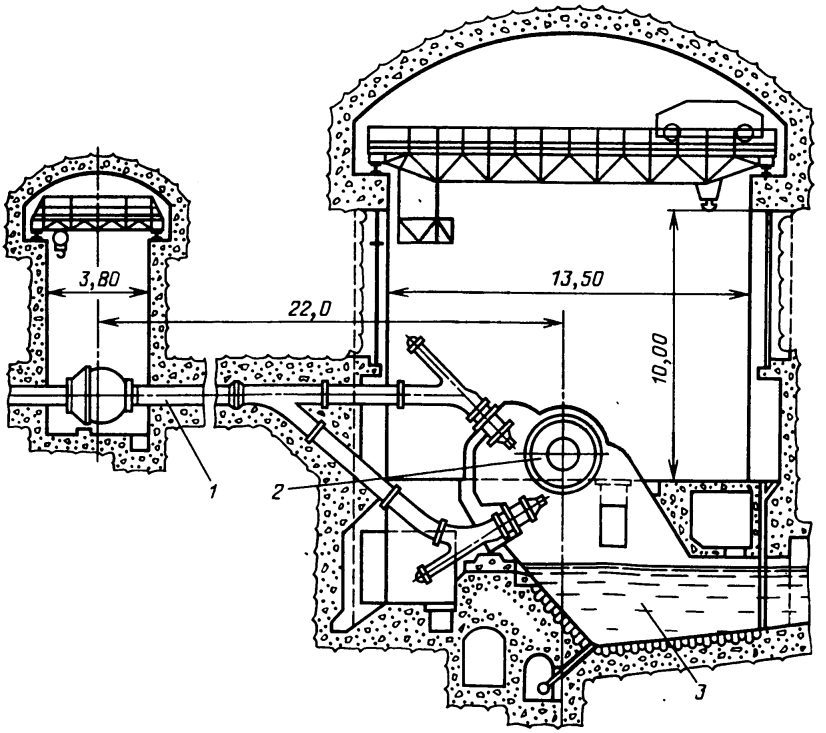


Рис. 3.26. Здание деривационной ГЭС:
1 — турбинный трубопровод; *2* — турбина ковшового типа; *3* — отводящий канал

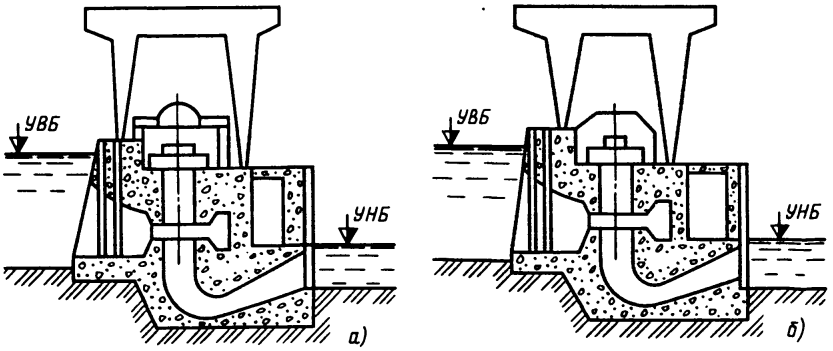


Рис. 3.27. Полуоткрытый (*а*) и открытый (*б*) типы здания ГЭС

закрытые — с внутренним расположением подъемно-транспортного оборудования (рис. 3.24, 3.25);

полуоткрытые — основное подъемное оборудование (портальный или козловой кран) размещается над машинным залом, который представляет собой низкое помещение со съемными крышками над генераторами (рис. 3.27, *а*);

открытые — машинный зал отсутствует, а генераторы закрываются съемными колпаками (рис. 3.27, *б*). Подъемным оборудованием здесь является также портальный или козловой кран.

По расположению относительно земной поверхности здания ГЭС делятся на:

наземные — корпус здания расположен на земной поверхности;

подземные — корпус здания расположен ниже земной поверхности (такие здания сооружаются при деривационной схеме концентрации напора, когда деривация выполняется в виде тунеля);

полуподземные — корпус здания расположен на незначительной глубине, например в траншейных выработках.

В зависимости от положения оси агрегата различают здания с вертикальными и горизонтальными агрегатами (последние в настоящее время в СССР применяются, главным образом, на ГЭС с напором 10—15 м).

Общим элементом для всех типов зданий ГЭС является монтажная площадка. Она размещается обычно в конце здания у берега и обслуживается теми же кранами, что и машинный зал. На уровне пола монтажной площадки делается подъездной путь для доставки оборудования в машинный зал. Габариты монтажной площадки определяются условиями доставки и раскладки на ней основных частей одного гидроагрегата при

его ремонте в период эксплуатации. При большом числе агрегатов иногда строятся две монтажные площадки.

В здании ГЭС размещается ряд вспомогательных помещений, в числе которых оперативно-производственные, производственные, административно-хозяйственные, бытовые.

К оперативно-производственным помещениям относятся помещения электрических распределительных устройств генераторного напряжения, собственных нужд переменного и постоянного тока и иногда поста (пульта) управления и др.

В здании ГЭС размещается также большое число различных вспомогательных служб. В их состав входят техническое водоснабжение и пожаротушение генераторов, осушение спиральных камер и отсасывающих труб, масляное хозяйство, пневматическое хозяйство, дренажные устройства, контрольно-измерительная аппаратура и т. д.

В зависимости от мощности ГЭС и числа агрегатов определяются состав и площадь помещений подсобно-вспомогательного назначения (ремонтно-механические мастерские, лаборатории и различного рода службы).

В нижней части здания ГЭС размещаются спиральные камеры турбин, гидротурбины со всеми вспомогательными сооружениями и элементами проточного тракта, а также галереи различного назначения, помещения для вспомогательного оборудования, насосы для откачки воды и т. д.

3.7. Водохозяйственная система и комплексное использование водных ресурсов

Рассмотрим, что представляет собой современная водохозяйственная система. Становление ее имеет свою историю. Еще не так давно водные ресурсы многих районов страны превышали водопотребление. Каждый водопотребитель, каждая отрасль водного хозяйства развивались при этом самостоятельно и независимо друг от друга, подчиняясь лишь требованиям соответствующих отраслей народного хозяйства (гидроэнергетика — энергетике, орошение — сельскому хозяйству и т. д.). Отсутствовали всякие связи между ними. Соответственно этому осуществлялось и управление отраслями водного хозяйства.

По мере развития производительных сил и бурного роста водопотребления, приведших в ряде крупных регионов страны к определенной напряженности водного баланса, это положение стало все более и более противоречить задачам развития народного хозяйства. Стремление каждой отрасли хозяйства получить для себя наибольшую экономическую выгоду, не сообразуясь

с потребностью в воде других отраслей, перестало отвечать требованию получения наибольшей экономической эффективности для народного хозяйства в целом. Планирование развития и управления отраслью в отдельности без должной связи с целями и условиями функционирования других отраслей приводило в ряде случаев к обострению противоречий между ними, серьезному нарушению материального баланса и дезорганизации производства. Нарушались требования по охране водных ресурсов и окружающей среды.

Все это потребовало определенной централизации в планировании развития и управления деятельностью отдельных водопотребителей и водопользователей. Появились энерговодохозяйственные комплексы, или сокращенно водохозяйственные комплексы (ВХК) или комплексные водохозяйственные системы (ВХС).

Такие системы *непременно включают в себя водохранилища и имеют тесную связь между собой и внешней средой.* Вместе с тем ВХС в настоящее время не только обслуживает отдельных потребителей различных отраслей народного хозяйства (гидроэнергетику, водный транспорт, орошение, водоснабжение, рыбное хозяйство и т. д.) и в этом смысле является многоцелевой, не только охватывает своим влиянием большие территории, но и имеет весьма сложные и прочные связи со смежными отраслевыми системами, способствуя более эффективному размещению и использованию производительных сил и планомерной организации охраны окружающей среды. Такими системами прежде всего являются энергетические, в которых водные ресурсы используются не только для производства электроэнергии на ГЭС, но и для обеспечения технологических нужд ТЭС и АЭС. В качестве другой отраслевой системы можно назвать транспортную (судоходство и лесосплав).

В современных условиях достижение наибольшей экономической эффективности функционирования ВХС находится в прямой зависимости от степени зарегулированности речного стока (см. § 4.3). Чем выше степень зарегулированности, тем больший экономический эффект можно получить от функционирования систем. Однако даже при полной зарегулированности не имеется достаточных условий для приведения в полное соответствие требуемого режима использования водных ресурсов отдельными компонентами комплекса возможностям водохранилища. Всегда возможны перебои нормальной работы системы.

Неполная зарегулированность речного стока в многоводные периоды создает избытки воды, которые не могут быть использованы практически всеми компонентами комплекса, кроме рыбного хозяйства и гидроэнергетики. Задачей регулирования речного стока в таких случаях является сведение экономических

По мере роста потребности народного хозяйства в пресной воде появляется задача укрупнения и объединения ранее созданных ВХС. В СССР и за рубежом накоплен значительный опыт создания крупных внутрибассейновых и межбассейновых ВХС, призванных решать задачи водообеспечения возрастающих требований отраслей народного хозяйства.

Поскольку на состояние и функционирование водохозяйственных систем могут оказывать влияние внешние факторы, имеющие в своей основе случайные составляющие (режим стока, водопотребление, метеорологические и геофизические факторы и т. п.), они являются по своей природе вероятностными.

Кроме того, поскольку системы имеют целью функционирование (достижение наибольшей экономической эффективности), связь с внешней средой (народное хозяйство, природа) и между ее отдельными компонентами, то их можно с полным основанием отнести к разряду кибернетических.

Многоцелевой характер водохозяйственной системы при наличии противоречий в использовании воды между ее участниками определяет присущую ей особенность. Необходимость ее учета одновременно с непрерывно возрастающей дефицитностью водных ресурсов, случайным или неопределенным характером исходной информации делают соответствующие расчеты крайне сложными как в методическом, так и в вычислительном (на ЭВМ) отношении.

Итак, водохозяйственная система ВХК — это *многоцелевая большая, иерархическая и непрерывно развивающаяся система с большим количеством взаимосвязанных и взаимодействующих элементов (компонентов), вероятностная по своей физико-математической природе.*

Комплексное использование водных ресурсов у нас в стране появилось еще до того, как сформировались ВХС в современном понимании их смысла и значения. Начало ему положено ленинским планом ГОЭЛРО. Построенные по этому плану водохранилища таких ГЭС, как Волховская, Днепровская, Нижнесвирская и ряд других, не только служили целям гидроэнергетики, но и одновременно способствовали улучшению и развитию водного транспорта и водоснабжения некоторых промышленных предприятий и населенных пунктов. Однако в те годы хозяином воды по существу была та отрасль народного хозяйства, для которой в первую очередь был сооружен данный гидроузел. Однако и при этом комплексное использование водных ресурсов всегда было экономически более выгодно, чем использование их для какой-либо одной цели. В этом смысле водохранилище ГЭС, с помощью которого большинство участников водохозяйственного комплекса удовлетворяют свои потребности в воде, имеет комплексное значение. Представление о действующих водо-

Таблица 3.7. **Действующие водохранилища комплексного назначения**

Водохранилище	Отрасли народного хозяйства или вид использования							
	Энергетика	Орошение	Водный транспорт	Лесосплав	Водоснабжение	Рыбное хозяйство	Борьба с наводнениями	Рекреация
Цимлянское	+	+	+	+	+	+	+	+
Иваньковское	+		+		+	+		+
Угличское	+		+	+	+	+		+
Рыбинское	+		+	+	+	+	+	+
Горьковское	+		+	+	+	+		+
Куйбышевское	+	+	+	+	+	+	+	+
Саратовское	+	+	+	+	+	+		+
Волгоградское	+	+	+	+	+	+		+
Камское	+		+	+	+	+	+	+
Воткинское	+		+	+	+	+		+
Киевское	+		+		+	+	+	+
Каневское	+		+		+	+		+
Кременчугское	+	+	+		+	+		+
Днепродзержинское	+	+	+		+	+		+
Днепровское	+	+	+		+	+		+
Каховское	+	+	+		+	+		+
Мингечаурское	+	+	+		+	+	+	+
Братское	+		+	+	+	+		+
Усть-Илимское	+		+	+	+	+		+
Красноярское	+		+	+	+	+	+	+
Зейское	+		+	+	+	+	+	+
Бухтарминское	+	+	+		+	+	+	+
Токтогульское	+	+				+	+	+
Чарвакское	+	+				+	+	+
Нурекское	+	+	+		+	+	+	+
Используется, %	100	52	92	52	85	100	52	100

Водные ресурсы в Советском Союзе велики, но не безграничны. Поэтому вода должна расходоваться каждым участником ВХК так, чтобы обеспечить наибольший экономический эффект для народного хозяйства в целом, а не для какой-либо отдельной отрасли. Однако интересы отдельных участников ВХК порой противоречат друг другу и удовлетворение их невозможно без взаимокомпромисса. Например, в результате забора воды из водохранилища на орошение, водоснабжение и шлюзование судов уменьшается сток, используемый гидроэлектростанциями. Водный транспорт заинтересован в поддержании судоходных глубин в нижнем бьефе ГЭС в навигационный период, и, кроме того, в это же время требуется дополнительная вода для орошения, если последняя забирается ниже створа ГЭС. Значит, обе эти отрасли будут требовать от ГЭС повышенных расходов воды летом, т. е. как раз тогда, когда энергетика в связи с сезонным спадом спроса на электроэнергию стремится сберечь ее в водо-

хранилище, так как она будет остро необходима в период осенне-зимнего пика нагрузки.

Во время половодий для предотвращения наводнений и удовлетворения потребностей энергетики требуется задержание в водохранилищах возможно большей части стока. Но в это же время для рыбного хозяйства тех рек, нижние участки которых служат местами нереста рыб, необходимо, чтобы часть объема весеннего половодья расходовалась на обеспечение условий для прохода рыб к нерестилищам и их затопление. Это приводит к значительному снижению энергетической эффективности ГЭС.

Имеются и другие противоречия, включая внутриотраслевые и режимные, когда требования водопользователей и водопотребителей не совпадают с естественным режимом водотока.

Достижение максимального народнохозяйственного эффекта в этих условиях с учетом минимального воздействия на окружающую среду и случайного характера режима речного стока, а также обеспечение заданного уровня эксплуатационной надежности сооружения и оборудования комплекса — задача очень сложная. Дополнительные трудности создает непрерывное укрупнение ВХС и усложнение их связей со смежными отраслевыми системами.

В основе решения задачи максимизации эффекта комплексного использования водных ресурсов лежат так называемые методы многоцелевой оптимизации, требующие определенных вполне обоснованных уступок в удовлетворении требований отдельных компонентов ВХК.

В Советском Союзе действует несколько крупных комплексных каскадов гидроузлов. В большинстве их ведущая роль принадлежит энергетике (Волжский, Камский, Днепровский, Ангарский, Енисейский и другие каскады ГЭС). Для Средней Азии, Закавказья и Юга европейской части СССР ведущая роль в комплексных гидроузлах принадлежит орошению, а сопутствующая — энергетике. На дальневосточных реках Зее и Бурее наравне с энергетикой большое значение придается борьбе с наводнениями.

Примером крупнейшего ВХК служит Волжско-Камский каскад ГЭС, суммарный полезный объем водохранилищ которого составляет около 90 км^3. Зарегулированный этими водохранилищами сток перераспределяется внутри года в соответствии с требованиями энергетики, судоходства, рыбного и сельского хозяйства. Полная мощность ныне действующих ГЭС каскада составляет около 11 000 МВт, что позволяет ежегодно вырабатывать более 40 млрд. кВт·ч электроэнергии.

Волжская вода в настоящее время используется для орошения более 200 тыс. га. По всей длине реки от Калинина до Астрахани установлена глубина не менее 3,25 м, что позволяет значительно увеличить грузооборот и создать наиболее дешевый транспортный путь в европейской части страны. Исключительное значение для обширной территории имеют волжские воды для водоснабжения населения и промышленности.

При таком целевом характере водопользования и огромном его значении

для народного хозяйства в нем остро проявляются противоречия между отдельными компонентами. Так, удовлетворение требований рыбного и сельского хозяйства в весенний период вызывает необходимость значительных дополнительных неэнергетических расходов воды, вызывающих ухудшение режимов работы трех нижне-волжских ГЭС, в результате чего на них теряется выработка электроэнергии за этот период до 3 млрд. кВт·ч. Из-за покрытия потребностей сельского хозяйства в воде за счет усиленной сработки волжских водохранилищ в теплый период года уменьшается зимняя, т. е. наиболее ценная, выработка электроэнергии гидроэлектростанциями и снижаются их располагаемые зимние мощности. Кроме того, при такой сработке водохранилищ снижаются также необходимые глубины для водного транспорта.

Подобная картина в той или иной мере свойственна и другим каскадам, в частности Днепровскому.

3.8. Регулирование речного стока водохранилищами ГЭС

Как было сказано в § 3.1, речной сток ~~в нашей стране~~ крайне неравномерно распределен как во времени, так и по территории. Так, для энергетических целей в многолетнем разрезе предпочтителен равномерный режим стока, а он в каждом году различный. В годовом разрезе гидроэлектростанции предъявляют повышенный спрос на воду в осенне-зимние месяцы, а в это время расходы воды в реке наименьшие. В суточном разрезе график нагрузки ГЭС отличается значительной неравномерностью, тогда как приточность наиболее энергоемких равнинных рек в течение суток обычно почти неизменна. Подобные противоречия возникают и при удовлетворении нужд других отраслей народного хозяйства.

Что же касается распределения стока по территории, то, как указывалось в § 3.1, в пределах Советского Союза есть территории, страдающие как от недостатка воды, так и от ее избытка.

Отсюда вытекает необходимость перераспределения естественного стока во времени, а при надобности — и по территории, с тем чтобы наилучшим образом удовлетворить потребность в воде как заинтересованных отраслей народного хозяйства, так и их отдельных объектов. Такое перераспределение осуществляется с помощью регулирования стока водохранилищами, в которых избыточный естественный приток задерживается в то время, когда он превышает спрос потребителей, и расходуется, когда этот спрос больше притока.

Таким образом, *регулирование стока — это процесс перераспределения его водохранилищем в соответствии с требованиями водохозяйственного комплекса.*

Такое регулирование обычно осуществляется водохранилищами ГЭС. Необходимость регулирования стока совпадает с интересами таких водопотребителей, как коммунальное хозяйство городов, промышленность, теплоэнергетика, сельскохозяйственное

водоснабжение и обводнение пастбищ. А на реках с высоким половодьем и низкой летней меженью регулирование стока водохранилищами ГЭС отвечает еще и интересам крупнейшего водопотребителя — орошаемого земледелия, которое, как известно, использует наибольшее количество воды именно в период летней межени. В летние месяцы водный транспорт требует повышенных расходов воды для поддержания необходимых судоходных глубин.

Регулирование стока водохранилищами гидроэлектростанций имеет важное значение для поддержания санитарных условий в реке ниже ГЭС: повышаются меженные расходы воды, улучшается проточность, что способствует активизации процессов самоочищения рек. Однако резкое снижение скоростей течения на подпертых участках рек и застойные явления в водохранилищах влекут за собой неблагоприятные изменения в гидробиологических процессах и сопутствующие им явления: ухудшение качества воды, развитие сине-зеленых водорослей и т. д. (подробнее см. § 4.2).

Все большее развитие в водохозяйственной практике получает регулирование речного стока для предотвращения катастрофических наводнений, вызываемых резким повышением речного стока в период весенних половодий или дождевых паводков.

Степень зарегулированности стока определяется относительным объемом водохранилища (коэффициентом объема β). Этот коэффициент определяется отношением полезного объема водохранилища $V_{полезн}$ к среднему за многолетний период объему годового стока в створе плотины W_0:

$$\beta = \frac{V_{полезн}}{W_0}. \qquad (3.25)$$

Различают регулирование водноэнергетическое и водохозяйственное. При водноэнергетическом регулировании осуществляется перераспределение стока для энергетических целей. Оно позволяет в конечном счете получить требуемый режим работы ГЭС, а отсюда и режим выработки электроэнергии. Мощность ГЭС, как нам уже известно, является функцией не только расхода, но и напора, поэтому процесс водноэнергетического регулирования связан с учетом обоих параметров. При водохозяйственном регулировании напор не является регулируемым параметром и регулируется лишь расход. В этом основное отличие водноэнергетического регулирования от водохозяйственного.

Режим мощности ГЭС и режим выработки ею электроэнергии диктуется не только спросом потребителей, но и тем, насколько экономично этот спрос удовлетворяется, т. е. с каким расходованием энергоресурсов (или денежных затрат на них) покрывается заданный график нагрузки энергосистемой, в составе ко-

торой находится данная ГЭС. Поэтому водноэнергетическое регулирование неотделимо от определения оптимальных режимов ГЭС в энергосистеме.

При комплексном использовании водотока, когда последний предназначен для удовлетворения как энергетических, так и неэнергетических целей, осуществляется комплексное регулирование с целью достижения наиболее эффективного функционирования ВХК.

Таким образом, при любом виде регулирования потребители воды в некоторые периоды времени работают с расходом воды, превышающим приток, а в другие периоды расходуют воды меньше притока. В первом случае происходит сработка водохранилища, во втором — наполнение.

Промежуток времени от начала какого-либо одного периода сработки водохранилища до начала следующего (после очередного его заполнения) называется циклом регулирования. На рис. 3.28 дан график сработки-наполнения водохранилища, на котором по оси ординат отложены уровни воды (отметки над уровнем моря) $z_{в.б.}$, а по оси абсцисс — время t.

Длительность цикла регулирования определяет его разновидность, в соответствии с чем различают краткосрочное регулирование и длительное. К первому виду относят суточное и недельное регулирование, а ко второму — сезонное, годичное и многолетнее. При водноэнергетическом регулировании энергоэкономическая эффективность каждого из них, как увидим из дальнейшего изложения, будет различной.

Рассмотрим основные виды водноэнергетического регулирования.

Суточное регулирование. Вспомним, что естественные (бытовые) расходы многих рек $Q_{быт}(t)$ в течение суток остаются практически неизменными (рис. 3.29, *б*). Исключение составляют лишь периоды половодий (паводков). Режим работы ГЭС имеет обратную картину: в период половодья (паводка) он, как правило, неизменен, а в течение любых других суток — резкопеременный. Вследствие этого расходы, пропускаемые турбинами ГЭС, $Q_{гэс}$ при ее переменном режиме являются также переменными и изменяются нередко от нуля до полной пропускной способности. В результате в течение некоторой части суток (рис. 3.29, *б*) имеется избыточный приток, в другие — недостаточный. Отсюда суточное регулирование заключается в том, чтобы в часы малой нагрузки ГЭС (рис. 3.29, *а*) запасти в водохранилище избыточный приток, а в часы повышенной нагрузки сработать его. Если объем водохранилища достаточен для задержания всего избыточного притока в часы малой нагрузки, то этот приток при отсутствии ограничений на режим ГЭС может быть использован для увеличения ее мощности (против той, которую она могла

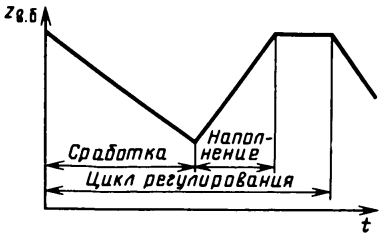


Рис. 3.28. График сработки-наполнения водохранилища

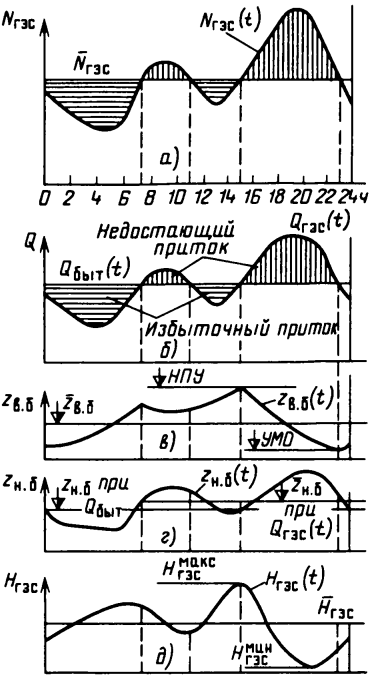


Рис. 3.29. Суточное регулирование стока

бы развить при использовании естественного расхода) в часы пика нагрузки потребителей. Во-первых, этот эффект *позволяет повысить участие ГЭС в покрытии пика нагрузки,* во-вторых, *появляется возможность обеспечить более целесообразный режим тепловых электростанций и тем самым создается соответствующая экономия топлива* (см. § 3.9).

Однако получаемый эффект по мощности *не сопровождается увеличением выработки электроэнергии.* Наоборот, *выработка энергии при суточном регулировании будет меньше той, которую давала бы ГЭС, работая на естественном режиме стока, т. е. без регулирования.*

Это является следствием того, что средний за сутки уровень воды в нижнем бьефе при неустановившемся режиме всегда будет выше, чем при постоянном расходе, определяемом $Q_{быт}$ (рис. 3.29, *г*). Кроме того, среднесуточный уровень верхнего бьефа (рис. 3.29, *в*) будет всегда ниже уровня, при котором ГЭС работала бы, не имея регулирования, т. е. на естественном расходе при НПУ. Это подтверждается также и графиком изменения напора $\bar{H}_{гэс}(t)$ (рис. 3.29, *д*). Здесь $\bar{H}_{гэс}$ соответствует напору, определяемому разностью уровней НПУ и нижнего бьефа при естественном режиме.

Получающиеся потери суточного регулирования

зависят от используемого напора. Чем меньше напор, тем сильнее сказываются эти потери, и для низконапорных ГЭС они доходят до 3—5% суточной выработки ГЭС при ее работе на естественном расходе.

По мере увеличения естественного суточного притока воды режим работы ГЭС будет все более выравниваться, т. е. все больше времени она будет работать при полной установленной мощности, так как иначе часть воды пришлось бы сбрасывать, минуя турбины ГЭС, что, разумеется, с точки зрения здравого смысла в общем случае недопустимо. Наконец, может создаться положение, когда ГЭС все 24 ч будет работать с полной установленной мощностью. Дальнейшее увеличение бытового расхода приведет к необходимости холостого сброса излишков воды помимо турбин, уровень нижнего бьефа при этом может значительно повыситься, что приведет к существенному уменьшению напора, а вместе с ним и рабочей мощности. При этом располагаемая мощность для низко- и средненапорных ГЭС может быть значительно меньше установленной.

При осуществлении суточного регулирования могут возникнуть различного рода ограничения, накладываемые на режим ГЭС неэнергетическими участниками комплекса. Так, при отсутствии подпора в нижнем бьефе со стороны нижележащей ГЭС водный транспорт может предъявить требования по обеспечению необходимых судоходных глубин в течение всех 24 ч, а также в отношении допустимых скоростей течения при подходе к шлюзам. Аналогичные требования по поддержанию необходимых глубин могут быть предъявлены водопотребителями (орошение, промышленное и бытовое водоснабжение). Для удовлетворения этих требований производят попуски в нижний бьеф определенных расходов воды, называемых базисными. Наконец, иногда возникают ограничения режима работы турбин ГЭС (обычно при небольших нагрузках) по условиям кавитации, которую длительное время нельзя допускать. Ограничения при суточном регулировании иногда возникают и вследствие отсутствия достаточного объема водохранилища.

Реализация указанных ограничений обычно приводит к снижению энергоэкономической эффективности работы ГЭС, однако при комплексном использовании водотока это снижение является вполне оправданным с точки зрения народного хозяйства в целом, так как компенсируется дополнительной отдачей, получаемой от неэнергетических участников комплекса.

До сих пор рассматривалось суточное регулирование, осуществляемое водохранилищами русловых и приплотинных ГЭС. Все сказанное будет относиться и к деривационной ГЭС.

Недельное регулирование. В нерабочие дни недели нагрузка потребителей электроэнергии резко падает (особенно по воскресеньям). В это время ГЭС может также снизить свою мощность

до значения, меньшего того, которое она могла бы развить, работая на естественном расходе. Получающийся избыток воды может быть использован на заполнение водохранилища, сработанного за время рабочих дней недели. Сказанное иллюстрирует рис. 3.30, *б*, где для простоты предполагается, что бытовой расход, как это обычно бывает в межень, в течение недели практически не изменяется ($Q_{быт} = const$), нагрузка потребителей системы в рабочие дни недели практически одинакова и в неделе имеется два выходных дня (рис. 3.30, *а*). Качественно картина не изменится, если нагрузка системы в рабочие дни и приточность не будут неизменными.

Таким образом, *недельное регулирование обеспечивает неравномерное потребление воды ГЭС в течение недели в соответствии с недельными колебаниями нагрузки потребителей.* Если водохранилище одновременно используется и для суточного регулирования, то будет наблюдаться соответствующее суточное колебание уровней (штриховая линия на рис. 3.30, *в — д*). Однако замкнутого цикла суточного регулирования, естественно, при этом не будет, так как уровень водохранилища к концу каждого рабочего дня ниже, чем в начале его. Продолжительность полного цикла колебаний уровня верхнего бьефа в этом случае (рис. 3.30, *д*) будет равна одной неделе.

При недельном регулировании, так же как и при суточном, имеется возможность повысить мощность ГЭС по сравнению с той, которую она могла бы развить, работая на естественном расходе. Однако получаемый в этом случае энергетический эффект за счет работы ГЭС большую часть времени на пониженных напорах (рис. 3.30, *д*) будет меньше, чем при суточном регулировании. Вместе с тем годовая выработка ГЭС недельного регулирования будет несколько выше (за счет некоторого уменьшения холостых сбросов) по сравнению с ГЭС суточного регулирования, так как водохранилище недельного регулирования больше по объему, чем водохранилище суточного регулирования.

При осуществлении недельного регулирования на соответствующий режим ГЭС могут также накладываться разного рода ограничения как со стороны неэнергетических участников ВХК, так и по условиям допустимого режима работы турбин. Естественно, что все подобного рода ограничения будут снижать энергоэкономическую эффективность ГЭС.

Таким образом, общим для краткосрочного регулирования является *перераспределение сравнительно равномерного суточного и недельного режимов приточности в неравномерный режим расхода ГЭС.*

Годичное регулирование. Естественный гидрологический годовой режим реки, как было отмечено выше, обычно отличается крайней неравномерностью и находится в противоречии с энергетическими целями.

Рис. 3.30. Недельное регулирование стока

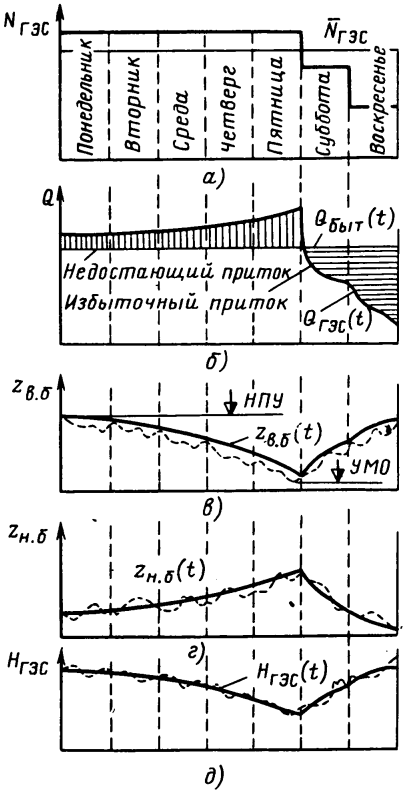
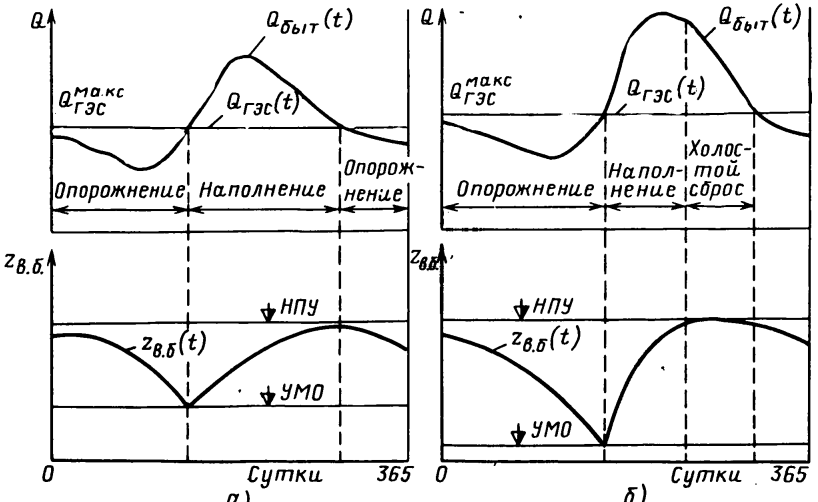


Рис. 3.31. Годичное регулирование стока



Используемое для снятия этого противоречия годичное регулирование путем задержания (частично или полностью) в водохранилище вод половодья и использование этих вод в течение маловодного периода позволяют увеличить гарантированную мощность ГЭС (мощность, которую с определенной степенью вероятности можно получить) и количество вырабатываемой ею энергии по сравнению с ГЭС краткосрочного регулирования за счет уменьшения (или ликвидации) бесполезных сбросов весенних вод. Весь цикл регулирования при этом занимает 1 год. Если после сработки и очередного наполнения водохранилища всегда имеются холостые сбросы, то регулирование называется сезонным (неполным годичным) в отличие от годичного (полного), когда сбросов, как правило, нет. Как при сезонном регулировании, так и при годичном в каждом следующем году циклы сработки и наполнения повторяются.

Водохранилище годичного регулирования может, как это обычно и бывает, одновременно выполнять и краткосрочное регулирование (суточное и недельное).

На рис. 3.31, *а* представлена общая схема годичного регулирования, а на рис. 3.31, *б* — сезонного (имеется период сброса излишков паводковых вод). На этих же рисунках представлены соответствующие режимы верхнего бьефа $z_{в.б}(t)$. Ясно, что в особо маловодные годы водохранилище может и не наполниться до отметки НПУ. Нетрудно представить себе, как будут изменяться $z_{в.б}$, $Q_{гэс}$, $z_{н.б}$, $H_{гэс}$ и $Q_{гэс}$ в соответствии с заданным графиком нагрузки ГЭС.

Многолетнее регулирование. Цикл регулирования длится несколько лет. Водохранилище наполняется избыточным стоком в течение одного или нескольких многоводных лет и опорожняется в течение ряда маловодных лет. При этом регулировании уровень водохранилища в конце маловодного года будет всегда ниже, чем в начале его. Таким образом, многолетнее регулирование сводится к увеличению стока в течение ряда маловодных лет. Особенностью этого вида регулирования является непостоянство продолжительности цикла регулирования. При неизменном потреблении воды периоды наполнения и опорожнения водохранилища определяются исключительно гидрологической обстановкой каждого года. Чем больше при этом относительный объем водохранилища, тем, очевидно, реже оно заполняется до отметки НПУ (на рис. 3.32 цикл регулирования длится 5 лет).

При многолетнем регулировании, так же как и при годичном, имеется возможность увеличить гарантированную мощность ГЭС и вырабатываемую ею энергию (за счет практически полного устранения бесполезных сбросов вод половодий) по сравнению с ГЭС годичного и краткосрочного регулирования. Само собой разумеется, что и в этом случае водохранилище может осуществ-

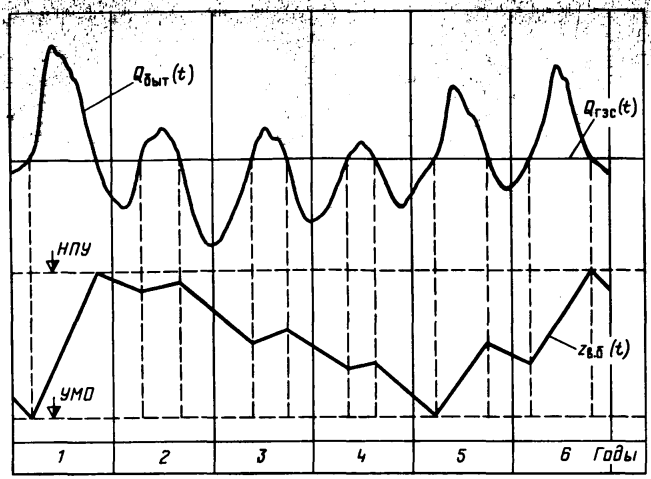


Рис. 3.32. Многолетнее регулирование стока

лять любое менее длительное регулирование (или сочетание их).

На рис. 3.32 представлены общая схема многолетнего регулирования и график изменения уровня верхнего бьефа. Как видно из рисунка, период наполнения в зависимости от водности лет может быть различным. В начале регулирования водохранилище было заполнено в первый же год, а после сработки на это потребовалось уже два года (более маловодных, чем первый год).

Таким образом, *при длительном регулировании уменьшаются многолетняя и годичная неравномерности расхода, в то время как при краткосрочном регулировании неравномерность расхода за регулируемый период (сутки, неделю) резко возрастает.*

Кроме рассмотренных видов регулирования имеются еще специальные виды, которые изучаются в соответствующих курсах.

3.9. Работа ГЭС в энергетической системе

Общие положения. Экономическая эффективность работы агрегатов ГЭС, как и всей ГЭС и энергосистемы в целом, определяется количеством энергоресурсов, которые затрачиваются на выработку 1 кВт·ч электроэнергии. Это так называемый удельный расход энергоресурса (топлива, воды и т. д.).

Зависимость расхода энергоресурса от мощности агрегата отражают расходные характеристики. Во время эксплуатации вследствие износа отдельных частей агрегата эти характеристики изменяются, в результате чего однотипные агрегаты приобретают различные индивидуальные эксплуатационные качества. Отсюда одно и то же значение мощности на таких

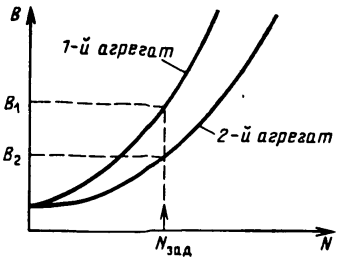


Рис. 3.33. Расходные характеристики двух агрегатов ГЭС

агрегатах будет требовать расхода разного количества энергоресурса. Это положение иллюстрирует рис. 3.33, на котором изображены расходные характеристики B (N) двух отличающихся друг от друга тепловых агрегатов. Из рисунка видно, что для того чтобы затратить для обеспечения заданного значения мощности $N_{зад}$ меньшее количество топлива B, должен работать второй агрегат, так как $B_2 < B_1$.

Такая картина будет наблюдаться на АЭС и ГЭС, если характеристики их агрегатов в силу тех или иных причин будут отличаться друг от друга. Отличие от предыдущего случая будет заключаться только в том, что в качестве энергоресурса будет использоваться не органическое, а атомное топливо или вода.

Картина не изменится, если будем рассматривать не отдельные агрегаты одной электростанции, а электростанции, объединяемые энергосистемой, или более крупные энергообъединения. В этом случае каждая электростанция (или какое-либо объединение их) может быть представлена своими эквивалентными (в некотором смысле объединенными) расходными характеристиками и в зависимости от нагрузки, приходящейся на каждую из них, будет получаться тот или иной экономический эффект.

Отсюда появляется задача оптимизации режима энергосистемы (или более высокого уровня — энергообъединения), т. е. задача оптимального распределения заданной для нее нагрузки между отдельными электростанциями (ТЭС, ГЭС, АЭС и др.).

При работе ГЭС в энергетической системе параллельно с другими электростанциями от ее режима будет зависеть режим других электростанций. Следовательно, оптимизационную задачу можно трактовать и как поиск такого режима ГЭС, который обеспечит для всех других электростанций системы, т. е. для системы в целом, наивыгоднейший по какому-либо условию режим.

Но если какая-либо электростанция имеет агрегаты с отличающимися друг от друга расходными характеристиками, то она может провести оптимизацию режима на своем уровне, распределяя нагрузку между агрегатами наилучшим образом.

Такое распределение нагрузки может осуществляться как непрерывно для каждого момента времени, так и для различной длительности интервалов (час, сутки, неделя, месяц).

При оптимизации режима работы энергосистемы в качестве критерия оптимальности обычно применяют минимум расхода денежных средств на топливо, или минимум расхода самого топлива (обычно в условном исчислении), или максимум выработки электроэнергии на ГЭС. Получаемая энергоэкономическая эффективность использования каждого из них принципиально не равноценна, и применение того или другого критерия диктуется состоянием топливно-энергетического и энергетического балансов системы, структуры ее мощностей, значимостью ее в более крупном объединении и т. д. Вместе с тем в ряде случаев использование всех этих критериев приводит к мало различающимся результатам. С точки зрения вычислительной процедуры наиболее простым критерием является максимум выработки энергии, но и он требует использования современных ЭВМ.

Само собой разумеется, что оптимизация режима энергетической системы должна учитывать те его возможные ограничения, которые диктуются необходимостью удовлетворения требований на воду со стороны неэнергетических компонентов ВХК, обеспечением должного уровня надежности энергоснабжения, учетом режимных особенностей агрегатов, различными экологическими факторами и т. д. Немаловажным обстоятельством является также требование обеспечения нужного качества генерируемой электроэнергии. Это качество определяется прежде всего заданным уровнем частоты и напряжения. *Снижение против нормы того и другого ведет к нарушению устойчивости работы системы, снижению производительности труда и качества выпускаемой продукции на предприятиях, а также к преждевременному износу оборудования.*

Если ко всему этому добавить, что ряд исходных для расчета данных (прогнозируемые расходы воды в реке, графики нагрузки и т. д.) носит случайный (вероятностный) характер и современные энергосистемы включают десятки отличающихся друг от друга по типу, мощности и составу оборудования электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС), объединяемых для совместной работы сложными электрическими связями с помощью линий электропередачи, то станет ясно, насколько сложны подобные задачи в вычислительном отношении. Тем не менее сейчас они с успехом решаются.

Конечно, в реальных условиях, например, из-за значительного снижения в системе располагаемой мощности вследствие недостатка топлива или снижения его качества, недостатка воды или снижения напора ГЭС, аварийного состояния оборудования и т. д. может случиться такое положение, что для покрытия

заданного графика нагрузки системы при минимально допустимом в ней уровне частоты приходится включать в работу всю располагаемую мощность. В этом случае никакая оптимизация режима невозможна, так как все агрегаты вынуждены будут работать на пределе своих возможных мощностей.

Подобные ситуации могут возникнуть, например, при очень суровых зимних условиях во время прохождения утреннего и особенно вечернего пиков нагрузки, когда требуется включение в работу всех располагаемых мощностей.

Гидроэлектростанции в зависимости от водности рассматриваемого периода и вида регулирования стока будут по-разному участвовать в покрытии графика нагрузки энергосистемы. Рассмотрим некоторые случаи.

ГЭС без регулирования. Гидроэлектростанции, водохранилища которых по своей незначительности не позволяют осуществлять какое-либо регулирование, работают в так называемом режиме водотока (при $z_{в.б}$ = НПУ = const). Мощности подобных ГЭС в любой момент времени определяются значениями бытовых расходов. Такие ГЭС должны работать в базисной, т. е. нижней, части суточного графика нагрузки (рис. 3.34, *а*), так как при работе с той же мощностью в пиковой (верхней) части неизбежно возникают холостые сбросы излишков воды, а следовательно, и неоправданные потери энергии. Количество теряемой энергии в этом случае определяется заштрихованной площадью графика нагрузки на рис. 3.34, *б*.

Хотя при отсутствии регулирования рабочая мощность ГЭС при $Q_{быт}$ = const и базовом режиме работы в течение суток является постоянной, она не может быть одинаковой для всех суток, так как бытовые расходы в реке меняются.

ГЭС с суточным регулированием. Исходя из самой сути суточного регулирования, а также принимая во внимание практи-

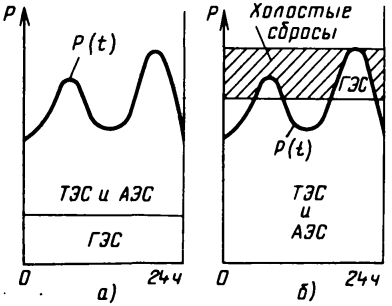


Рис. 3.34. Работа ГЭС без регулирования

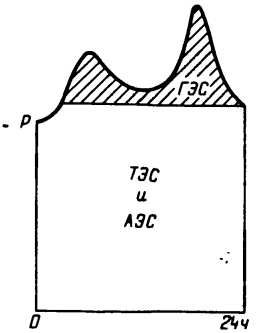


Рис. 3.35. Работа ГЭС суточного регулирования

чески неограниченные маневренные возможности оборудования, ГЭС целесообразно размещать в пиковой части графика нагрузки системы (рис. 3.35). В этом случае ТЭС и АЭС получают возможность работать с более или менее равномерной нагрузкой, т. е. с лучшими технико-экономическими показателями.

Суточное регулирование, как указывалось в § 3.8, позволяет получать определенное увеличение мощности ГЭС по сравнению с нерегулируемыми станциями. Однако при работе в энергосистеме от ГЭС, как уже отмечалось, требуется не только выдача максимально возможной пиковой мощности, но и одновременно обеспечение системы с наилучшими технико-экономическими показателями. Для нерегулируемой ГЭС оба эти требования не противоречат друг другу, так как такая ГЭС работает в базисной части графика нагрузки. Для ГЭС с неограниченным суточным регулированием место в суточном графике нагрузки будет определяться *условием полного использования суточной приточности воды и наибольшей возможной рабочей мощностью ГЭС во время прохождения пика нагрузки.*

Таким образом, лишь при бытовом расходе, равном или большем максимальной пропускной способности гидротурбин, место ГЭС будет в базисной части графика нагрузки. Иначе возникнут неоправданные потери энергии из-за сбросов излишков воды.

Однако это не исключает возможности работы ГЭС в базисной части графика нагрузки и с меньшим расходом, чем пропускная способность турбин. Такой режим может, например, диктоваться санитарными требованиями к режиму нижнего бьефа ГЭС при работе ее в пике графика нагрузки.

Если ГЭС, обладающая возможностью суточного регулирования, может, кроме того, вести и длительное регулирование, то ее работа в базисной части графика нагрузки может иметь место лишь в периоды половодий. Во все остальное время наивыгоднейший режим будет определяться не только бытовым расходом, но и составом генерирующего оборудования системы, ее графиком нагрузки, относительным объемом водохранилища и сезонными ограничениями, которые выдвигают неэнергетические участники комплекса. Этот режим будет соответствовать определенной зоне работы ГЭС в суточном графике нагрузки, которая вовсе не обязательно должна быть самой пиковой. Правда, это условие может не выполняться в дефицитных по мощности системах, когда в наиболее напряженные моменты приходится включать в работу всю располагаемую (по воде и напору) мощность ГЭС.

ГЭС с годичным (сезонным) регулированием. Для такой ГЭС, как это следует из § 3.8, характерны следующие периоды: сработка водохранилища, наполнение и сбросы излишков воды.

Во время сработки водохранилища ГЭС годичного регулирования, так же как и ГЭС суточного регулирования, обычно рас-

полагается в верхней части графика нагрузки и осуществляет суточное регулирование. Это особенно относится к тем системам, которые испытывают дефицит пиковой мощности. Но в зависимости от бытовой приточности и имеющихся запасов воды в водохранилище зона работы ГЭС может опускаться вниз и определяться требованиями достижения того или иного экономического критерия.

Во время наполнения водохранилища место ГЭС в графике нагрузки системы определяется прежде всего относительным объемом водохранилища и может быть как в верхней, так и в нижней части графика нагрузки. Ясно, что чем меньше полезный объем водохранилища по отношению к стоку половодья, тем больший расход воды может быть пропущен через турбины ГЭС, а следовательно, тем большую мощность она может выдать и в пределе будет работать с полной установленной мощностью в базисе графика нагрузки. Наоборот, чем больше объем водохранилища, тем больший расход приточности должна отдавать ГЭС на заполнение водохранилища и тем с меньшей мощностью (или меньшее время с полной мощностью) она сможет работать.

Если после заполнения водохранилища бытовой расход будет больше максимальной пропускной способности турбин ГЭС $Q_{гэс}^{макс}$, то излишки воды должны неизбежно сбрасываться через холостые водосбросы. В этом случае наступит третий период — период холостого сброса, в течение которого во избежание неоправданной потери энергии ГЭС работает с наибольшей возможной мощностью и в связи с этим располагается в базисной части графика нагрузки. Таким образом, ГЭС с водохранилищем годичного регулирования работает в этом случае так же, как и ГЭС без регулирования.

На рис. 3.36 представлен возможный случай участия ГЭС годичного регулирования в покрытии графика нагрузки энергосистемы.

ГЭС с многолетним регулированием. Такая ГЭС может одновременно вести годичное и суточное регулирование. Поэтому она должна занимать самое верхнее положение в графике нагрузки системы (рис. 3.37). Только в многоводные годы ГЭС может в соответствии с используемым критерием оптимальности опускаться в базисную часть графика нагрузки. В этих условиях она работает как ГЭС годичного регулирования. Если же многоводный год наступает при сработанном объеме водохранилища, то избыточный (против расчетного) приток должен в первую очередь идти на заполнение водохранилища, а не на увеличение мощности ГЭС.

Режим работы каскада ГЭС. Энергетический эффект использования каскада ГЭС зависит от схемы последнего, от регулирующих способностей входящих в него водохранилищ и от их расположения по отношению друг к другу. Немаловажную роль

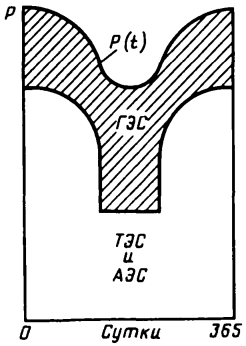


Рис. 3.36. ГЭС годичного регулирования в годовом графике нагрузки энергосистемы

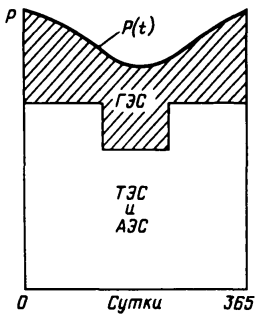


Рис. 3.37. ГЭС многолетнего регулирования в годовом графике нагрузки энергосистемы

при этом играют требования неэнергетических участников водохозяйственного комплекса.

Оптимизация режимов работы ГЭС в каскаде является одной из наиболее сложных задач энергетики. Это обстоятельство определяется прежде всего масштабностью задачи. Действительно, если рассматриваемый каскад ГЭС обслуживает несколько систем (типичный случай), то определять режим каскада по частям (для каждой системы в отдельности) неправильно, так как при этом будут преобладать частные (системные) задачи, не увязанные с общими интересами, вытекающими из необходимости получения максимальной эффективности для всего народного хозяйства. Отсюда *оптимизация каскада должна осуществляться, по крайней мере, на уровне объединенной энергосистемы,* что и является одной из причин увеличения размерности задачи.

Большое разнообразие в постановку задачи вносит характер регулирования водохранилищами ГЭС. Это обстоятельство влечет за собой различие математических моделей, критериев оптимальности, а следовательно, и методов расчета. Однако общие принципы оптимизации режима каскада ГЭС не зависят от указанных частностей в постановке задачи. В настоящее время решение их (независимо от длительности регулирования) возможно только с помощью самых современных ЭВМ.

Эффективность оптимизации режима каскада ГЭС зависит от таких факторов, как значение его в данной энергетической системе и регулирующие возможности входящих в него водохранилищ, и ряда других обстоятельств. Для примера укажем, что улучшение режима Волжско-Камского каскада на 0,1% дает экономический эффект, определяемый экономией топливных издержек в 2,5 млн. руб. (по мировым ценам на нефть 1979 г.).

Приведенное описание режимов работы ГЭС в различных ус-

ловиях водности и регулирования стока соответствует достаточно упрощенной картине. На самом деле на режим ГЭС кроме указанных условий влияет множество других и все получается гораздо сложнее. Так, в частности, при комплексном использовании стока такие факторы, как учет требования на воду со стороны неэнергетических компонентов ВХК, характер требований на электроэнергию, наличие и вид энергетических ресурсов и т. п., могут создать картину, существенно отличающуюся от рассмотренных. Специфичными являются случаи, когда рассматриваемая ГЭС работает на несколько систем или в системе имеется несколько ГЭС.

Гидроэлектростанции, обладающие высокими мобильными качествами своих гидротурбин и использующие сосредоточенный в собственных водохранилищах запас воды, хорошо приспособлены для выполнения функций различного рода оперативного резерва энергосистемы. Возможность осуществления этих функций определяется прежде всего видом регулирования водохранилища данной ГЭС, водностью рассматриваемого периода и той значимостью своих энергетических параметров (мощность и энергия), которые имеет данная ГЭС в энергосистеме.

Совершенно ясно, что *ГЭС, не обладающая достаточным для регулирования стока объемом водохранилища, практически лишена возможности выполнять какие-либо функции резерва.* Вместе с тем мощная ГЭС, имеющая водохранилище длительного регулирования, может выполнять функции нагрузочного резерва в нормальном режиме и резерва в виде возможности кратковременного «подхвата» нагрузки при аварийном выходе из строя некоторой мощности системы. После включения в работу предусмотренного для подобных случаев планового аварийного резерва системы, который в зависимости от водности и емкости водохранилища может быть расположен на ГЭС, мощность «подхвата» с ГЭС снимается и она переходит на нормальный режим.

При наличии водохранилища многолетнего регулирования на ГЭС могут возлагаться функции аварийного резерва энергосистемы.

Возможность несения ГЭС разносторонних функций оперативного резерва системы является их главным достоинством. Не раз гидроэлектростанции (как в нашей стране, так и за рубежом) предотвращали развитие аварий в системах до их полного «развала» с прекращением работы всех входящих в нее электростанций и неизбежным при этом колоссальным ущербом народному хозяйству и населению.

Некоторые проблемы покрытия суточных графиков нагрузки энергосистем. Современные суточные графики нагрузки энергосистем отличаются значительной неравномерностью, поэтому не-

которой части оборудования электростанций приходится работать в переменном режиме.

Суточные графики в последние годы приобрели еще одну характерную особенность — очень значительную и непрерывно возрастающую интенсивность подъема нагрузки в процессе формирования утреннего и вечернего пиков. Так, скорость среднечасового подъема нагрузки в утренние предпиковые часы в некоторых системах европейской части СССР составляет 10—15% максимума и возрастает в отдельные моменты в 2—3 раза. Вечерний пик по своей продолжительности уступает утреннему, однако по скорости формирования он мало отличается от него, а по абсолютному значению превосходит, достигая нередко в рабочие дни 25% максимума (см. рис. 3.1). Однако в некоторых энергосистемах утренний пик превосходит вечерний.

Все это объясняется тем, что в условиях непрерывного роста электропотребления во всех отраслях народного хозяйства происходит одновременное изменение его общей структуры, характеризующееся бурным внедрением электроэнергии в коммунально-бытовое и сельское хозяйство.

Следует, однако, отметить, что в последнее время наблюдавшийся процесс дальнейшего разуплотнения графиков нагрузки некоторых энергосистем несколько замедлился или даже совсем прекратился, чему в известной мере способствовали введенный на значительной территории СССР сезонный перевод времени на ± 1 ч и отключение потребителей в часы пик.

Определенная неравномерность свойственна также недельным и годовым графикам нагрузки. Ее следствием являются необходимость массовой остановки блочных агрегатов в выходные и праздничные дни и соответствующего пуска их в ночь на ближайший рабочий день и понижение загрузки ГЭС в маловодные периоды и годы.

Для работы в переменной части графика нагрузки к маневренности энергетического оборудования предъявляются повышенные требования. Преодоление возникающих при этом трудностей выросло в настоящее время в сложную научно-техническую проблему.

В этой области имеется два основных вопроса: покрытие переменной части графика нагрузки энергосистемы и прохождение в нем ночных провалов, т. е. разгрузки и догрузки паротурбинного блочного оборудования КЭС и реакторов АЭС. Оба эти вопроса тесно связаны между собой, и только совместное их решение может обеспечить как возможность технического осуществления рассматриваемого режима, так и достижение при этом наиболее высоких экономических показателей с соблюдением надлежащего уровня надежности электроснабжения.

Как уже отмечалось, в современных условиях в переменном режиме могут работать агрегаты ГЭС, ГАЭС и неблочных ТЭС, пиковые паротурбинные, парогазотурбинные и газотурбинные установки. Режимные качества их не одинаковы, а установки последних двух типов требуют дорогого и дефицитного топлива. Очень ограниченной возможностью маневрирования мощностями обладают блочные ТЭС, и практически никакой возможностью не обладают реакторы АЭС. В этих условиях снижение в энергосистеме удельного веса ГЭС и неблочных ТЭС, а также недостаток других типов пиковых электростанций создают все большие трудности в снятии пиков нагрузки.

Сложность прохождения ночного провала нагрузки вытекает из необходимости массовой и кратковременной ночной разгрузки блочных агрегатов ТЭС в связи с тем, что суммарная мощность так называемого технического минимума КЭС и электрической нагрузки ТЭЦ по тепловому циклу может оказаться в это время большей, чем нагрузка системы.

Решение проблемы покрытия переменной части графика нагрузки можно осуществить различными путями: увеличением маневренных возможностей энергосистемы, уменьшением неравномерности графика нагрузки либо сочетанием того и другого.

В нынешних условиях необходимое увеличение маневренных возможностей генерирующего оборудования энергосистем можно осуществить прежде всего за счет ввода дополнительных пиковых электростанций. Такие электростанции должны обладать рядом необходимых качеств. К их числу следует отнести высокую устойчивость рабочих и нерабочих состояний оборудования, быстрое и эксплуатационно надежное прохождение переходных процессов, высокую степень автоматизации всех производственных процессов и наличие на таких станциях достаточно мощных агрегатов, что необходимо для того, чтобы не ухудшать структуру всего энергетического хозяйства системы и не снижать эффективность использования топлива. Все перечисленные выше пиковые электростанции в той или иной мере этими качествами обладают. Однако наибольшими достоинствами обладают ГЭС и ГАЭС.

Использование высоких маневренных качеств гидроэлектростанций при высокой степени неравномерности графиков нагрузки смещает ГЭС в пиковую зону графика. Это влечет за собой развитие мощностных функций ГЭС, а следовательно, снижение числа часов использования установленной мощности. В свою очередь за этим следует необходимость нового подхода к оценке экономической эффективности вновь сооружаемых ГЭС, при котором 3500—4500 ч использования установленной мощности в году не будут столь обязательными, как это еще иногда имеет место. За рубежом известны многочисленные слу-

чаи оправдываемости строительства ГЭС при числе часов использования 1500—2000.

С целью развития мощностных функций действующих ГЭС в последние годы наметилась тенденция расширения их с целью увеличения установленной мощности. Это приводит к снижению часов использования, но вместе с тем оправдывается возрастанием степени использования водотока: в межень ГЭС максимально участвует в снятии пиков, а в паводок увеличивается выработка электроэнергии. Кроме того, развитие мощностных функций ГЭС позволяет в этом случае расширить возможность использования ГЭС в качестве оперативного резерва «подхвата» нагрузки при снижении частоты или аварийном выходе из строя некоторых агрегатов.

В мировой практике энергетического строительства получает также распространение сооружение тепловых пиковых электростанций. Паротурбинные, газотурбинные и парогазотурбинные установки нередко строятся недалеко от базисных ТЭС и АЭС с единственной целью — освободить последние от необходимости работать в переменном режиме и воспринимать на себя все непредвиденные «толчки» нагрузки. Такие энергетические комплексы имеют высокую энергоэкономическую эффективность. В СССР разрабатываются и строятся комплексы с участием ГЭС и ГАЭС.

На маневренность энергосистем кроме структуры ее генерирующих источников значительное влияние может оказать также состояние энергетических связей как между отдельными энергоузлами, так и между отдельными энергосистемами. Недостаточно развитые связи ограничивают возможность «перетоков взаимопомощи» и снижают маневренность энергосистем.

Однако наличие в системе достаточного числа высокомобильных генерирующих источников хотя и обеспечило бы необходимый размер мощности для покрытия пиков, а вместе с этим и повышение эксплуатационной маневренности, живучести и мобильности систем в целом, не смогло бы решить второй стороны проблемы — прохождения ночного провала нагрузки.

Трудность и специфичность прохождения ночного провала нагрузки для большинства отечественных энергосистем заключаются в том, что *в ночное время в интервале, обычно не превышающем 6 ч, сумма технического минимума блочных агрегатов КЭС и электрической нагрузки ТЭЦ по тепловому режиму нередко превышает ночную нагрузку энергосистем. Полная остановка на это время необходимого числа блоков очень затруднительна, так как время, требующееся для их остановки и пуска, часто превышает длительность самого провала.* Такое положение особенно резко проявляется зимой, когда в дневное время суток при прохождении максимума нагрузки требуется

вала будет наблюдаться наибольшее суммарное значение минимально возможной нагрузки ТЭС.

Чтобы облегчить условие прохождения ночного провала нагрузки, необходимо либо снизить технический минимум теплового оборудования КЭС и электрическую нагрузку ТЭЦ, либо повысить на это время полезную нагрузку системы. Первый путь по ряду технических причин пока ограничен для широкого использования. Второй путь преследует уменьшение пиковости самого графика нагрузки системы. С этой целью используют как подключение к системе в период ночного провала нагрузки специальных потребителей (например, карбидных печей), так и введение дифференцированного тарифа на электроэнергию, стимулирующего большее потребление энергии в ночные часы. Большое значение имеют «перетоки взаимопомощи», направляемые в системы, где появляется повышенный спрос на электроэнергию. В условиях отечественной энергетики такие перетоки в ночное время осуществляются из ОЭС Северо-Запада в ОЭС Центра, а из ОЭС Центра в ОЭС Нижнего и Среднего Поволжья. Однако такие перетоки требуют решения другой задачи — транспортировки топлива в обратном направлении. Встречные потоки топлива и электроэнергии ведут к непроизводительным расходам и поэтому широко использоваться не могут.

Многоставочные тарифы, в частности двойные, при которых ночная электроэнергия имеет одни цены, а дневная и вечерняя — другие (более высокие), довольно широко используются в зарубежных странах, однако эффективность такой меры недостаточна для того, чтобы существенно облегчить проблему пиков.

Наиболее эффективным способом выравнивания графика нагрузки является аккумуляция энергии в периоды минимума нагрузки и отдача накопленной энергии в периоды повышенного спроса на нее, т. е. подключение к системе потребителей-регуляторов, способных использовать избыточную ночную энергию (возможно, по льготным тарифам). Такими потребителями-регуляторами могут быть энергоемкие предприятия, способные к работе в неравномерном режиме, а также различные аккумуляторы энергии. Известно много типов электрических и тепловых аккумуляторов. Электрические аккумуляторы хотя и широко используются в различных отраслях техники, однако вследствие недостаточной емкости и высокой стоимости пока еще не могут применяться для рассматриваемой цели. Тепловые аккумуляторы, вероятно, найдут применение для этих целей.

Обычные ТЭС косвенно могут участвовать также в заполнении ночных провалов графика нагрузки. Так, в последнее время в ряде стран (США, ФРГ, Бразилии) проведены эксперименты по созданию нового вида автомобильного горючего — спиртово-

товляется на специальных химических заводах. Если такие заводы будут работать, главным образом, в ночное время, потребляя дешевую электроэнергию, то создастся возможность повысить на этот период нагрузку ТЭС и соответственно уплотнить график нагрузки энергосистемы. Новое горючее может использоваться не только автотранспортом, но и специальными пиковыми ТЭС.

Как аккумулятор энергии заслуживает внимания воздушно-аккумулирующая газотурбинная установка (ВАГТУ) (см. § 8.3).

В современных условиях наиболее перспективным видом аккумуляции энергии следует считать гидроаккумулирование. Используемые с этой целью ГАЭС помогают решить ряд актуальных для энергосистем задач:

1. ГАЭС, работающая обычно в двухтактном режиме и выполняющая роль потребителя-регулятора, повышает коэффициент использования мощности ТЭС и обеспечивает более равномерный режим их работы, что в свою очередь ведет к повышению экономичности и надежности работы теплового оборудования. В тех случаях, когда заряд ГАЭС производится при сравнительно низких удельных расходах топлива (догрузка агрегатов КЭС и ТЭЦ, а в перспективе и АЭС в часы ночного провала нагрузки), участие ГАЭС в балансе мощности системы может привести даже к экономии топлива.

2. Высокая маневренность оборудования ГАЭС (скорость набора нагрузки для агрегатов ГАЭС в турбинном режиме обычно оценивается 25% и более от их мощности в 1 мин против 8%, допускаемых для пиковых ТЭС) позволяет использовать их в оперативном многократном «подхвате» нагрузки. Единственным ограничением здесь может быть необходимость сохранения требуемого объема воды в верхнем водохранилище для запланированного участия ГАЭС в покрытии нагрузки системы.

3. Наличие у ГАЭС значительного регулировочного диапазона нагрузки (с учетом обоих циклов) и аккумулирующего бассейна позволяет очень эффективно использовать их в качестве первоочередного (мгновенного) аварийного резерва системы.

4. Агрегаты ГАЭС без каких-либо серьезных дополнительных мероприятий могут быть использованы в режиме синхронного компенсатора для выработки реактивной мощности и энергии.

5. В некоторых случаях ГАЭС для заряда могут успешно использовать избыточную сезонную энергию незарегулированных ГЭС и «сбросной» газ при отсутствии или неполном регулировании газопотребления.

6. При строительстве ГАЭС при существующих ГЭС (смешанные установки ГЭС—ГАЭС, использующие как естественные расходы воды в реке, так и насосную подкачку) могут значи-

тельно повыситься мощность и регулирующие возможности последних.

Таким образом, *ГАЭС лучше всего подходят для решения проблемы пика. Они участвуют в снятии пика нагрузки и облегчают разгрузку блочных агрегатов в часы ночного провала.* Однако и их использование также наталкивается на ряд трудностей. Сооружение ГАЭС ограничивается рядом топографических, геологических, гидрологических и экономических условий.

В последнее время ведутся исследования по изысканию новых, пригодных для энергетики способов аккумуляции энергии, которые позволили бы удовлетворить потребность энергосистем в маневренной мощности и облегчить прохождение ночного провала графика нагрузки. Речь идет об использовании с этой целью индуктивных (сверхпроводящих) и емкостных накопителей энергии. Такие накопители обладают более высоким значением КПД, а в ряде случаев и более низкими удельными капиталовложениями, чем аналогичные показатели ГАЭС (подробнее см. § 8.1, 8.2).

Контрольные вопросы

1. От чего зависит расход воды при заданной скорости ее течения?
2. В каких условиях и почему при одном и том же расходе воды в нижнем бьефе ГЭС уровень воды зимой будет выше, чем летом?
3. Назовите основные параметры водохранилища.
4. Для чего предусматривается резервный объем водохранилища?
5. Чем отличаются активные гидротурбины от реактивных?
6. В каких случаях поворотно-лопастные турбины предпочтительнее пропеллерных и наоборот?
7. Дайте определение водохозяйственной системы.
8. Назовите основных участников водохозяйственного комплекса.
9. Каковы противоречия в использовании воды между отдельными компонентами водохозяйственной системы?
10. Для чего нужно регулирование речного стока?
11. За счет чего получаются потери электроэнергии при суточном регулировании?
12. Режимы работы ГЭС в энергосистеме при краткосрочном регулировании речного стока.
13. Режимы работы ГЭС в энергосистеме при длительном регулировании.

Темы рефератов

1. Водохранилища ГЭС.
2. Комплексное использование водных ресурсов.
3. Современные проблемы покрытия суточных графиков энергосистем.
4. ГАЭС и их роль в современных энергосистемах.

Глава 4

ЧЕЛОВЕК И БИОСФЕРА

4.1. Природная среда и человек

Природная среда. Термин «окружающая среда» трактуется по-разному. Одни утверждают, что это синоним природной среды, окружающей человека. Другие, следуя определению, данному на межправительственной конференции по образованию в области окружающей среды, проведенной ЮНЕСКО в Тбилиси в 1977 г., считают, что «окружающую среду следует рассматривать как совокупность естественных и социальных систем». Наиболее распространенным в настоящее время понятием является то, что *окружающая среда* как синоним природной среды *есть совокупность естественных условий, прямо или косвенно влияющих на нашу жизнедеятельность*, т. е. среда, в которой живет и с которой взаимодействует человечество. В дальнейшем будем исходить из этого понятия и использовать в равной мере оба термина (окружающая среда или природная среда).

Область распространения жизни на Земле называют биосферой. Общее учение о биосфере как об активной оболочке Земли было создано в начале XX в. выдающимся русским естествоиспытателем и геохимиком академиком В. И. Вернадским (1863—1945 гг.). Биосфера в его определении представляет собой целостное образование, включающее в себя все живое, существующее на поверхности Земли, в ее почве, гидросфере и атмосфере. Как живой самоуправляемый сверхорганизм биосфера при внешнем воздействии, в том числе и при вмешательстве человека в ее функционирование, может выйти из состояния равновесия и измениться, перейдя в новое устойчивое состояние, которое неизбежно будет оказывать обратное воздействие на человечество.

Биосфера как сверхорганизм обладает и сверхгигантскими возможностями саморегулирования и самоорганизации.

Характерной чертой биосферы является в этом смысле относительная устойчивость ее компонентов к внешним влияниям. Все ее составные части находятся в подвижном равновесии, взаимозависимости и в то же время в непрерывном развитии.

Живые организмы и окружающая их среда связаны между собой обменом веществ и энергии, что обеспечивает их непрерывный круговорот в природе. Объем воспроизводимого живого вещества составляет ежегодно около 10% общего объема биологической массы. Живые организмы, взаимодействуя между собой и природной средой, образуют биогеоценозы (экосистемы). В состав биогеоценоза входят растительный мир

(фитоценоз), животный мир (зооценоз), микроорганизмы, почва, атмосфера и гидросфера.

Живые организмы биогеоценоза, взаимодействуя между собой, образуют биоценозы — биологические единства (совокупность взаимосвязанных растений, животных и пр.), присущие определенным географическим территориям, отличающимся друг от друга химическим составом почв и вод, климатом и т. д., при этом существует некоторая связь между этими организмами, определяющая биологическое равновесие биоценоза. Всякое изъятие из него какого-либо одного из видов живых организмов немедленно влечет за собой исчезновение другого или полное уничтожение третьим четвертого.

Наука, изучающая отношения живых организмов между собой и их сообществ с окружающей средой в биосфере, называется экологией. В начале эта наука рассматривала взаимоотношения организма и среды, затем популяции и среды, и, наконец, она превратилась в системную биологическую дисциплину о структуре, функционировании и развитии экосистемы.

Постепенно понятие экология распространилось и на социальную сферу. Комплекс проблем взаимодействия человека и природы принято называть глобальной экологической проблемой. Глобальная экология как наука выступает уже не как биологическая дисциплина, а как единая комплексная наука, развивающаяся на важном и сложном стыке естественных, технических и общественных наук. Она все более превращается в науку о взаимодействии трех систем в диалектическом единстве: природы, общества и порожденной им техники. Ее взаимосвязанными частями являются: теория управления процессами природы, теория необходимых воздействий на производство и теория управления процессом взаимоотношения человека и среды его обитания.

Глобальная экология как наука практически лишена возможности проверки результатов своих исследований в лабораториях и тем более в натурных условиях. Между тем острота экологической ситуации в промышленно развитых капиталистических странах, энергетический кризис, сложность отношений капиталистических государств с развивающимися странами порождали интерес к будущему, стимулировали прогнозирование развития капиталистической системы мира в целом. В результате появился новый метод исследования — формально-математическое моделирование с имитацией процесса на ЭВМ (см. § 4.4). В подобных исследованиях рассматриваются очень важные проблемы: экологическая, энергетическая, продовольственная, международные экономические отношения, выбор целей человечества и т. п.

Природа и человек. Деятельность человека в отличие от животного регламентируется не только биологическими, но и

социальными факторами. Если у животного естественная адаптация к окружающей его среде происходит в результате естественного отбора и по существу среда определяет его существование, то у человека реакция на воздействие окружающей среды не имеет решающего значения в процессе его жизнедеятельности. Человек, обладая за счет своего биологического совершенства способностью сравнительно легко приспосабливаться к природным условиям, способен вместе с тем изменять природу в соответствии с поставленными целями. *Человек в результате своей хозяйственной деятельности всегда менял, меняет и будет менять природную среду.* Он воздействует на нее в первую очередь трудом, а не своим непосредственным физическим присутствием.

Ученые утверждают, что поскольку энергетические мощности в мире удваиваются каждые 12 лет, а объем промышленной продукции — каждые 15 лет, следует ожидать, что к 2000 г. только индустриальная нагрузка на природную среду возрастет в 2,5—3 раза.

В настоящее время в местах обитания людей на планете осталось совсем мало областей, не затронутых их хозяйствованием. В слабо населенных, необжитых местах, но богатых природными ресурсами, возникают новые промышленные комплексы, вокруг которых вырастают крупные города и поселения. Сегодня человек в той или иной степени изменил девственные ландшафты на 55% территории (2,3 га на человека), а на 1/5 части суши изменил их сильно или коренным образом (застройки, мелиорация, лесопосадки, водохранилища и т. д.). За последние 3—4 столетия уничтожено 2/3 лесов Европы. Вековые болота, полноводные реки меняют свой облик, исчезают целые экологические системы.

Там, где теперь находятся города, заводы, электростанции, водохранилища, в прошлом были территории с естественными экологическими системами.

Разносторонняя, и в значительной мере стихийная, деятельность человека на фоне всего прошлого человечества представляется фантастической и приобретает масштаб геологических процессов. Подобное давление человека на окружающую среду угрожает самоочистительной функции биосферы, может легко вывести ее из равновесного состояния, за которым неизбежно последуют часто совершенно неожиданные, а иногда граничащие с экологическими катастрофами результаты. Последние могут охватывать как отдельные биоценозы, так и значительные территории земного шара.

О том, что в результате целенаправленного воздействия человека на природу могут появляться непредвиденные последствия, предупреждал еще Ф. Энгельс в своей работе «Диалектика природы»: «...Не будем, однако, слишком обольщаться на-

шими победами над природой. За каждую такую победу она нам мстит. Каждая из этих побед имеет, правда, в первую очередь те последствия, на которые мы рассчитываем, но во вторую и третью очередь совсем другие непредвиденные последствия, которые очень часто уничтожают значения первых»[1].

Именно так происходило всегда. Там, где человеческая деятельность превышала допустимую нагрузку на окружающую среду (антропогенные воздействия), последняя деградировала, наступала экологическая катастрофа — приходили в запустение плодородные земли, гибли города.

Современное промышленное производство, явившееся следствием научно-технического прогресса, создает принципиально новые материалы, вырабатывает отходы, не существовавшие ранее в природе и во многом чуждые живым организмам по своим физико-химическим свойствам. Новые химические вещества, виды энергии, разнообразные физические излучения оказывают ныне воздействия на человека, к которым он эволюционно не подготовлен. Действие этих новых факторов на человека привело к возникновению невиданных ранее заболеваний, в том числе аллергических, эндокринных, токсикологических, респираторных и др. Не менее пагубному воздействию подвергается и животный мир. Не известно, как это все обернется для последующих поколений, но сегодня из года в год растет число сердечно-сосудистых и раковых заболеваний.

В истории человечества прослеживается печальная закономерность: все крупные цивилизации древности (Азии, Африки и Америки) процветали в тех районах, где ныне властвуют пустыни. Известно, например, что некогда цветущие долины рек Тигра и Евфрата превратились в пустыни только благодаря тому, что была неправильно осуществлена система мелиорации, повлекшая за собой эрозию и засоление почвы, а впоследствии — гибель Вавилона. Ныне большая часть Ближнего Востока — раскаленные каменные и песчаные пустыни. А ведь когда-то Сирия снабжала Египет лесом, а Рим — маслом и вином. Сегодняшний государственный флаг Ливана венчает стройный и мощный кедр. Это дань далекому прошлому, когда ныне пустынные желто-коричневые отроги гор были покрыты рощами могучих кедров. Слава о них гремела по всему миру, но человек «начисто» вырубил их для постройки финикийского флота и сооружения знаменитого Иерусалимского храма и дворца Ахеменидов.

Северная Африка в нашем представлении всегда была пустыней, но около 247—183 гг. до н. э. в обширных ее лесах Ганнибал, воюя с римлянами, ловил слонов для своей армии. Подобные экологические измерения наблюдаются и в наши дни. Пустыня Сахара, например, в результате обезлесения непрерывно продвигается на юг со скоростью 10 км в год и более по фронту в 5 тыс. км.

В настоящее время человек ежегодно вырубает около 1% площади всех лесов планеты. По данным ООН 9115 тыс. км^2, или 7%, поверхности суши превращены в пустыню людьми.

[1] К. Маркс, Ф. Энгельс. Соч. Т. 20. С. 495—496.

Песчаные барханы Каракумов, движущиеся при штормовом ветре со скоростью до 200 м в сутки и погребающие пастбища, саксаульные леса, поселки и целые оазисы,— это тоже дело рук человека. Не думал он, чем все это обернется, когда, нарушая закон пустыни, уничтожал сверх всяких норм, а то и полностью не такую уж богатую растительность около редких колодцев и на окраинах оазисов, вдоль берегов Амударьи, а позднее и железной дороги.

Подобные катаклизмы имеют большое значение для нашей в общем-то огромной Земли. В самом деле, ее поверхность составляет 51 млрд. га, однако только 13,5 млрд. га из них являются ценной поверхностью, т. е. не покрытой водой и льдами Антарктиды. Но и это очень много. Если 1 млрд. га вытянуть сплошной линией, то получилась бы широченная 265-метровая дорога от Земли до Луны.

Однако если из указанных 13,5 млрд. га вычесть земли уже освоенные и разрушенные деятельностью человека (города, водохранилища, производственные сооружения и т. п.), а также просто непригодные для сельскохозяйственного производства (горы, пустыни), то, как утверждают ученые, останется всего около 0,9 млрд. га еще неиспользуемых, но потенциально продуктивных земель. Это для стремительно растущих потребностей человечества очень мало.

Положение усугубляется тем, что вокруг крупных городов и в промышленных центрах увеличиваются груды твердых строительных и бытовых отходов, а также других видов мусора. По данным ООН в городах такие отходы составляют ежегодно более 500 кг на душу населения. Все значительнее сказывается на природе поведение неорганизованных туристов, оставляющих в живописных местах своих стоянок искалеченные деревья, кострища и кучи негниющего мусора.

По некоторым подсчетам 5 млрд. современных жителей Земли оказывают такое же воздействие на природу, какое могли бы оказывать 40—45 млрд. людей каменного века. И это при том, что расход пищи на одного человека остался примерно прежним.

Но человек, борясь за свои жизненные интересы, не только изменял поверхность Земли — природу. Так, масштабы геологических процессов определяются размерами выемки горных пород, разработки полезных ископаемых. Подсчитано, что если все сырье, которое ежегодно добывается из недр нашей планеты, погрузить в железнодорожные вагоны, то состав растянется на 670 тыс. км, опоясав земной шар по экватору 17 раз. Все это фантастическое количество материалов перерабатывается не без отходов. Из каждых 100 единиц вещества, взятых у природы, для общественного производства принимают форму потребляемого продукта только 3—4, а остальные 96 единиц (по другим

данным более 98) безвозвратно теряются, что связано с загрязнением и отравлением окружающей среды. К этому следует добавить рассеивание вещества в процессе использования готовой продукции из-за коррозии, износа, механического истирания и т. п.

Количество неубираемых отходов непрерывно возрастает, и ежегодный прирост их обгоняет все остальные характеристики роста — и темпы роста населения, и темпы роста производства. Если так будет продолжаться и впредь, то среда, окружающая человека, окажется свалкой отбросов. И тогда наступит естественный конец, ибо, как сказал еще в начале века академик В. И. Вернадский, *«ни один вид не может существовать в среде, созданной из собственных отбросов»*.

Возможность такого исхода развития цивилизации от прогрессирующего загрязнения природной среды и постепенное оскудение природных ресурсов стали все больше и больше тревожить человечество. Впервые появилось сомнение в незыблемости существующего тысячелетиями процесса цивилизации по восходящей линии, а также в том, что не могут возникнуть условия, когда в развитии человечества начнется регресс и наступит экологический кризис в масштабах планеты. Во всяком случае, подобные мысли уже не кажутся такими еретическими, каковыми они были всего 20—25 лет назад.

Но прогресс человечества невозможен без воздействия на природу, без расходования ее ресурсов. Поэтому вся настоящая и будущая жизнедеятельность человека должна осуществляться таким образом, чтобы обеспечить разумное воздействие на окружающую среду и рациональное использование ее богатств в интересах нынешних и грядущих поколений. Наилучшее соответствие сформированной естественной среды жизненным потребностям человека — основная цель сбалансированной экологической политики развития человеческой цивилизации.

4.2. Энергетика и биосфера

Три фактора определяют в настоящее время ускоряющийся рост энергопотребления: рост масштабов производства всех отраслей хозяйства, развитие новых отраслей промышленности и рост населения. При этом среднегодовые *темпы роста энергопотребления и особенно электроэнергии значительно опережают рост численности населения.* Так, энергопотребление на душу населения за последние 30 лет возросло в среднем в мире в 2,2 раза, производство электроэнергии в тех же условиях — в 4,2 раза, а численность населения — всего в 1,8 раза.

Для удовлетворения потребности в различных видах энергии в настоящее время на Земле ежегодно сжигают более 12×10^9 т условного топлива, что в энергетическом эквиваленте соответ-

Таблица 4.1. **Соотношение мощностей естественных явлений в природе с мощностями, полученными в энергоустановках**

Источники	Мощность, ТВт
Передвижные и стационарные установки, используемые человеком	11—11,5
В том числе стационарные электростанции	2,5
Термические градиенты океана и суши	2—2,5
Приливы и отливы	5—6
Ураганы	20—30
Землетрясения	20—40 и более

ствует $100 \cdot 10^{12}$ кВт·ч или $11{,}4 \cdot 10^{9}$ кВт. При этом только мощность стационарных электростанций составляет более $2{,}5 \cdot 10^{9}$ кВт с ежегодной выработкой электроэнергии более $9 \cdot 10^{12}$ кВт·ч.

Из приведенных в табл. 4.1 данных видно, что мощности, которые использует человек, обеспечивая свои потребности в энергии, стали уже соизмеримы с естественными мощностями космических, геофизических и геологических явлений, меняющих лик планеты. Наступило время, когда воздействие энергетики на природную среду уже не может оставаться незамеченным. Вместе с тем при сохранении существующей технологии производства это воздействие в 2000 г. должно еще более возрасти в связи с тем, что при ожидаемой на это время численности населения Земли 6,1—6,2 млрд. человек ежегодно, как отмечалось на II международном энергетическом симпозиуме в Вене в 1983 г., будет расходоваться не менее $16 \cdot 10^{9}$ т условного топлива, что эквивалентно $130 \cdot 10^{12}$ кВт·ч производимой энергии. Предполагается, что к этому времени установленная мощность всех стационарных электростанций превысит $4 \cdot 10^{9}$ кВт при выработке электроэнергии $19{,}5—20 \cdot 10^{12}$ кВт·ч.

Вместе с тем, говоря о влиянии энергетики на окружающую среду, следует говорить об их взаимосвязи и о взаимном влиянии друг на друга. Изменяется не только окружающая среда под воздействием энергетики, но и энергетика испытывает на себе все возрастающее влияние окружающей среды, в частности при использовании тех или других энергоисточников, типа, мощности и размещения энергетических установок, времени и т. п. Только на основе совместного учета действия обоих факторов можно добиться решения экологической проблемы энергетики в целом.

В природе имеется большое количество разнообразных энергетических источников, равно как и способов их использования. Однако в силу многообразия форм и сложности взаимодействия энергетики и окружающей среды дать в общем случае какую-либо однозначную ранжировку по степени негативного воздействия на природу того или другого способа производства энергии практически невозможно. Вместе с тем нет ни одного способа производства энергии, в ходе которого в него не вовлекались бы

и не эксплуатировались какие-либо элементы окружающей среды.

Основными источниками потребляемой человеком энергии, и в первую очередь электроэнергии, являются тепловые, атомные и гидравлические электростанции. Каждый из них воздействует на природную среду со своейственной ему специфичностью.

4.2.1. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ПРИРОДНАЯ СРЕДА

Взаимодействие ТЭС с внешней средой определяется выбросами в нее дымовых газов, тепловыми выбросами и выбросами загрязненных сточных вод. Степень загрязнения ее зависит как от вида и качества используемого органического топлива, так и от типа энергетических установок. Потребляя энергоресурсы в виде твердого, жидкого и газообразного топлива, ТЭС производят электрическую (до 75% общей выработки электроэнергии мира) и тепловую энергию, при этом вся материальная масса топлива превращается в отходы, поступающие в окружающую среду в виде газообразных и твердых продуктов сгорания (рис. 4.1). Эти отходы в несколько раз (при сжигании газа — в 5, а при сжигании антрацита — в 4 раза) превышают массу используемого топлива.

Выбросы в атмосферу. Вся тепловая энергетика мира ежегод-

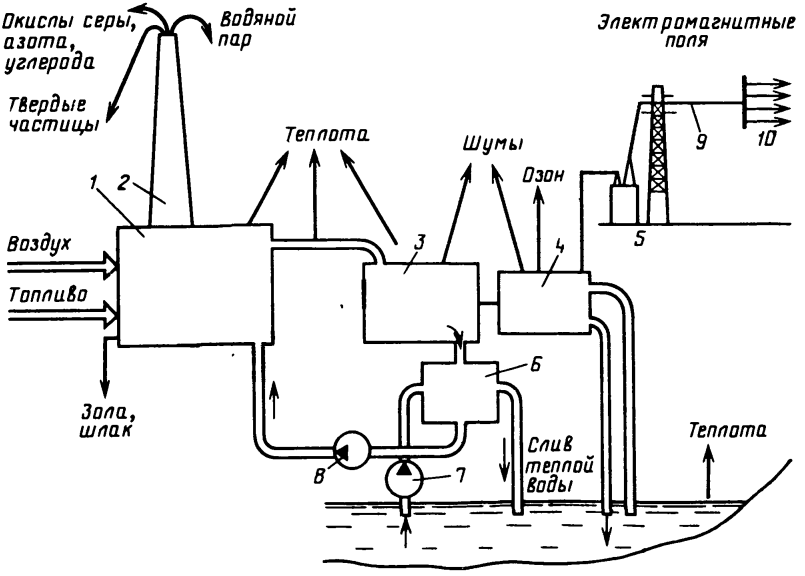


Рис. 4.1. Влияние ТЭС на окружающую среду:
1 — котел; *2* — дымовая труба; *3* — турбина; *4* — генератор; *5* — подстанция; *6* — конденсатор; *7* — конденсатный насос; *8* — питательный насос; *9* — линия электропередачи; *10* — потребители электроэнергии

но выбрасывает в атмосферу Земли более 250 млн. т окиси углерода, более 60 млн. т различных углеводородов, 190 млн. т диоксида серы, свыше 60 млн. т оксида азота и до 310 млн. т мелкодисперсных аэрозолей. Производство электрической и тепловой энергии на базе органического топлива является, таким образом, значительным по масштабам источником материального обмена с внешней природной средой и не только в районах расположения ТЭС, но и биосферы в целом, нарушая установившийся баланс круговых процессов. Нарушение баланса отмечается не только по вредным веществам (оксида серы, азота и др.), но и по углекислому газу. Большую тревогу вызывают огромные безвозвратные потери кислорода из атмосферы. Этот дисбаланс с увеличением масштабов производства электроэнергии на базе органического топлива может, как теперь многие считают, в отдаленной перспективе привести к значительным экологическим последствиям для всей нашей планеты.

По американским данным, ТЭС мощностью 1000 МВт, сжигая уголь, выбрасывает в течение года: 1100 т SO_x, 350 т N_2O_x, 72 500 т CO_2, 94 т CO, 300 т твердых частиц, $1{,}35 \cdot 10^{12}$ Дж дымовых газов; повышается теплота от конденсата ($4{,}05 \times \times 10^{12}$ Дж) и радиоактивность ($2{,}59 \cdot 10^2$ Бк, см. п. 1.3.1).

В СССР разработаны суммарные или обобщающие показатели вредности для различных видов органического топлива, которые позволяют в относительных единицах оценивать совместное токсическое воздействие на природу различных продуктов сгорания (табл. 4.2).

Как видно из таблицы, наибольшей суммарной вредностью обладает мазут с содержанием серы 3,5%. Он же наиболее вреден и по выбрасываемой пятиокиси ванадия. Наиболее же чистое топливо — природный газ.

Особенно пагубное влияние на природную среду оказывают

Таблица 4.2. **Сравнительные данные вредности различных видов органического топлива**

Топливо	Относительные слагаемые вредности, отн. ед.				Суммарная вредность, отн. ед.
	Зола	SO_2	NO_2	V_2O_5	
Природный газ	—	—	4,07	—	4,07
Кузнецкий уголь	0,26	1,82	6,66	—	8,74
Мазут S^p=0,5%	—	0,76	6,41	1,91	9,08
Донецкий уголь АШ	0,46	3,71	6,90	—	11,07
Назаровский уголь	0,33	3,87	7,56	—	11,76
Мазут S^p=1%	—	1,53	6,41	3,82	11,76
Донецкий уголь Т	0,38	5,48	6,86	—	12,72
Сланцы	2,59	8,57	8,16	—	19,32
Мазут S^p = 2,5%	—	3,82	6,41	9,54	19,77
Подмосковный уголь	1,12	14,58	7,26	—	22,86
Мазут S^p = 3,5%	—	5,34	6,41	13,36	25,11

выбросы сернистого и серного ангидридов (оксиды серы SO_2 и SO_3), получающихся в процессе сжигания серосодержащих топлив. При соединении их с водой они образуют сернистую и серную кислоты, которые, оседая на землю (обычно в виде солей), наносят вред растениям, подкисляют осадки и почву, ускоряют процесс коррозии материалов, вызывают и обостряют заболевание дыхательных путей человека и животных, а также атеросклероз и связанные с ним заболевания коронарных сосудов сердца и др. Медики считают, что содержание сернистого газа в атмосфере в количестве 400—500 мг/м^3 представляет опасность для жизни человека.

В СССР месторождения углей с высоким содержанием серы расположены в основном в европейской части страны, где и сжигается до 75% этого топлива. Самоочищение атмосферы от выбросов сернистого ангидрида происходит в результате его окисления озоном или кислородом воздуха при воздействии ультрафиолетового излучения, поглощения растительностью и некоторых других природных явлений. Эффект самоочищения атмосферы повышается по мере снижения концентрации выбросов. Для этого последние следует по возможности больше рассеять, что в известных пределах достигается путем использования высоких (до 350 м и более) дымовых труб. Однако в результате использования таких труб общая масса вредоносных отходящих газов, естественно, не уменьшается и нередко вокруг ТЭС можно наблюдать плачевные последствия их воздействия на древесную растительность. Поэтому наравне с высокими дымовыми трубами, позволяющими уменьшить концентрацию сернистого ангидрида вблизи ТЭС, используются различные методы по уменьшению самой массы выбрасываемого вреднейшего вещества. В числе этих методов имеются такие, как предварительное извлечение серы в результате механического или химического обогащения топлив, связывание серы в процессе сжигания топлива, более глубокая очистка дымовых газов и др.

В настоящее время для очистки топлива (жидкого и твердого) от сернистых соединений получает распространение газификация его с одновременным удалением серы и ее соединений. Этот способ состоит из ряда процессов перевода топлива в газообразное состояние путем неполного окисления при высокой температуре с одновременным удалением вредных примесей, выступающих в качестве побочных продуктов и имеющих товарное значение (элементарная сера, концентрат ванадия и др.).

В составе газовых выбросов ТЭС имеются также окислы азота, минимальные дозы которых в воздухе раздражающе действуют на органы дыхания, разрушают оборудование и материалы, способствуют образованию смогов. О токсичности оксидов азота свидетельствует тот факт, что разовая предельно допустимая концентрация (ПДК) для диоксида азота почти в 6 раз

меньше, чем аналогичный показатель для сернистого ангидрида. Оксид азота, и в частности диоксид, как видно из табл. 4.2, образуются из всех видов топлив. Концентрация их в дымовых газах определяется главным образом режимом и организацией топочных процессов, в частности концентрацией кислорода в зоне горения и температурой процесса. Изменяя эти параметры, можно регулировать количество азота, образующегося в топках и камерах сгорания теплоэнергетических установок.

Оксиды азота можно удалять и из дымовых газов с последующей переработкой их в товарные продукты (азотную кислоту, концентраты оксидов азота и азотнокислые соли).

В результате сжигания на ТЭС твердого органического топлива образуются зола и шлак. В 1980 г. эти отходы составили на электростанциях Минэнерго СССР около 100 млн. т, из которых 82 млн. т — зола и 18 млн. т — шлак. Предполагается, что в СССР площадь золоотвалов с 115 км^2 в 1971 г. может возрасти к 2000 г. до 1000 км^2. Сегодня в отвалах скопилось свыше 1 млрд. т золы.

В настоящее время все котлоагрегаты ТЭС, сжигающие уголь, снабжаются высокоэффективными золоуловителями, среди которых наиболее распространенными являются электрофильтры. Ими сегодня снабжаются практически все котлоагрегаты, работающие на угле, паропроизводительностью не менее 640 т/ч. В электрофильтрах запыленный газ движется в каналах, образованных осадительными электродами, между которыми расположены на определенных расстояниях друг от друга коронирующие электроды. К электродам подводится постоянный ток высокого напряжения (плюс — к осадительным электродам, минус — к коронирующим). При достаточной напряженности электростатического поля происходит ионизация дымовых газов и частички золы получают заряд, обычно отрицательный. В расположенные под электрофильтрами бункера зола удаляется периодическим встряхиванием электродов. Эффективность очистки газов от твердых частиц подобными фильтрами достигает 99,5—99,9%.

Значительный эффект в снижении выбросов вредных веществ может быть получен также за счет уменьшения удельного расхода топлива на электростанциях. В этом случае получается двойной эффект: экономится топливо и существенно уменьшаются выбросы от его сжигания.

Зола в зависимости от вида топлива, метода его сжигания и способа удаления из топки котла в ряде случаев представляет собой ценное сырье для промышленности строительных материалов и сельского хозяйства (известкование кислых почв и удобрение). Такого рода зола получается, например, при сжигании углей Канско-Ачинского бассейна.

Рассмотренные количественный и качественный аспекты воз-

действия выбросов ТЭС в биосферу справедливо указывают на необходимость предотвращения дальнейшего расширения и усложнения этой экологической проблемы. Следует, однако, помнить, что доля теплоэнергетики во всех суммарных примесных выбросах в атмосферу, определяемых современным уровнем научно-технического прогресса, составляет всего 27—30%. В то же время доля антропогенных выбросов по сравнению с суммарным воздействием (природным и искусственным) составляет (по оценке США) по оксидам серы 22—55%, оксидам азота — 3—6%, оксиду углерода — 60—90%, другим оксидам углерода — 15—30%, пыли, саже и твердым частицам — 15—50%. Таким образом, сегодня антропогенные выбросы ТЭС составляют значительную долю суммарных выбросов в атмосферу.

И все же в глобальном масштабе современный уровень потребления энергоресурсов и последствия их использования существенно ниже уровней, определяемых предельно допустимыми концентрациями вредных веществ.

Тепловое загрязнение. Выделение теплоты в биосферу в большей или меньшей мере свойственно как тепловым и атомным, так и гидравлическим электростанциям. Оно является одним из основных факторов взаимодействия электростанций с атмосферой и гидросферой и происходит на всех стадиях превращения энергетических источников в электрическую энергию.

Суммарное выделение теплоты на ТЭС определяется двумя слагаемыми: теплотой, отводимой в конденсаторах турбин, и различными потерями теплоты, определяемыми несовершенством процесса сжигания топлива, технологической схемы и тепловой изоляции отдельных элементов электростанции, т. е. интенсивность тепловых сбросов зависит от используемого термодинамического цикла и тепловой схемы электростанции. Считается, что при этом отводится от половины до двух третей всего количества теплоты, получаемой от сгорания органического топлива, что эквивалентно 35—40% энергии используемого топлива.

Теплота конденсации отводится от отработавшего пара турбин в конденсаторах и передается системе технического водоснабжения (СТВС), которая может быть как прямоточной, так и оборотной. При прямоточной СТВС теплота конденсации передается проточной воде рек и озер, при оборотной — циркуляционной воде, охлаждаемой в прудах (водохранилищах)-охладителях или атмосферным воздухом при распылении в градирнях.

Утверждается, что для конденсации пара на каждую турбину типа К-300-240 требуется до 10 $м^3/с$ воды, а для турбины К-800-240 — уже 22 $м^3/с$. Экстраполируя последнее значение расхода воды на требуемое ее количество для ТЭС мощностью 4000 МВт, получаем уже расход такой реки, как, скажем, Москва-река в створе подмосковных Тарус.

Независимо от вида СТВС выходящая из конденсатора теплая вода (30—35° С) вносит в используемый водоем или водоток большое количество теплоты и создает его так называемое тепловое загрязнение. Такого рода загрязнение воздействует на биологические и химические процессы, определяющие жизнедеятельность растительных и животных организмов, населяющих водоемы и водотоки в зоне сброса теплой воды, и нередко приводит к их гибели, интенсивному испарению воды с поверхности водоемов, изменению гидрологических характеристик стока, повышению растворимости пород в ложах водоемов, ухудшению их санитарного состояния, изменению микроклимата в прилегающих районах и вследствие всего этого расценивается как явление сугубо негативное.

Для устранения этого явления необходимо, чтобы тепловые сбросы по современным санитарным нормам не вызывали повышения собственной температуры водоема более чем на 5° С в зимнее время и 3° С в летнее.

С другой стороны, охлаждающая система должна быть достаточно экономичной, что в основном определяется температурой воды на входе в конденсатор. С этой точки зрения, а также из-за малых удельных капитальных вложений наиболее экономичны прямоточные системы охлаждения. Однако использованию прямоточных систем в ряде случаев препятствует ограничение предельной установленной мощности ТЭС, возникающее из-за требования обеспечения приемлемых условий водопользования или рыборазведения в непосредственной близости от выпуска нагретой охлаждающей воды. Поэтому большее распространение сейчас получают оборотные системы охлаждения с водохранилищами-охладителями или градирнями.

Использование водохранилищ в этом случае выгодно с точки зрения затрат, но в них, так же как и при использовании прямоточных систем, не всегда удается создать приемлемый тепловой режим.

Системы с градирнями требуют бóльших затрат (в 1,5—2 раза), чем с водохранилищами, но их применение позволяет резко сократить сбросы подогретой воды в водоем. Большим достоинством градирен является также относительно небольшая площадь, необходимая для них по сравнению с водохранилищами. Так, при создании водохранилища для КЭС мощностью 1 млн. кВт затапливается водой поверхность земли (чаще всего ценная пойменная), равная 4—5 км^2, что для условий сооружения в черте города совершенно неприемлемо.

Нужно также иметь в виду, что водохранилищам ТЭС присущи и некоторые другие негативные воздействия на окружающую среду, свойственные водохранилищам ГЭС.

Вместе с тем при использовании оборотной системы водоснабжения повышение температуры в водохранилищах-охлади-

телях ТЭС в определенных условиях может оказаться для народного хозяйства экономически вполне оправданным и по другим соображениям. Известно, например, что в средней полосе СССР такие водохранилища можно заселять теплолюбивыми растительноядными рыбами, обеспечивающими питательную продукцию 25—30 ц/га в год. Подогретая вода может использоваться также для подогрева теплиц и т. п.

Вместе с тепловым загрязнением водоемов наблюдается, как было отмечено выше, тепловое загрязнение атмосферы различными потерями теплоты в тракте превращения органического топлива в электроэнергию. Наибольшее значение этих потерь наблюдается в уходящих продуктах сгорания топлива (до 10% общих потерь теплоты на ТЭС).

Косвенно на тепловое загрязнение атмосферы влияют и выбросы углекислого газа. Повышение концентрации CO_2 в атмосфере вызывает парниковый эффект. Сущность его заключается в том, что насыщенный углекислотой воздух, хорошо пропуская солнечную радиацию, задерживает тепловое излучение Земли. В результате среднегодовая приземная температура может повыситься до такого значения, при котором нарушится устойчивость существующего климата. Возникнет изменение режима осадков и испарений, отступит выше снеговая линия, появится таяние ледников, изменится циркуляция между атмосферой и океаном. Словом, произойдет такое изменение условий существования, к которому человечеству будет трудно приспособиться.

Можно предполагать, что парниковый эффект уже наблюдается: как отмечает газета «Лос-Анджелес таймс», в 80-х годах температура воды в Мировом океане ежегодно повышалась на 0,04° С, а уровень воды возрастал на 2,1 мм. Видимо, не случайно в этот период отмечено пять самых жарких лет и теплых зим в истории человечества во многих крупных регионах планеты.

Ученые утверждают, что при сохранении нынешней технологии производства электроэнергии и темпов ее развития опасность появления указанных последствий концентрации CO_2 может возникнуть уже к середине нового столетия.

Загрязнение сточными водами. Агрессивность и вредное влияние на водотоки и водоемы (особенно) теплой воды значительно усиливается одновременным ее отравлением сбросами загрязненных стоков ТЭС. К таким водам относятся: воды водоподготовительных установок, воды, загрязненные нефтепродуктами, отработавшие растворы после химической очистки теплосилового оборудования и его консервации, воды от обмывок котлов, воды систем гидрозолоудаления, коммунально-бытовые и хозяйственные воды и др. Подобные сточные воды нарушают эко-

логическое равновесие водоема и губительно влияют на его флору и фауну.

Отклонение от равновесного состояния вызывает ответные процессы водоема (самоочищение), стремящиеся привести его в оптимальное состояние.

Процессы самоочищения водоемов зависят от гидробиологической и гидрохимической обстановки в них, определяемой температурой воды, минералогическим составом примесей, концентрацией кислорода и вредных примесей, затрудняющих протекание процесса самоочищения. Особенно большое значение при этом имеет кислородный режим водоемов, играющий большую роль в минерализации органических веществ.

Таким образом, производство электрической и тепловой энергии на современных теплоэлектростанциях является уникальным по масштабам материального и энергетического обмена с внешней средой как в районах расположения ТЭС, так и далеко за их пределами.

Взаимодействие теплоэлектростанций с окружающей средой (см. рис. 4.1) является неизбежным следствием присущей им современной технологии энергопроизводства. При этом количественные показатели различных взаимодействий зависят от типа ТЭС, их совершенства, вида потребляемого топлива и технологий его сжигания.

Следует, кроме того, отметить, что каковы бы ни были достигнутые успехи в снижении указанных воздействий тепловой энергетики на окружающую среду, одно воздействие будет непрерывно усиливаться по мере возрастания потребления энергетического топлива. Речь идет об изъятии тепловыми электростанциями кислорода из атмосферы. Масштабы этого воздействия огромны — $6 \cdot 10^9$ т на каждые 1000 МВт установленной мощности.

4.2.2. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ПРИРОДНАЯ СРЕДА

Радиоактивные отходы и обеспечение радиоактивной безопасности. До последнего времени человечество не имело приемлемой альтернативы по устранению вредного загрязнения биосферы тепловыми электростанциями. Только при появлении и развитии ядерной энергетики появилась реальная возможность снизить интенсивность такого загрязнения при соблюдении общих высоких темпов развития энергетики.

Между тем воздействие атомной энергетики на окружающую среду по своим видам ничем не отличается от подобного воздействия тепловой энергетики. И там, и тут *наблюдается отчуждение земельных площадей, водопотребление на собственные нужды станций, происходит химическое, тепловое и радиоактивное загрязнение среды.* Однако имеется и существенное различие,

АЭС образуется большое количество потенциально опасных искусственных радиоактивных веществ, что не свойственно ТЭС. При этом основная часть радиоактивных отходов ядерно-энергетического цикла (ЯЭЦ) обладает высокой удельной активностью, а некоторые их радионуклиды имеют большие периоды полураспада (более 1000 лет). Отметим, что время распада некоторых радиоактивных веществ до допустимой удельной активности может длиться многие тысячелетия. Так, например, радиоактивный изотоп ^{90}Sr, имея период полураспада 27,7 года, полностью распадается до нормированной активности за 600 лет.

Отметим, что при производстве 1 ГВт·год электроэнергии образуется примерно $3 \cdot 10^8$ Ки радиоактивных отходов. Ки (кюри) — единица измерения активности радионуклида. Один кюри есть активность радионуклида в источнике, в котором происходит $3{,}7 \cdot 10^{10}$ актов распада (спонтанных переходов из определенного ядерно-энергетического состояния радионуклида) в секунду. В системе СИ в качестве единицы активности радионуклида принят беккерель (Бк), который определяется как один распад в секунду. Таким образом, 1 Ки$=3{,}7 \cdot 10^{10}$ Бк.

Для измерения биологического воздействия ионизирующего излучения на вещество служит так называемая поглощенная доза — средняя энергия, переданная излучением единице массы вещества. В качестве единицы поглощенной дозы принят грэй (Гр): 1 Гр=1 Дж/кг.

Повреждение ткани связано не только с количеством поглощенной энергии, но и с ее пространственным распределением. Для учета этого обстоятельства вводится понятие эквивалентной дозы ионизирующего излучения, в качестве единицы которой в системе СИ служит зиверт (Зв). В старой системе единиц аналогичной единицей служит бэр: 1 Зв= =100 бэр, 1 бэр=0,01 Дж/кг. Бэр и грэй имеют одинаковую размерность.

Учитывая перспективу развития ядерной энергетики до 2000 г., специалисты ожидают, что к этому времени активность отходов, требующих переработки и захоронения, может достигнуть во всем мире 10^{12} Ки. Для сравнения укажем, что в настоящее время в результате испытаний атомного оружия в атмосфере Земли накопившаяся активность ^{90}Sr составляет около 10^7 Ки, а смертельная доза облучения для человека равна 600 бэр (6 Зв).

Само ядерное топливо (^{235}U) практически не представляет радиационной опасности, поскольку суммарная активность урана при полной загрузке современного реактора даже с учетом обогащения примерно на 3% не является слишком большой. Кроме того, у урана практически отсутствует опасное γ-излучение.

продукты ядерного распада, по своей активности в миллиарды раз превосходящие активность урана перед началом работы. Эти продукты представляют основную потенциальную опасность для окружающих.

Для предотвращения опасного распространения продуктов распада ядерного топлива в атмосфере и по помещениям АЭС, вводится несколько защитных барьеров. Сначала ядерное топливо формируется в брикеты — материал, матрицы которого удерживают большую часть продуктов деления. Брикеты в свою очередь размещаются в герметичной тонкостенной металлической оболочке твэлов, способной длительное время противостоять высоким температурам и давлению газообразных осколочных элементов (радионуклидов инертных газов — ксенона, криптона, а также иода). Если все же произойдет хотя бы незначительная утечка продуктов деления из твэлов вследствие возникших в них неисправностей (что само по себе мало вероятно), то на пути их дальнейшего распространения ставится второй барьер — при этом сохраняется герметичность I контура и работа его осуществляется по схеме замкнутого цикла. Этим самым исключается возможность непосредственного контакта теплоносителя I контура с внешней средой. Кроме того, I контур имеет специальную систему очистки. Чтобы еще больше исключить возможность контакта теплоносителя I контура с внешней средой, добавляют II контур, работающий также по замкнутому циклу и не сообщающийся с внешней средой. Система технического водоснабжения, предназначенная для охлаждения конденсаторов и других теплообменных устройств II контура и основанная на использовании водоемов общего пользования (реки, озера, моря), является III контуром, радиационное загрязнение которого при указанных условиях невозможно. Но и это еще не все. Реактор ВВЭР помимо корпуса окружает мощная железобетонная оболочка, способная выдержать самые сильные воздействия (ураганы, землетрясения и др.). Наконец, для безопасности населения окружающего района осуществляется защита расстоянием, т. е. АЭС размещается на некотором удалении от жилых массивов.

Чтобы каждый из указанных барьеров действовал надежно и вовремя, ядерные реакторы снабжаются различной аварийной защитой, резервными системами охлаждения, срабатывающими при внезапном повышении температуры, устройствами, удерживающими осколки радиоактивных веществ, запасными резервуарами на случай выброса радиоактивных газов. Предусматриваются и другие мероприятия для обеспечения безопасности АЭС. Все это при надлежащем уровне надежности оборудования и его эксплуатации приводит к тому, что атомные электростанции практически не оказывают загрязняющего воздействия на внешнюю среду.

Однако потенциальная опасность выброса в атмосферу значительного количества радиоактивных продуктов все же имеется. Она может возникнуть прежде всего при аварийном нарушении герметичности защитных барьеров, которые воздвигаются на пути возможного распространения радиоактивных веществ. *Радиационная безопасность АЭС для окружающей среды определяется эксплуатационной надежностью всех элементов реактора, а также эффективностью работы технологических схем, осуществляющих последующее поглощение и удаление выбрасываемых радиоактивных веществ.*

Примером этому могут служить те, хотя и немногочисленные, аварии на АЭС, которые произошли за последние годы как за рубежом (США, Англия, Франция, ФРГ), так и в СССР (Чернобыльская АЭС). Все они явились следствием некоторых конструктивных несовершенств и оказались возможными в результате наложения нескольких крайне маловероятных и поэтому непредвиденных отказов защитных барьеров и грубейших ошибок оперативного персонала. Подводя итог сказанному, подчеркнем, что совершенствование безопасности ядерной энергетики должно вестись опережающими темпами по отношению к наращиванию ее мощности.

Наведенные радиоактивные отходы. В процессе эксплуатации АЭС в реакторах большой мощности вырабатывается несколько килограммов радиоактивных продуктов распада ядер, которые при отсутствии повреждений твэлов удерживаются внутри их оболочек.

Одновременно с этим в процессе эксплуатации АЭС вне твэлов и корпусов реакторов может образоваться наведенная радиоактивность. Вещества с наведенной радиоактивностью образуют газообразные, жидкие и твердые отходы АЭС. При этом только газообразные и частичю жидкие отходы сбрасываются после соответствующей обработки из внутренних помещений АЭС во внешнюю среду.

Состав наведенных отходов и их активность определяются типом и конструкцией реактора, а также видом ядерного топлива и теплоносителя. В зависимости от масштабов этих отходов их активность варьируется в очень широком диапазоне: от нескольких милликюри до нескольких тысяч кюри. В соответствии с этим они классифицируются как низкоактивные и высокоактивные.

Газообразные отходы. Основным источником отходов этого типа для АЭС с реакторами ВВЭР является система байпасной очистки теплоносителя I контура. Отходы выделяются в баках и бассейнах выдержки и при дезактивации разного рода протечек теплоносителя и других растворов в баках выдержки.

На АЭС с реакторами РБМК основная часть газообразных

отходов выделяется из теплоносителя в конденсаторах турбин, откуда вместе с газами радиолиза воды выбрасывается эжекторами в виде парогазовой смеси в специальные камеры для первичной обработки или сжигания. Остальная часть газообразных отходов выделяется при дезактивации растворов в баках выдержки.

Дополнительным источником газообразных и аэрозольных отходов на АЭС служит вентиляция основных и вспомогательных помещений станции.

Газообразные отходы после высокоэффективной очистки и фильтрации выбрасываются в атмосферу через вентиляционные трубы с соблюдением установленных нормативов. В результате радиационное воздействие на окружающую среду у АЭС при нормальной эксплуатации в несколько сотен раз ниже, чем у ТЭС, которая в свою очередь создает дозу облучения в десятки раз меньше естественного фона.

Жидкие отходы. К радиоактивным сточным водам АЭС относятся вода от протечек радиоактивных контуров, вода от дезактивации и обмыва оборудования и помещений, стоки санитарных шлюзов, спецпрачечных и санпропускников, шламы из емкостей, кубовые остатки выпарных аппаратов.

Низконапорные воды (удельная активность до 10^{-5} Ки/л) образуются в процессе эксплуатации АЭС при ремонтах и дезактивации оборудования. Они опасны только при попадании внутрь организма человека и поэтому перед сбросами их в водоемы дезактивируются и в дальнейшем используются повторно, и лишь незначительное количество этих вод сливается в бытовую канализационную систему, при этом загрязнение от них не превышает максимальных уровней, допустимых для питьевой воды. Практикуется также подземное захоронение слабоактивных отходов в изолированные глубинные пласты.

Несколько сложнее проблема с очисткой и хранением высокоактивных жидких отходов. Трудность здесь состоит в том, что такие радиоактивные отходы не могут быть искусственно дезактивизируемы. Естественный радиоактивный распад, который для некоторых из них длится сотни и более лет, является пока что единственным средством устранения их радиоактивности.

Вследствие этого высокоактивные жидкие отходы должны надежно захороняться в специально для этого приспособленных камерах-«могильниках». Предварительно отходы подвергают отвердению путем нагрева и выпаривания, что позволяет значительно уменьшить их активность и объем. Таким образом, *жидкие радиоактивные отходы АЭС в окружающую среду не сбрасываются.*

Твердые отходы. Твердыми отходами АЭС являются вышедшие из строя части и детали оборудования и приборов (управ-

ляющие элементы, фильтры и т. п.), использованный инструмент, а также израсходованные различные материалы (бумага, тряпки, спецодежда и т. п.). Последние подвергаются обработке (сжиганию, упаковке) и как отходы низкой удельной активности складываются в специальные контейнеры, которые помещаются в хранилища твердых отходов на территории АЭС. Что касается отходов высокой удельной активности, то после предварительного хранения их в бассейнах выдержки, в течение которого они теряют значительную часть своей радиоактивности, их отправляют на длительное захоронение в централизованные могильники. Отметим, что для твердых отходов все вопросы транспортировки и хранения решаются значительно проще, чем для жидких.

Материальное загрязнение. Теплота сгорания 1 кг ядерного топлива в $3{,}0 \cdot 10^6$ раз больше, чем 1 кг условного органического топлива, или, другими словами, при сжигании 1 г урана экономится 3 т условного топлива. ТЭС мощностью 1 млн. кВт потребляют в течение года до 1500 эшелонов угля, средней теплоты сгорания, в то время как для АЭС при тех же условиях достаточно всего несколько вагонов. Отсюда следует, что материальные отходы производства электроэнергии на АЭС на несколько порядков ниже, чем на ТЭС. В этом состоит одно из основных экологических преимуществ АЭС перед ТЭС, не говоря уже о том, что практически исключается транспортировка органического топлива.

Тепловые сбросы. Тепловое воздействие АЭС на окружающую среду вследствие своей масштабности является в настоящее время одной из важнейших проблем ядерной энергетики. Оно происходит на всех стадиях ядерно-энергетического цикла — от добычи и транспортировки урановой руды до передачи энергии потребителю. Однако основное воздействие происходит при эксплуатации АЭС. Два фактора обусловливают различие в количестве тепловых сбросов АЭС от тепловых сбросов ТЭС. Первый сводится к тому, что поскольку КПД ТЭС выше, чем КПД АЭС, то по определению потери подведенной энергии (т. е. теплоты) у последних должны быть выше, чем у первых.

Другой фактор связан с принципиальным различием процессов генерации энергии на АЭС и ТЭС. На АЭС весь тепловой сброс. происходит только через ее конденсационную систему, тогда как на ТЭС часть теплового сброса (до 15% полной тепловой мощности станции) осуществляется через дымовую трубу станции непосредственно в атмосферу. В результате при одинаковой электрической мощности ТЭС и АЭС количество теплоты, сбрасываемой в окружающую среду через конденсационные системы станции, для АЭС будет больше, чем для ТЭС.

Оценочные расчеты показывают, что удельное количество теплоты, отводимой охлаждающей воде при нагреве ее в конденса-

торах паровых турбин на 8—10° С, составляет на АЭС 7,3 кДж/(кВт·ч) при расходе воды 0,17—0,20 м^3/(кВт·ч). Напомним, что для ТЭС эти показатели равны 4,3 кДж/(кВт·ч) и 0,1—0,13 м^3/(кВт·ч) соответственно. Таким образом, потребление охлаждающей воды на АЭС в 1,5—2 раза больше, чем на современных КЭС. Водоохлаждаемый реактор мощностью 1000 МВт (электр.), выбрасывающий в атмосферу при сжигании урана 65—68% тепловой энергии, потребляет 40—50 м^3/с охлаждающей воды. Поэтому на большинстве новых АЭС предусматривается установка градирен, которые при уменьшении удельного расхода охлаждающей воды отводят теплоту непосредственно в атмосферу. Уместно также отметить, что более высокий КПД АЭС с реакторами на быстрых нейтронах (40—42%) по сравнению с 32—34% на АЭС на тепловых нейтронах позволяет примерно на 1/3 сократить сброс теплоты в окружающую среду по сравнению со сбросом теплоты АЭС с водоохлаждаемыми реакторами.

На рис. 4.2 изображена схема воздействия АЭС на окружающую среду.

АЭС с перспективными реакторами. Необходимость расширения областей применения энергии и вовлечения новых источников ядерного топлива повлекла за собой усовершенствование и разработку перспективного реактора-размножителя, в котором в качестве теплоносителя используется натрий [реактор получил название быстрого натриевого (БН)], а также высо-

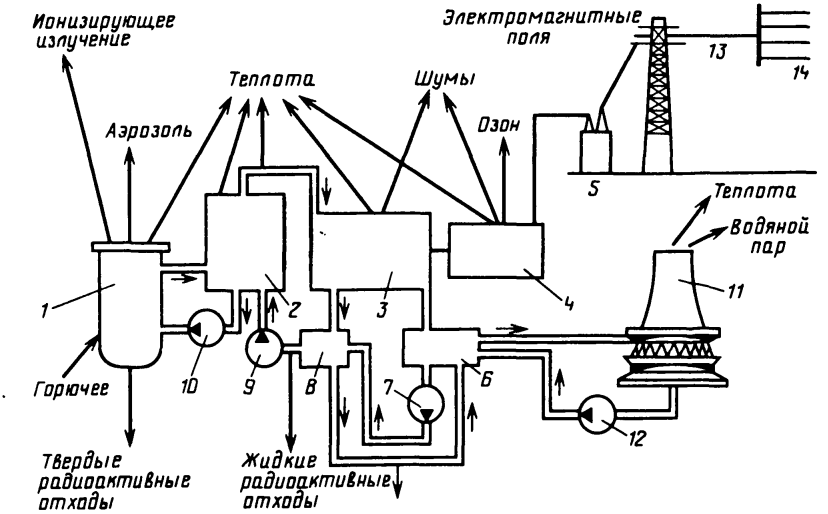


Рис. 4.2. Влияние АЭС на окружающую среду:
1 — реактор; *2* — парогенератор; *3* — турбина; *4* — генератор; *5* — подстанция; *6* — конденсатор; *7* — конденсаторный насос; *8* — регенеративный водоподогреватель; *9* — питательный насос; *10, 12* — циркуляционные насосы; *11* — градирня; *13* — линия электропередачи; *14* — потребители электроэнергии

котемпературного газоохлаждаемого реактора (ВТГР), в котором первичным теплоносителем является газ (гелий).

С точки зрения обеспечения радиационной безопасности ни тот ни другой реактор новых проблем не создает. Однако частности все же имеются.

В реакторе БН в результате большей глубины выгорания топлива на единицу его мощности накапливается большее количество продуктов деления, чем в реакторах на тепловых нейтронах. Следовательно, биологическая защита на быстрых нейтронах должна быть более массивной. Высокие требования предъявляются и к герметичности I и II контуров, где циркулирует натрий, который дает бурную реакцию при соприкосновении с водой, что может привести к пожару.

Реактор ВТГР предназначается для работы в таких отраслях промышленности, где нужны более высокие температуры (около 1000° С), чем те, которые могут обеспечить ныне эксплуатируемые типы реакторов (черная металлургия, химическая, производство водорода и др.). Реактор ВТГР — это принципиально новая, еще не созданная для широкого практического использования установка. Так, конструкция твэлов его такова, что продукты деления ядерного топлива сравнительно легко могут диффундировать при совершенно ненарушенной структуре микросфер и матриц. Отсюда по-другому решается проблема защиты окружающей среды и технологического контура от продуктов деления. Кроме того, дополнительную сложность обеспечения радиационной безопасности создает образующийся в процессе работы реактора тритий, поскольку при выгорании топлива более 90% его попадает в теплоноситель. Тритий может попасть также в продукцию, вырабатываемую на ядерной энерготехнологической установке. Необходимо учитывать также, что ВТГР при использовании в системе мощных технологических комплексов дислоцируются, как правило, в промышленных центрах.

Достаточного опыта промышленной эксплуатации реакторов БН большой мощности и тем более реакторов ВТГР пока нет ни у нас, ни в какой-либо другой стране. Однако на основании знания основных технических характеристик и проектных данных перспективных реакторов специалисты утверждают, что АЭС с такими реакторами будут работать с меньшими радиоактивными выбросами, чем выбросы ВВЭР или РБМК. Вместе с тем возникают дополнительные проблемы обеспечения радиационной безопасности, связанные, в частности, с необходимостью захоронения таких вырабатываемых изотопов, как T, ^{41}Ar, Am и др.

Следует особо остановиться на тритии, поскольку своим появлением в окружающей среде он обязан не только реактору ВТГР, но и термоядерному реактору. Для последнего тритий является единственным радиоактивным отходом,

получающимся в процессе нормальной работы реактора и воздействующим на окружающую среду.

Тритий — сверхтяжелый изотоп водорода с периодом полураспада 12,3 года. В природе образуется главным образом из атмосферного азота под действием нейтронов космических лучей и имеет в ней ничтожно малое распространение. Тритий в термоядерном реакторе используется как горючее (d—t реакция), которое искусственно получают по ядерной реакции при облучении лития медленными нейтронами.

Утечки трития при нормальной эксплуатации реактора определяются диффузионным проникновением его через стенки систем, содержащих тритий, через неплотности контуров (запорная арматура, фланцевые соединения) и при ремонтных работах с тритий-содержащими системами. Чтобы обеспечить современные стандарты безопасности АЭС (годовая доза 5 мбэр), утечку трития из системы термоядерного реактора в атмосферу необходимо ограничить до значений не более 10^{-4} — 10^{-5}% общего содержания в сутки, или в абсолютных единицах — не более 10—20 Ки/сут. Такое жесткое ограничение утечки трития находится на пределе современных технических возможностей, но так или иначе оно осуществимо. Активный тритий термоядерного цикла опасен только в случае аварийного выброса его в атмосферу, но многочисленные барьеры, предусмотренные в конструкции реактора, этому препятствуют.

Таким образом, управляемый термоядерный синтез как источник энергии имеет значительные преимущества перед всеми реакторами, работающими на основе деления ядер. К числу их следует прежде всего отнести отсутствие в качестве отходов ядерно-энергетического цикла высокоактивных долгоживущих продуктов деления, требующих надежного захоронения. Топливо термоядерного реактора — дейтерий и тритий — полностью сгорает, и в качестве основных отходов цикла остаются активированные ядра в конструкциях реактора, захоронить которые значительно проще и дешевле.

Концепция приемлемого риска. Ядерная энергетика в современных условиях является, несомненно, прогрессивной технологией и поэтому должна развиваться. Вместе с тем с целью создания максимальной радиационной безопасности она требует обеспечения таких условий своего функционирования, при которых доза возможного облучения будет настолько низкой, насколько это возможно обеспечить современным состоянием научно-технического прогресса при учете экономических и социальных факторов.

Таким образом, с одной стороны, необходимо до минимума свести уровень облучения, что требует исключения из сферы производства практического применения источников радиационного излучения. С другой стороны, следует всемерно развивать ядерную энергетику, без которой на основе достижений научно-технического прогресса немыслимо дальнейшее экономическое и социальное развитие страны.

Разрешение этого своеобразного противоречия возможно на основе определения такого приемлемого значения риска быть облученным, нарушение которого привело бы к появлению трагического последствия. Иначе говоря, регламентация допустимых пределов облучения должна базироваться на концепции приемлемого риска.

В современных условиях вся жизнедеятельность человека связана с определенным риском появления трагического исхода от воздействия на него различных факторов окружающей среды или среды производственной деятельности. Степень риска при этом определяется вероятностью наступления рокового события, которую достаточно точно можно выявить на основе статистических данных. Для оценки пагубных влияний на здоровье человека указанных факторов численно риск выражают числом смертельных исходов за определенный промежуток времени.

Критерий приемлемости риска формулируется следующим образом: *риск, вносимый применением новой техники, может считаться социально приемлемым, если одним из конечных полезных эффектов использования новой техники будет снижение суммарного риска, которому подвергнутся люди.* Если окажется, что дополнительный риск, вносимый новой техникой, не компенсируется дополнительным снижением уровней других рисков и суммарный риск в итоге возрастает, разумно считать его социально неприемлемым и ввести дополнительные меры безопасности или воздержаться от широкого применения новшества. Тогда целесообразность развития строительства АЭС взамен ТЭС будет обсуловлена тем, что уровень риска для окружающего населения от ТЭС значительно больше, чем от АЭС.

В литературе приводятся данные об уровнях риска смерти, обусловленные производственными причинами и свидетельствующими о том, что они колеблются для промышленности США и Великобритании в довольно широких пределах: от 10^{-6} (швейная и обувная промышленность) до 10^{-2} (производство горючего газа) смертельных исходов на человека в год. Утверждается также, что риск смерти от загрязнения атмосферного воздуха выбросами ТЭС (на угле и нефти) составляет $2 \cdot 10^{-5}$ на человека в год; риск смерти от отравления выхлопными газами автомобилей в промышленно развитых странах $5 \cdot 10^{-6}$, а риск смерти от курения дает значение $5 \cdot 10^{-11}$ на человека в год. Указывается далее, что на основе анализа имеющихся статистических данных риск смерти $5 \cdot 10^{-4}$ на человека в год можно рассматривать как социально приемлемый риск, обусловленный промышленными факторами. Это значение соответствует риску смерти от болезней в возрасте примерно 30 лет, т. е. когда он минимален (риск смерти, обусловленный различного рода заболеваниями и старением, составляет 10^{-2} смертельных исходов на человека в год).

Интересно, что психологи утверждают: человек считает себя в полной безопасности, если степень риска, т. е. степень опасности наступления для него рокового события, составляет 10^{-6} или если вероятность наступления его — не более одного шанса из миллиона. При проектировании ядерных реакторов принимается индивидуальная степень риска не выше 10^{-7}. Это значит, что для человека значительно опаснее пользоваться самолетом (степень риска $9 \cdot 10^{-6}$) или поездом ($4 \cdot 10^{-6}$), чем находиться вблизи АЭС. Это полностью подтверждается статистическими данными практической эксплуатации АЭС.

В заключение подчеркнем, что в целом есть все основания считать, что существующие методы предотвращения распространения газообразных, жидких и твердых отходов АЭС гарантируют выполнение требований и норм безопасности для окружающей среды. В отличие от классической тепловой энергетики ядерная энергетика в процессе эксплуатации всех типов реакторов АЭС не образует веществ, принципиально не свойственных биосфере, и не способствует увеличению концентрации углекислого газа, сернистого ангидрида и других веществ.

Однако авария на IV блоке Чернобыльской АЭС (26.04.86), последствия которой еще и сейчас полностью не устранены, явилась суровым и грозным напоминанием о важности всех факторов, обеспечивающих гарантированную безопасность эксплуатации ядерных источников энергии (технических, организационных, управленческих и кадровых). В ядерной энергетике, концентрирующей гигантское количество радиоактивных веществ, обеспечение ядерной и радиационной безопасности всегда должно стоять на первом месте как при разработке проектов и конструкций оборудования, так и при сооружении, а особенно при эксплуатации АЭС.

В связи с интенсивным развитием ядерной энергетики в стране Верховный Совет СССР в 1989 г. создал специальный Государственный комитет СССР по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и атомной энергетике, с целью организации безопасной эксплуатации АЭС. Создано также союзное Министерство атомной энергетики и промышленности.

Все возрастающее значение приобретает движение общественности страны за усиление безопасности ядерной энергетики. С этой целью создаются различные неформальные организации.

4.2.3. ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ПРИРОДНАЯ СРЕДА. ВОЗДЕЙСТВИЕ ВОДОХРАНИЛИЩ ГЭС НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ

Технологический процесс производства гидроэнергии экологически безвреден. При нормальном состоянии оборудования ГЭС отсутствуют какие-либо вредные выбросы во внешнюю среду. Но создание крупных водохранилищ ГЭС на равнинных реках (СССР — единственная страна в мире, где осуществлено массовое строительство мощных ГЭС на таких реках) практически всегда влечет за собой ряд изменений в природных условиях и объектах народного хозяйства затрагиваемой территории. Эта территория может быть очень обширной. Так, Куйбышевское водохранилище, имеющее площадь зеркала при НПУ 6450 км^2, находится в пределах 25 районов двух областей и трех автономных республик. Общая площадь затопления существую-

Таблица 4.3. **Влияние некоторых гидроузлов на развитие сельского хозяйства**

Гидроузел	Площадь сельхозугодий, тыс. га	
	затапливаемых	получаемых за счет орошения и защиты от наводнений
Рогунский	6	300
Шамхорский	6,2	75
Днестровский	5	468
Токтогульский	21,2	400
Бурейский	3,4	35

щими и строящимися водохранилищами по данным Института географии Академии наук СССР составляет в нашей стране 75 тыс. км^2 [т. е. несколько меньше, чем территория Португалии (90 тыс. км^2)].

Воздействие крупных водохранилищ на природные условия больших территорий очень многообразно. Оно может быть как положительным, так и отрицательным.

Положительное значение водохранилищ как регуляторов стока распространяется на территории значительно бо́льшие, чем те, на которых оно располагается. Так, энергетический эффект регулирования стока проявляется не только в тех энергосистемах, в которых работает данная ГЭС, но при достаточно высокой ее мощности и в их объединении. Орошение земель и защита плодородных угодий от наводнений, осуществляемые с помощью водохранилищ ГЭС, охватывают площади, в ряде случаев значительно превышающие площади затоплений (табл. 4.3).

Орошение земель, осуществляемое с помощью Волгоградского водохранилища, охватывает огромную территорию Заволжья и Прикаспийской низменности. Однако нередко естественные неуправляемые процессы, происходящие в водохранилищах, приводят к неблагоприятным последствиям, иногда достаточно широкого плана.

Различают прямое и косвенное воздействие водохранилищ на окружающую природу. Прямое воздействие проявляется прежде всего в постоянном и временном затоплении и подтоплении земель. Большая часть этих земель относится к высокопродуктивным сельскохозяйственным и лесным угодьям. Так, сельскохозяйственные земли, затопленные водохранилищами Волжско-Камского каскада ГЭС, составляют 48% всей затопленной территории, причем некоторые из них расположены в пойменной зоне, отличающейся высоким плодородием. Около 38% затопленных земель составили леса и кустарники. В пустынной и полупустынной зонах 3/4 всех затопленных земель приходится на пастбища.

Удельная площадь затопления, т. е. отношение

площади, зеркала водохранилища ГЭС к ее установленной мощности, колеблется в очень широких пределах. Так, для Цимлянского водохранилища ее значение составляет 16,4, а для Нурекского — всего 0,05. В общем случае *энергетическая эффективность затопления будет выше там, где указанный показатель ниже*, т. е. при отсутствии специальных мероприятий по уменьшению акватории водохранилищ — в горной местности.

Зоны подтопления образуются в результате подъема грунтовых вод и приводят к заболачиванию земель, подтоплению различных сооружений и населенных пунктов и к связанному с этим ухудшению санитарных условий местности.

Сооружение крупных водохранилищ приводит, кроме того, к созданию условий возникновения или повышения сейсмической активности в прилегающих к ним районах.

Три наиболее мощных возбужденных (искусственных) землетрясения, возникших во время затопления водохранилищ и на начальной стадии их эксплуатации, произошли в Кренасте (Греция), Карибе (Замбия), Койне (Индия). Сила наибольших толчков составляла от 7 до 9 баллов по шкале Рихтера. Землетрясения привели к трагическим последствиям — значительным разрушениям, повреждению плотин и человеческим жертвам. Следует заметить, что водохранилище Кариба (по объему и высоте плотины оно чуть меньше нашего Братского) расположено в несейсмической зоне.

Известны случаи землетрясения при заполнении водохранилища Нурекской ГЭС. В этом районе до постройки плотины в среднем регистрировалось 3—4 землетрясения в декаду. При заполнении водохранилища (1972 г.), когда глубина его достигла 100 м, число землетрясений возросло до 30—40 в декаду. Это потребовало замедления режима заполнения водохранилища.

Процесс регулирования стока и происходящие в связи с этим частые колебания уровня воды в водохранилище вызывают переформирование его берегов и дна, что в свою очередь сопровождается увеличением акватории водохранилища, отложением в нем размытых пород, образованием подводных отмелей и отложением взвешенных наносов.

Процесс регулирования стока приводит также к изменению гидрологического режима в обоих бьефах. Из-за увеличения зеркала водной поверхности резко возрастают потери воды на испарение, что влечет за собой заметное увеличение безвозвратных изъятий воды из реки. Изменяется собственно гидрологический режим реки. Вследствие срезки пиков половодий водохранилищами ГЭС уменьшаются уровни воды в нижнем бьефе, а сработка водохранилища в меженный период приводит, наоборот, к возрастанию расходов воды, уровней и скоростей течения в нижнем бьефе.

Изменяется температурный режим воды. Летом и

осенью температура воды в водохранилище становится ниже, чем в реке (нижнем бьефе), что приводит к более раннему ледоставу и сокращению сроков навигации, а также неблагоприятному воздействию на фауну. В зимнее время температура воды глубинных слоев водохранилища более высокая, чем в реке. Поэтому после прохождения воды через турбины ГЭС в нижнем бьефе возникают полыньи (майны), длина которых иногда достигает нескольких десятков километров.

Вследствие появления больших водных поверхностей значительно усиливаются волновые процессы, что обычно влечет за собой необходимость оснащения водного транспорта судами новых типов и усиливает процесс переформирования берегов.

В некоторых водохранилищах из-за появления мелководий происходят, как правило, неблагоприятные гидробиологические и гидрохимические процессы, влекущие за собой разложение органических веществ и цветение воды, а также ухудшение в связи с этим санитарного состояния водоема. Плохо очищенные сточные воды и малые скорости течения усугубляют это положение.

Некоторое своеобразие влияния водохранилищ ГЭС на окружающую среду вносит каскадная схема их расположения. В этом случае в зависимости от гидрологических режимов в бьефах возможно изменение качества воды. При этом возможно как положительное, так и отрицательное влияние водохранилищ. Положительное влияние вследствие появления больших объемов воды в основном связано с улучшением условий ее самоочищения, а отрицательное — с распространяющимся вниз по течению загрязнением.

Каскадное расположение водохранилищ вносит также своеобразие в формирование донных отложений и, следовательно, рельефа ложа. Количество твердого стока уменьшается к устью реки и значительно сокращается в ее дельте. Кроме того, схема обусловливает неравномерность поступления в каждое нижерасположенное водохранилище водорослей при эксплуатационных попусках.

Косвенные воздействия водохранилищ на окружающую среду изучены не так полно, как прямые, но некоторые формы их проявления очевидны и сейчас. Так обстоит дело, например, с изменением климата, проявляющимся в зоне влияния водохранилища в повышении влажности воздуха и образовании довольно частых туманов, уменьшении облачности в дневное время над акваторией и уменьшении там среднегодовых сумм осадков, изменении направления и скорости ветра, уменьшении амплитуды колебания температуры воздуха в течение суток и года.

Опыт эксплуатации отечественных вдохранилищ показывает также, что количество осадков в прибрежной зоне заметно увели-

чивается, а среднегодовая температура воздуха в зоне крупных южных водохранилищ несколько снижается. Наблюдаются изменения и других метеорологических показателей.

Изменение климата вместе с подтоплением и переформированием берегов иногда ведет к ухудшению состояния прибрежной древесной растительности и даже ее гибели.

К косвенным воздействиям водохранилищ следует отнести также появление территорий, которые становятся менее пригодными для использования в хозяйственных целях (например, острова в верхнем бьефе, осуходоленные поймы в нижнем бьефе и др.).

Нельзя также не отметить влияния создания водохранилищ на рыбное хозяйство. С одной стороны, сооружение плотины ГЭС препятствует проходу рыбы к местам нерестилищ, а с другой, требования рыбного хозяйства к режиму стока полностью противоречат задачам регулирования стока, т. е. той цели, для которой и создается водохранилище.

Конечно, было бы неправильно утверждать, что все прямые и косвенные воздействия водохранилищ ГЭС на окружающую среду (а их больше, чем здесь рассмотрено) имеют только негативную сторону. Обычно каждое из них и их совокупность обладают комплексом как отрицательных, так и положительных свойств. Так, появление в верхнем бьефе мелководий можно расценить как отрицательное явление, но оно может иметь и положительное значение, если на их месте могут быть созданы условия для разведения дикого риса, водоплавающей птицы, ондатры, нутрии и т. п. Заиление прибрежной зоны нежелательно во многих отношениях, но оно создает возможность получения высокоэффективных удобрений из ила.

Уже отмечалось, что создание водохранилищ на равнинных реках ведет к затоплению ценных земель и подтоплению промышленных предприятий и населенных пунктов. Но эти же явления обычно создают искусственные грунтовые воды, которые способствуют решению острой проблемы питьевого водоснабжения в ряде местностей. Так, после создания Куйбышевского водохранилища эксплуатационные ресурсы подземных вод увеличились более чем на 20%. Это же имело место в зоне подпора Саратовского и Волгоградского водохранилищ.

Аналогичная картина получилась в результате создания Каховского водохранилища. Нетрудно себе представить, какое это имело большое значение для бедного пресными водами юга Украины.

Каскадная схема водохранилищ ГЭС в известной мере усложняет экологические аспекты гидроэнергетики. Вместе с тем она создает на всей водной системе условия, способствующие рассредоточению промышленных предприятий, что уменьшает их концентрацию в городах, не говоря уже о громадном экономи-

ческом эффекте для страны, который получается от создания глубоководных путей для транспорта.

Нельзя также утверждать, что все негативные формы воздействия водохранилищ являются неизбежными и органическими пороками гидротехнического строительства. Многие из тех воздействий, которые проявились в практике создания и эксплуатации наших водохранилищ, явились следствием или неправильного их проектирования, или нарушения установленных правил эксплуатации. Так обстоит дело, например, с рыбным хозяйством, когда указанные выше вредные воздействия водохранилищ удается в значительной мере нейтрализовать путем правильного проектирования и надлежащего уровня эксплуатации водохранилищ. В проектах новых водохранилищ предусматривается ликвидация мелководий с помощью сооружений специальных дамб (Чебоксарская ГЭС).

Следует также отметить, что влияние водохранилищ ГЭС на окружающую среду нельзя рассматривать в отрыве от общей проблемы влияния энергетики на биосферу с учетом всех особенностей производства электроэнергии отдельными видами электростанций и расходования различных энергоресурсов. На сегодня нет никакой другой возможности удовлетворения пресной водой все возрастающих потребностей народного хозяйства и населения крупных регионов страны кроме как с помощью создания крупных водохранилищ для перераспределения речного стока.

Общая картина влияния ГЭС на окружающую среду приведена на рис. 4.3.

Влияние ГАЭС на природную среду. Воздействие гидроаккумулирующих электростанций на окружающую среду обитания

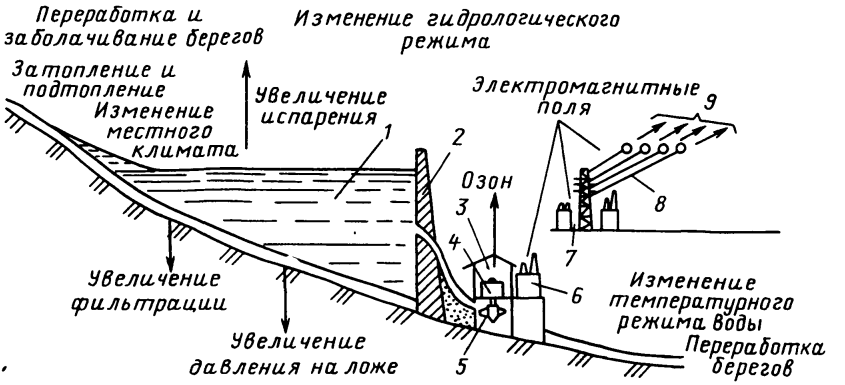


Рис. 4.3. Влияние ГЭС на окружающую среду:
1 — водохранилище; *2* — плотина; *3* — здание ГЭС; *4* — генератор; *5* — турбина; *6* — повысительный трансформатор; *7* — подстанция; *8* — линия электропередачи; *9* — потребители электроэнергии

имеет некоторое своеобразие. Основными результатами его являются:

нарушение режима грунтовых вод, а также естественного режима рек и водоемов в результате их подпора, ежесуточных гидравлических пульсаций и колебания воды в бассейнах;

гидробиологические изменения водоемов и связанный с этим ущерб рыбному хозяйству;

изъятие земельных участков в зоне создания водохранилищ и связанные с этим неблагоприятные последствия для природной среды и хозяйственной деятельности.

Уровень негативного воздействия водохранилищ ГАЭС на природную среду можно существенно снизить или компенсировать, используя наравне с рассмотренными выше режимными энергетическими достоинствами ГАЭС такие возможности, как:

использование верхнего бассейна ГАЭС в качестве водохранилища-охладителя для КЭС и АЭС; при этом температура воды благодаря ее циркуляции в соответствии с технологической схемой ГАЭС будет более низкой, чем воды, забираемой из специально сооружаемого водоема;

регулирование расходов воды в реке в критические засушливые периоды и в период особо многоводных паводков, улучшение условий жизни населения;

существенное увеличение самоочищающей способности водотока при повышенных скоростях течений;

улучшение качества воды в бассейнах благодаря ежедневным циклам аккумуляции, исключение стратификации в бассейне;

коммунальное и промышленное водоснабжение из бассейнов ГАЭС;

рекреация на побережье и акватории бассейнов;

повышение эстетической ценности ландшафта.

4.2.4. ВЛИЯНИЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ

За последние 15—20 лет исследования, выполненные в ряде стран, включая и СССР, доказывают, что электромагнитные поля, получаемые в процессе производства от различных источников, могут создать особое (электромагнитное) загрязнение биосферы. Эти поля в некоторых случаях могут привести к тяжелейшим последствиям как для живых организмов, так и для растительного мира. Вместе с тем отмечено, что, искусственно изменяя электромагнитные условия существования органического мира, можно управлять жизнедеятельностью. С этой точки зрения, видимо, не случайно, что на Марсе, Венере и Луне не находят жизнь: *там нет достаточного магнитного поля.* В то же время существует опреде-

ленная связь между магнитными бурями и состоянием больных сердечно-сосудистыми заболеваниями, а при частоте излучения свыше 27 МГц гибнет ряд растений и животных.

Не будем здесь рассматривать общую проблему промышленного электромагнитного загрязнения биосферы и ограничимся лишь обсуждением влияния на окружающую среду электромагнитных полей, образующихся вблизи воздушных линий высокого напряжения.

Передача электроэнергии от ее источников осуществляется по высоковольтным линиям (ВЛ) напряжением 35 кВ и выше. Протяженность линий переменного тока такого напряжения в СССР в 1985 г. превысила 890 тыс. км. Относительно более высокие темпы роста протяженности имеют линии 400—500 кВ. В 1985 г. протяженность линий 750 кВ превысила 4150 км. Введена в строй ВЛ напряжением 1150 кВ протяженностью 890 км.

Длительное время считалось, что ВЛ переменного тока практически не загрязняет окружающую среду, хотя такие факторы, как неизбежная потеря земли, вырубка лесов, радиопомехи и шумы, давно учитываются проектировщиками. Однако впоследствии выяснилось, что при протекании по таким линиям переменного тока промышленной частоты (50 Гц) создаваемое ими *электромагнитное поле неблагоприятно воздействует на живые организмы и растительный мир.*

Напряженность электромагнитного поля под ВЛ зависит от напряжения на ней (повышаясь с ростом последнего), а также от расстояния между проводами и точкой измерения. Экспериментально определено, что максимальная напряженность поля, получаемая под ВЛ 330 кВ, равна 3,3—3,5 кВ/м, под ВЛ 500 кВ — 7,5—8 кВ/м, а под ВЛ 750 кВ — 10—15 кВ/м.

По американским данным в США и Канаде максимальное электрическое поле (основная составляющая электромагнитных полей под ВЛ) в воздухе у земли в середине пролета ВЛ 765 кВ в США и 735 кВ в Канаде составляет соответственно 8 и 12 кВ/м (зависит от высоты подвески линий). При таких же напряжениях на подстанциях США и Канады напряженность поля не превосходит соответственно 9 и 14 кВ/м, на бельгийских и румынских трансформаторных подстанциях 400 кВ (электроустановках, предназначенных для преобразования напряжений сетей) — соответственно 13 и 25 кВ/м.

Электрическое поле индуцирует токи в теле человека и заряды на его поверхности. Исследования показывают, что поверхностный заряд концентрирует вблизи головы человека электрическое поле, которое на порядок превышает указанные выше значения у поверхности земли. При напряженности электрического поля 12 кВ/м индуктируемый ток в теле человека составляет около 0,18 мА. При прикосновении человека к нахо-

дящейся под проводами ВЛ машине на резиновом ходу эти токи возрастают в 10—30 раз и могут достигнуть 2—3 мА.

Влияние сильных электромагнитных полей промышленной частоты на человека еще мало изучено. Неблагоприятное действие на организм начинает проявляться при напряженности электрического поля, равной 1 кВ/м. Наиболее чувствительна к такому воздействию нервная система, функциональное изменение которой влечет за собой напряжение других систем организма, в частности эндокринного аппарата, а также изменение обменных процессов. Отмечены факты нарушения нормальной деятельности сердечно-сосудистой системы и нарушения чисто невралгического характера. Факт скудности животного мира под ВЛ красноречиво говорит о его источнике.

Несколько по-иному складывается влияние магнитных полей, создаваемых современными ВЛ. Специалисты утверждают, что не следует ожидать вредных воздействий их на человека, так как эти поля значительно ниже тех, в которых находится человек, пользуясь, например, бытовыми электрическими приборами.

В заключение отметим, что как практическая жизнь, так и экспериментальные исследования дают основание современным биологам, медикам, физикам говорить об экологической значимости сильных электромагнитных полей промышленной частоты. И поскольку конкретные формы влияния этих полей на организм человека, как и средств защиты от них, еще не полностью выявлены, актуальность дальнейших исследований этой проблемы очевидна.

Помимо негативных сторон влияния на окружающую среду производства и передачи электроэнергии следует отметить положительное влияние электрификации на взаимосвязь энергетики и окружающей среды. Используя современные энергоносители, электрификация выступает как источник наиболее чистой формы энергии и важный фактор развития «природосберегающих» технологий во всех отраслях производства. Концентрация тепловых энергомощностей и централизация энергоснабжения позволит освободиться от мелких, трудноконтролируемых объектов, размещать генерирующие установки в районах, удаленных от центров потребления, в связи с чем снижается их воздействие на прилегающие населенные центры. Развитие теплофикации в стране также приводит к замене мелких изолированных источников крупными теплоэлектроцентралями, оказывающими меньшее вредное воздействие на атмосферу.

Нельзя также не отметить, что в нашей стране планомерно осуществляются технические и организационные мероприятия по охране окружающей среды от воздействия на нее энергетики. Особое значение при этом имеет организация системы мониторинга, т. е. определенной системы наблюдений, оценки и

прогноза состояния окружающей энергетические объекты природной среды.

4.3. Взаимодействие общества и природной среды

В природе, как известно, не существует проблемы отходов. Они перерабатываются ею по безотходному принципу: если вещество является продуктом жизнедеятельности данного организма, то всегда найдется другой организм, способный его утилизировать. Человек давно стремится организовать процесс производства по безотходной технологии, используя этот закон природы. Но одна она проблемы охраны окружающей среды от загрязнения и истощения сегодня решить не в состоянии. Необходимо, очевидно, чтобы развитие человечества сейчас и в ближайшем будущем было согласовано с допустимыми нагрузками на биосферу, чтобы темпы роста воздействия на нее были согласованы с ее возможностями самоочищаться, по крайней мере, с возможным ростом ее адаптационных возможностей. Необходима экологизация всей деятельности человека, т. е. ее перестройка на основе понимания законов и требований природы. Иначе говоря, следует перейти от потребительского отношения к природе к сотрудничеству с ней, строить свою хозяйственную деятельность в соответствии с возможностями природы. Человек не должен ставить себя в отношении к природе в положение «завоевателя», не заботящегося о последствиях своей деятельности. Природу побеждает тот, кто ей повинуется.

Поскольку безотходное производство, т. е. идеальное условие содружества с природой, пока создать не удается, а снижение хозяйственной деятельности без соответствующего изменения количества или структуры конечного продукта в нынешних условиях невозможно, для уменьшения антропогенного воздействия на природу остается единственный путь — *развитие природоохранных мероприятий и рационализация использования природных ресурсов.* Решение этой проблемы в наше время возможно лишь на основе современных достижений науки и техники. Сами по себе эти достижения, являющиеся следствием объективных законов развития материи, не носят классового характера, но стимулы научно-технического развития, условия его существования, цели и характер использования достижений науки и техники определяются социальной системой государства, его строем. Проблема загрязнения окружающей среды и ее охраны (экологическая проблема) является прямым следствием научно-технического прогресса и не может быть нейтральной в социально-классовом смысле, не существовать вне любых общественных формаций. Она проявляется в специфических формах, определяемых конкретными социальными системами, и, следовательно, решаться может только применительно к этим формам.

Необходимо также принимать во внимание, что глобальную экологическую проблему, охватывающую весь мир, нельзя решать без учета условий, вытекающих из неодинакового, неравномерного развития разных стран и народов. Должен учитываться не только уровень доходов на душу населения, но и целый комплекс социальных, экономических, производственных и культурных факторов.

Борясь за сохранение окружающей среды, развивающиеся страны исходят из того, что у них много природных ресурсов, а социальная система, в частности ее экономико-производственный фактор, еще только проходит стадию становления, в то время как большинство развитых стран, обладающих несравненно бо́льшими экономическими возможностями и практически не имеющих собственных природных ресурсов, более интенсивно воздействуют на природную среду.

При решении экологической проблемы в любых социально-классовых условиях приходится считаться также и с тем, что, как сказал академик Н. П. Федоренко, она попала на «перекресток» биологии, науки о Земле, медицины, промышленной технологии, метеорологии, экономики, математики, психологии, эстетики и других научных дисциплин естественного и общественного профиля.

Поэтому *современная борьба за сохранение окружающей среды — это не только и не столько проблема промышленной технологии, но и проблема, вытекающая из связи вопросов защиты природы с указанными отраслями науки, образования и даже войны.* И поскольку уровень разработки этих отраслей науки для развития и развивающихся стран различен, то пути, методы и средства защиты окружающей среды для них не могут быть одинаковыми.

В классово-антагонистическом обществе его взаимодействие с окружающей средой приобретает нередко вид безудержной, неограниченной ее эксплуатации, ничем не сдерживаемого хищнического потребительского произвола, являющегося следствием частного предпринимательства и конкуренции. В качестве примера можно привести следующий факт. В ФРГ в последние годы был отмечен ряд скандалов национального масштаба, когда обнаруживалось, например, что некоторые промышленники тайно спускали опаснейшие ядовитые отходы в дождеприемники или отправляли на обычные свалки или когда в Бохум-Гертеблю были обнаружены тысячи тайно запрятанных бочек с отходами, содержащими такое количество синильной кислоты, которого хватило бы для смертельного отравления 250 млн. человек. Подобных свалок в ФРГ было обнаружено несколько. В Японии химическая компания «Тиссо» спускала в залив Минамета (западное побережье острова Кюсю) отходы, содержащие метилртуть, в результате чего отравлялась рыба, а через нее тяжело заболевали люди. «Болезнь Минамета» распространилась на сотни людей, из которых многие умерли, а остальные стали калеками. Болезнь передается по наследству, в результате чего некоторые формы ее наблюдаются уже у второго поколения.

Хищнический, потребительский характер взаимодействия общества и окружающей среды послужил основной социально-экономической причиной возникновения экологического кризиса в капиталистических странах, наглядно отражающего антагонизм отношений капитализма к источникам сырья и энергии, а также среде обитания. В биологическом плане этот кризис выражается в разрушении экологических систем, вымирании живых организмов и растений, снижении производительности природы, а также резком ухудшении природных условий жизни людей и даже их гибели. В основе научно-технической причины появления кризиса лежит то обстоятельство, что сама технология современного производства предполагает разностороннее воздействие на окружающую среду и ее интенсивное загрязнение.

Экологический кризис нарастал постепенно, и в конце 60-х — начале 70-х

годов он стал очевидной реальностью. В США, Японии, а также в ФРГ и других странах Западной Европы реки, озера и прибрежные акватории стали местами разрушения экосистем, принимающего характер стихийного бедствия с ростом заболевания и гибели людей. Только эти три страны давали в то время около 40% общего мирового загрязнения, причем значительная доля его путем переноса водными и воздушными потоками «экспортировалась» в соседние страны.

Аналогичная картина наблюдалась и в других странах, вызывая всеобщую озабоченность происходящим. В результате ведущие промышленно-развитые капиталистические страны вынуждены были разработать и ввести в действие национальные программы борьбы с ухудшением окружающей среды. Так, в США в 1969 г. был принят закон о национальной политике в области охраны окружающей среды. В соответствии с ним были созданы специализированные федеральные органы — Совет по качеству окружающей среды при президенте США и Агентство по охране окружающей среды, наделенные широкими консультативными, административными и контрольно-надзорными функциями.

В Японии стремительное экономическое развитие в 60-х годах сопровождалось не менее интенсивным загрязнением окружающей среды, в результате которого она по всеобщему признанию стала наиболее загрязненной страной в мире. Здесь общественный вред, который приносит людям загрязнение окружающей среды, получивший название «когай», привел к активизации деятельности ряда ученых, усилению борьбы профсоюзов и других массовых организаций за охрану здоровья людей. В результате корпорации вынуждены были ассигновать определенные средства на установку очистных сооружений. В последние годы движение против «когай» делает упор не только на выплату компенсаций пострадавшим, но и на запрещение строительства химических предприятий, атомных электростанций, аэродромов, скоростных шоссе и железных дорог вблизи населенных пунктов и других специфичных сред обитания животного мира. Из проблемы биологической, технической и социальной «когай» превращается в проблему политическую, неразрывно связанную с ходом всей политической борьбы в стране.

В результате в первой половине 70-х годов в Японии были введены строгие стандарты качества среды и на улучшение ее внесены крупные капиталовложения частными и государственными секторами, что привело к улучшению экологической обстановки в стране: сократился объем вредных выбросов в воздушную среду и были достигнуты стандарты качества среды по отдельным видам загрязнения. По намеченной программе состояние окружающей среды в 1986 г. должно было улучшиться до уровня 1965 г.

В ФРГ проведение экологической политики затруднено вследствие отсутствия там нормативов выбросов загрязнителей в атмосферу и речные воды. Тем не менее контроль состояния окружающей среды здесь организован довольно четко. Данные о качественном состоянии воздушного бассейна и природных вод поступают со станции наблюдения национальной сети мониторинга природной среды. На территории страны действует пять метеостанций глобального мониторинга, следящих за запыленностью атмосферы и концентрациями сернистого газа, оксидов азота, углеводородов, определяется кислотность осадков. На метеостанциях регионального уровня кроме на-

званных ингредиентов фиксируются концентрации оксида углерода. Местные станции наблюдения, расположенные на территории промышленных городов и агломераций, кроме того, отмечают концентрации токсичных фтористых и хлористых соединений. Загрязненность воздушного бассейна исследуется также на передвижных лабораториях, оборудованных на вертолетах.

Сведения, характеризующие степень загрязнения воздуха и воды, поступающие с постов наблюдения, передаются сначала в региональные центры обработки информации, а затем в федеральное управление по среде при Министерстве внутренних дел ФРГ.

Проявляют определенную заботу об охране окружающей среды и другие промышленно развитые капиталистические страны. В настоящее время в большинстве из них меры по охране окружающей среды — достаточно важная составляющая внутренней политики.

Однако следует отметить, что предпринимаемые меры нередко страдают отсутствием последовательности в их осуществлении. Так, в США еще в 1971 г., т. е. через год после подписания закона о государственной политике в области охраны окружающей среды там стала очень острой, бывший президент Р. Никсон, выступая перед руководителями автомобильной промышленности в Детройте, заявил, что не допустит, чтобы забота о сохранении среды могла влиять на стабильность существующей системы. Р. Рейган проводил последовательный курс на свертывание многих программ по защите и улучшению окружающей среды, а государственный департамент рекомендовал прекратить передачу средств США на деятельность Программы ООН по окружающей среде.

При решении проблемы взаимодействия человека с окружающей средой в социалистическом обществе создаются важнейшие предпосылки и средства оптимизации природопользования. Общество, сознательно строящее свое будущее, исходит из того, что оно создается на Земле, а следовательно, связано с ее природой. Такое общество и его цели по своей сути гуманны, что во многом определяет его отношение к окружающему материальному миру.

Все это позволяет создать принципиальные предпосылки нового отношения людей к природе, рационального использования естественных ресурсов, их сбережения.

Вместе с тем само по себе становление социализма отнюдь не снимает проблемы, накопившейся, во взаимоотношении людей с природой за многовековую историю цивилизации. Отметим также, что несмотря на отсутствие социальных причин, вызывающих нерациональное использование природных ресурсов и загрязнение окружающей среды, некоторые негативные явления, хотя и не в такой форме и интенсивности, как в развитых капиталистических странах, наблюдаются и у нас, и в других социалистических странах. Чаще всего их появление связано с недостатками в планировании и несовершенством современной технологии превращения первичного сырья в конечный продукт.

Так, с помощью снимков, полученных из космоса, удалось установить, что на северо-восточном берегу Аральского моря в результате деятельности человека, связанной с отбором воды на орошение из бассейнов рек Сырдарьи и Амударьи и приведшей к понижению уровня моря за последние 20 лет более чем на 7 м, образовалась новая терраса длиной свыше 100 км и шириной в

некоторых местах до 50 км. К югу от того же моря в результате сброса паводочных вод р. Сырдарьи из водохранилища Чардаринской ГЭС возникло новое соленое Арнсайское озеро длиной около 200 км. В Туркмении вокруг эксплуатируемого уже 30 лет Каракумского канала образовалась широкая, местами 6—8 км, заболоченная полоса с мелкими озерами в песках. Аналогичные примеры, явившиеся следствием деятельности человека, можно было бы привести по Азовскому морю, уровень воды в котором понизился до той отметки, которая привела к негативным последствиям для рыбного хозяйства.

В ряде регионов страны население не обеспечивается доброкачественной питьевой водой. В некоторых городах концентрация загрязняющих веществ в воздушном бассейне в несколько раз превышает установленные нормативы.

Советское правительство наметило и осуществляет ряд мер по устранению этих и им подобных последствий, возникших в результате осуществления различных проектов комплексного использования водных ресурсов бассейнов крупных рек (строительства и эксплуатации промышленных объектов и транспортных средств). Разумеется, подобное воздействие человека на окружающую среду и появляющиеся в результате нежелательные последствия не являются органическим пороком хозяйствования. Это, скорее, непредвиденные издержки, связанные с трудностями научного прогнозирования.

Забота об охране окружающей среды в СССР и других социалистических странах возведена в ранг государственной политики, заключающейся в том, чтобы, с одной стороны, препятствовать ухудшению качества окружающей среды, а с другой, обеспечивать развитие и формирование среды в соответствии с целями, поставленными обществом.

Основы социалистического отношения к природе были заложены еще В. И. Лениным в известных исторических декретах. Так, еще в апреле 1918 г. в «Предписании всем Советам о недопустимости увольнения лесных специалистов» он обращал внимание на необходимость насаждения лесов на обезлесенных землях. Вскоре совместно с Я. М. Свердловым он подписывает декрет «О лесах», сыгравший выдающуюся роль в организации охраны природы. 14 мая 1920 г. В. И. Лениным был подписан декрет об объявлении части Ильменских гор (Южный Урал) государственным минералогическим заповедником. Это был первый в мире заповедник минералов. Несколько позднее, 13 сентября 1921 г., был опубликован ленинский декрет «Об охране памятников природы, садов и парков».

Среди почти ста декретов, направленных на охрану природы и разумное использование природных ресурсов, подписанных лично В. И. Лениным за время его пребывания на посту Председателя Совета Народных Комиссаров, особую роль сыграл «Набросок плана научно-технических работ», сыгравший исключительную роль в создании теоретических основ рационализации природопользования.

Ни одна страна в мире не знала таких масштабов и темпов научно-исследовательских работ по изучению природы, какие были осуществлены в первые десятилетия Советской власти. С этой целью уже в 1919—1920 гг. были созданы такие крупные научно-исследовательские институты, как Государственный гидрологический, Геологический и Плавучий морской. Были проведены разного рода экспедиции по изучению Кур-

ской магнитной аномалии, для выяснения возможности провода судов Северным морским путем и др.

В последние годы в связи с дальнейшим ростом масштабов и темпов развития производительных сил, а также усилившимся воздействием хозяйственной деятельности общества на окружающую среду в СССР был принят ряд важных законодательных актов, направленных на дальнейшее совершенствование государственных мер по охране природной среды и рациональному использованию природных ресурсов. К ним относятся: «Основы земельного законодательства СССР и союзных республик», «Законы об охране природы союзных республик», а также такие важные постановления, как Постановление Совета Министров СССР от 7 марта 1978 г. «О мерах по улучшению защиты населенных пунктов, предприятий, других объектов и земель от селевых потоков, снежных лавин, оползней и обвалов»; Постановление Совета Министров СССР от 2 октября 1978 г. «О порядке организации и координации мероприятий, обеспечивающих надлежащее техническое состояние и благоустройство водохранилищ и о выполнении этих мероприятий»; Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 1 декабря 1978 г. «О дополнительных мерах по усилению охраны природы и улучшению использования природных ресурсов». Более поздние законы по охране природы — «Об охране атмосферного воздуха», «Об охране и использовании животного мира СССР» — приняты Президиумом Верховного Совета СССР 25 июня 1980 г.

Особое значение имеют Основы земельного законодательства Союза ССР и союзных республик, Основы водного законодательства Союза ССР и союзных республик, Основы законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах.

В ряде союзных республик (Украина, Белоруссия, Литва, Грузия, Азербайджан, Молдавия) созданы государственные комитеты по охране природы.

В принятой в 1977 г. новой Конституции СССР провозглашено: *«В интересах настоящего и будущего поколений в СССР принимаются необходимые меры для охраны и научно обоснованного, рационального использования земли и ее недр, водных ресурсов, растительного и животного мира, для сохранения в чистоте воздуха и воды, обеспечения воспроизводства природных богатств и улучшения окружающей среды».* В качестве одной из основных обязанностей граждан СССР в Конституции записано: *«Граждане СССР обязаны беречь природу, охранять ее богатства».* Необходимость охраны природы подчеркивается также в «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года». На декабрьском (1983 г.) Пленуме ЦК КПСС также указывалось на необходимость «изменения отношения к вопросам, связанным с охраной окружающей среды и рациональным использованием природных ресурсов».

В 1989 г. постановлением Верховного Совета СССР создан Государственный комитет СССР по охране природы.

Особое значение в решении проблемы охраны окружающей среды и рационализации использования природных ресурсов имеют XXVII съезд КПСС, а также сессии Верховного Совета СССР 1989 г. Дальнейшее развитие демократизации общества в решении задач перестройки экономического управле-

ния хозяйственного механизма позволило привлечь к участию в решении природоохранных проблем широкую общественность страны. Уже имеется немало примеров, когда слово общественности имело решающее значение при разработке и реализации проекта сооружения объекта, имеющего различное назначение и масштаб. Все это вновь и вновь подтверждает то внимание, которое оказывается в нашей стране проблеме окружающей среды и рационального использования первичных ресурсов.

Указанные меры, а также использование новейших достижений научно-технического прогресса позволили Советскому Союзу обеспечить не только экологический контроль источников загрязнения, но и управление охраной окружающей среды, внедрить новые высокоэффективные средства разработки месторождений полезных ископаемых, вести борьбу с вредными выбросами веществ в атмосферу, различными видами шумов, воздействиями электромагнитных полей и излучений, принимать меры по комплексному и рациональному использованию и охране земельных, водных и лесных ресурсов, совершенствовать прогнозирование влияния производства на окружающую среду и учитывать возможные последствия при принятии проектных решений, а также правил эксплуатации отдельных объектов. Вместе с тем в отдельных регионах страны время от времени население предъявляет серьезные претензии к органам власти, связанные с отсутствием с их стороны надлежащих мер по оздоровлению экологического состояния окружающей среды.

Государственное регулирование охраны окружающей среды и рационального использования ресурсов получило развитие и в других странах.

Однако какие бы усилия ни предпринимали отдельные страны в собственных интересах, какие бы ни были достигнуты успехи в границах отдельных государств, проблемы охраны окружающей среды в полной мере не могут быть решены. Эти проблемы глобальны, и борьба за чистоту среды и улучшение ее — международная проблема. Ныне сотрудничество в решении экологических проблем — объективная потребность эпохи. От их правильного решения во многом зависят благосостояние и жизнь не только нынешних, но и грядущих поколений.

В Обращении к народам мира, принятом 22 декабря 1972 г. на совместном торжественном заседании ЦК КПСС и Верховных Советов СССР и РСФСР, посвященном 50-летию СССР, сказано: «Все большее значение для человечества приобретает борьба против опасности, связанной с нарастающим ухудшением природных условий, отравлением воздуха, морей и рек, загрязнением городов. Мы, представители советского народа, обращаемся к народам мира, ко всем людям — независимо от их национальности, вероисповедания и цвета кожи — с призывом объединиться для решения этих назревших проблем».

В 1975 г. в Хельсинки был принят заключительный акт Совещания по безопасности и сотрудничеству в Европе, в особой его декларации содержится призыв объединить усилия государств в деле охраны природы.

На международную деятельность в решении экологических проблем оказывают большое влияние страны. Они сотрудничают между собой в решении этих проблем в рамках СЭВ, участвуют в двустороннем и многостороннем сотрудничестве между собой и с капиталистическими странами, планомерно

проводят политику рационального природопользования и охраны природной среды.

В 1971 г. на основе принятой Комплексной программы интеграции стран — членов СЭВ было подписано соглашение о научно-техническом сотрудничестве по комплексной проблеме «Разработка мероприятий по охране природы». В 1972 г. был создан Совет по вопросам охраны и улучшения окружающей среды, осуществляющий координацию работ по охране окружающей среды, проводимых в рамках СЭВ.

Большой вклад вносят СССР и другие страны — члены СЭВ в сотрудничество по охране окружающей среды, участвуя в работе различных специализированных органов ООН. Ряд важнейших решений ООН в этой области принят по их инициативе.

Плодотворное сотрудничество по экологическим проблемам осуществляется в рамках двусторонних соглашений Советского Союза со многими странами мира (США, Бельгией, Великобританией, Италией, Ираном, Канадой, Финляндией и др.). Есть ряд соглашений между капиталистическими странами (США — Канада, ФРГ—Нидерланды, ФРГ—Франция и т. д.). Международное сотрудничество порой затрудняется стремлением капиталистических стран сохранить свои позиции в мировой экономике, разрешить собственные сырьевые, энергетические и экологические проблемы за счет ресурсов и благосостояния других стран, и в первую очередь развивающихся.

4.4. Глобальное моделирование

В прошлом веке и в первой половине XX в. уровень развития материального производства и связанное с ним воздействие хозяйственной деятельности человека на природную среду не требовали в качестве объективно необходимого условия существования мировой цивилизации учета отдаленных последствий социально-производственного вмешательства человечества в природу. Но со второй половины XX в. такой учет становится неотложной жизненно важной проблемой, и чем больше материальных и духовных благ создает для себя человечество, тем больше проявляется необходимость достижения экологически сбалансированной стратегии развития общественного строя, различных отраслей экономики, научно-технического прогресса, состояния окружающей среды и т. п. как отдельных регионов и стран, так и мира в целом. Это влечет за собой необходимость развития прогнозирования всех возможных результатов жизнедеятельности человека, и оно становится одной из основных научных проблем современности.

По масштабу исследования все прогнозы делятся на глобальные, охватывающие мир в целом или его крупнейшие части (например, северное или южное полушарие), региональные (отдельные страны или группы стран) и локаль-

ные, связанные обычно с анализом последствия воздействия того или иного объекта на окружающую среду. Каждый из этих прогнозов может охватывать как отдельные стороны развития (социальный строй общества, его экономику, сферы трудовой деятельности человека, загрязнение окружающей среды, климат и т. д.), так и совокупное воздействие всех этих факторов на глобальное развитие мира. По мере уменьшения масштабности прогнозов упрощается их осуществление. Больше всего, конечно, локальных прогнозов.

Современное прогнозирование насчитывает в общей сложности более 100 различных методов, которые условно делятся на четыре группы: общенаучные, экспертные оценки, экстраполяция и формально-математическое моделирование с имитацией процесса на ЭВМ.

За последние 8—10 лет наибольшее распространение получили методы математического моделирования, причем по мере увеличения объема исходной информации модели все больше усложняются и все шире используются последние достижения вычислительной техники, вычислительной математики и программирования. Поэтому, освещая далее различные результаты прогнозирования мирового развития, будем рассматривать в основном те из них, которые явились следствием использования математического моделирования.

При использовании математического моделирования развития человеческой цивилизации на основе глобальной экологической модели исходят из представления многоуровневого процесса развития мира. К верхнему уровню формального описания этого развития относят множество регионов или стран, взаимодействующих между собой на основе различных международных соглашений и программ решения отдельных экологических проблем. Динамика этих взаимодействий зависит от множества факторов, определяющих различные аспекты развития: политические, экономические, социальные, культурные, ресурсные, демографические, научно-технические, климатические и др. Каждый элемент уровня (регион, страна) характеризуется географическим положением, уровнем развития экономики и централизации ее управления, запасами природных ресурсов, плотностью населения, степенью социальной однородности, характером доминирующей идеологии и культуры и другими признаками. Многие из этих признаков не постоянны во времени, поэтому не будут постоянны и межэлементарные отношения.

Второй уровень — внутрирегиональный или, как его еще называют, страновый. В качестве основных элементов уровня выступают:

население и его основные характеристики (духовные и материальные потребности, трудовая активность, потребность в обра-

зовании и здравоохранении, социально-политические и нравственные устои);

промышленное производство, характеристику которого составляют использование производственных фондов, труд, природные ресурсы, научно-технический прогресс;

производство продуктов питания, основные характеристики которого совпадают с характеристиками промышленного производства, но имеют специфическую зависимость от природных ресурсов и климата;

степень обеспеченности природными ресурсами, определяющая степень участия страны в международном разделении труда;

научно-технический прогресс, обеспечивающий эффективность производства и жизненный уровень;

среда обитания, получающая воздействие от хозяйственной деятельности человека;

государственные программы, формируемые в основном системой управления;

социальные процессы, характеризующие устойчивость социальной структуры и обусловливающие трудовую активность населения и функционирование экономики;

механизм управления, существенным образом различающийся по целям и методам в структуре управления в странах с различным социальным укладом жизни.

Структуризованная таким образом глобальная система может быть представлена математической моделью. Вследствие необычайной сложности системы, процессов, в ней происходящих, и выбора управляющих воздействий получаемые математические модели не могут быть описаны исключительно формальными методами. Неформализованная часть прогнозируемых процессов может быть описана с помощью сценариев, отражающих ту или иную концепцию развития мира. Таким образом, *математическое моделирование в данном случае может дать ответ лишь на то, какое направление получит мировое развитие, если на соответствующем уровне будут приняты и реализованы соответствующие решения.* Следовательно, глобальная модель по существу будет являться человеко-машинной имитационной моделью. Человек, выполняющий в этом случае неформализованные операции, снимая многие неопределенности информационного характера и действуя в диалоговом режиме с ЭВМ, будет стимулировать исследования возможных альтернатив глобального развития и принятия соответствующих решений.

При математическом моделировании глобальных процессов нет возможности использовать только известные «точные» законы естествознания. Поэтому *при разработке модели привлекается система гипотез о будущем развитии мира.* В результате неизбежно возникает проблема доказательности адекватности

предлагаемой модели.

Обосновывая достоверность получаемых результатов, обычно утверждают, что, во-первых, принимаемая в настоящее время система гипотез логически и научно обоснована и не противоречит основным явлениям, наблюдающимся в процессе эволюции человеческой цивилизации; во-вторых, количественные и качественные показатели, полученные с помощью адекватных моделей, совпадают на известном отрезке времени с данными в реальном процессе и, наконец, при разработке моделей используются различные эмпирические соотношения, полученные с помощью наблюдений в реальной жизни. Фактическая статистика помогает в этом случае определить возможные пределы использования тех или других переменных и тем самым способствует повышению адекватности модели.

Наиболее известными глобальными моделями, основанными на использовании формальных математических методов, являются модели, разработанные по заданию Римского клуба, организованного в 1968 г. по инициативе итальянского промышленника и общественного деятеля Аурелио Печчеи. В задачу клуба, как ее определили его создатели, входило изучение проблем, стоящих перед человечеством, в процессе его дальнейшего развития, и выработка рекомендаций по их преодолению.

Известно более 10 исследований (моделей), выполненных под руководством крупных ученых разных стран и научных направлений по заданиям Римского клуба и представленных ему в виде докладов.

Первые и наиболее известные модели «Мир-2» и «Мир-3» были разработаны сотрудниками Массачусетского технологического института (США) Дж. Форрестором (1971 г.) и Д. Медоузом (1972 г.). Поставленная ими основная цель исследований сводилась к тому, чтобы проследить количественное развитие кризисных тенденций во взаимодействии общества и природной среды исходя из допущения, что характер социально-экономического развития в основном останется неизменным.

Выполненные под руководством Дж. Форрестора расчеты на разработанной им основе использования системного анализа модели показали неизбежность через несколько десятилетий всемирной экологической катастрофы при господствующей на Западе бесконтрольности производства и потребления.

Первый доклад Римскому клубу, подготовленный по его заданию Д. Медоузом, освещал важные количественные оценки развития мира и приводил не менее ошеломляющие выводы. Если тенденция и характер общественного развития сохранятся, утверждалось в докладе, то человечество окажется на пороге гибели уже к середине XXI в. в результате ограничен-

ности природных ресурсов и растущих темпов их использования, увеличения численности населения и невыносимого для жизни загрязнения природной среды.

Несмотря на то что в обоих исследованиях было рассмотрено по нескольку сценариев, отличающихся по исходной информации (количество ресурсов, степень контроля загрязнения среды обитания, рост урожайности и т. д.), результат неизбежно оставался тем же, отодвигалось лишь несколько, но не за пределы XXI в., наступление катастрофы. Основным выходом из создавшейся критической ситуации, по мнению этих ученых, является необходимость прекращения увеличения численности населения Земли, ограничения производства, значительного уменьшения потребления ресурсов.

Итоги исследований Дж. Медоуза были опубликованы в 1972 г. в книге «Пределы роста». Эта книга вызвала широкий резонанс в мире, породила многочисленные дискуссии по самым животрепещущим проблемам, начиная от проблем моделирования и кончая идеологическими и социально-политическими. Эти дискуссии явились стимулом нового образа мышления о реально существующих проблемах глобального характера, поставили под сомнение правомерность идей безудержного экономического роста и максимального потребления и тем самым пробудили чувства социальной ответственности человека за судьбу мира.

Однако описанная в «Пределах роста» глобальная модель мира подверглась разносторонней критике как за рубежом, так и в Советском Союзе. Основными недостатками исследований Дж. Форрестора и Д. Медоуза, как отмечается в нашей печати, является прежде всего то обстоятельство, что они, отражая процессы, характерные лишь для промышленно развитых стран, и не учитывая различия целей и методов социалистической и капиталистической экономики экстраполировали проблемы и пороки капиталистического общества на весь мир. Рассматриваемые модели не включали в себя морально-этических и других подобных критериев человечества. Все это исключает возможность квалифицировать эти глобальные модели как модели мира.

Дальнейшие исследования в области глобальной проблематики были продолжены также на средства Римского клуба американским математиком М. Месаровичем и немецким (ФРГ) механиком Э. Пестелем. В своем докладе Римскому клубу «Человечество на перепутье» они противопоставили концепции «глобального равновесия» концепцию «органического роста». Их модель уже учитывала некоторые культурные и социальные факторы развития. В ней использовался дифференцированный подход к исследованию глобальной проблемы. С этой целью весь мир ими был разделен на 10 взаимодействующих крупных

регионов (Северная Америка, Западная Европа, СССР и страны Восточной Европы, Япония, Китай, Латинская Америка и др.).

Абстрагируясь от конкретных социально-экономических, политических и идеологических факторов развития (в этом суть основного недостатка модели), они предлагают каждому региону мира выполнять свою особую функцию подобно живому организму, где каждый орган функционирует в интересах целого (в этом смысл органического роста). Сложная взаимосвязь экономических, социальных и политических процессов, состояние окружающей среды и природных ресурсов описываются как многоуровневая иерархическая система. Модель управляема, поскольку она позволяет включить процесс принятия решений. Каждый регион описывается системой специальных подмоделей. Исследования, выполненные авторами модели, показывают, что миру угрожает не глобальная катастрофа, а последовательная растянувшаяся во времени серия разнообразных региональных кризисов: экологического, энергетического, продовольственного, демографического, которые постепенно охватят весь земной шар.

Известны и другие, более поздние исследования стратегии развития мира, выполненные в основном по заданиям Римского клуба или ООН (А. О. Эррера, Я. Кайа, Н. Линнеман, Д. Габор, Е. Ласло, Г. Кан, В. Леонтьев и др.). Анализируя острые проблемы мира (экономические, экологические, энергетические и др.), указанные теоретики не могли достаточно научно обосновать свои модели и прогнозы. В результате предлагаемые ими различные частные решения по упорядочению развития отдельных регионов мира или земного шара в целом хотя и привлекали внимание широкой общественности, но дальше этого дело не шло. Следует также отметить, что постепенно суть предлагаемых в докладах решений претерпевала значительную эволюцию. Вначале — крайний пессимизм, абсолютизация технического фактора воздействия на природу и игнорирование социального, пророчество неизбежного краха земной цивилизации. Затем появились оптимистические нотки во взглядах на будущее — признание необходимости некоторых социальных изменений.

В Советском Союзе также занимаются глобальной проблематикой. Однако в отличие от западных советские ученые уделяют особое внимание социальным факторам развития, коренному различию подходов и возможностей решения глобальных проблем в условиях противоположных социальных систем. Деятельность около 30 отраслевых комиссий по «Комплексной программе научно-технического прогресса и его социально-экономических последствий на долгосрочную перспективу» координируется Научным советом по комплексным проблемам научно-технического и социаль-

но-экономического прогнозирования, действующим при АН СССР и Государственном комитете СССР по науке и технике. Различными академическими научными организациями разработано несколько моделей изменения климата, биогеохимических циклов, развития энергетики и др.

Контрольные вопросы

1. В чем выражается влияние деятельности человека на природу?
2. Почему происходит усиление воздействия человека на природу в процессе развития научно-технического прогресса?
3. Каковы источники теплового загрязнения атмосферы?
4. Каковы формы воздействия тепловых электростанций на окружающую среду при сжигании органического топлива?
5. Тепловое загрязнение окружающей среды под воздействием ТЭС и АЭС.
6. Какова роль тепловой энергетики среди суммарных антропогенных воздействий на природу?
7. Значение водохранилищ ГЭС для народного хозяйства страны.
8. Каковы формы воздействия водохранилищ ГЭС на окружающую среду?
9. В чем выражается влияние электромагнитных полей на природу и живые организмы?
10. Охрана поверхностных вод от загрязнения и истощения в СССР.
11. В чем сущность математического моделирования планетарных процессов?

Темы рефератов

1. Научно-технический прогресс и биосфера.
2. Тепловая энергетика и природная среда.
3. Атомная энергетика и природная среда.
4. Гидроэнергетика и природная среда.
5. Глобальное моделирование.

Глава 5

ЕДИНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА СССР

5.1. Общая характеристика ЕЭС СССР

Создание Единой энергетической системы СССР (ЕЭС СССР) является следствием политики нашей партии, нашего государства в области энергетики, воплощением в жизнь ленинского плана электрификации страны.

Выдвинутый в плане ГОЭЛРО принцип концентрации производства электроэнергии на мощных районных электростанциях и централизации энергоснабжения от общей электрической сети стал основным направлением развития советской энер-

гетики, в соответствии с которым с первых лет Советской власти создавались районные энергосистемы, а затем и более мощные энергообъединения.

В современных условиях обеспечение надежного экономичного и качественного энергоснабжения народного хозяйства и населения страны при наиболее эффективном использовании энергетических ресурсов возможно только от электрических сетей ЕЭС СССР.

ЕЭС СССР создается как развивающийся по государственному плану в масштабе страны комплекс электростанций и сетей, объединенных общим технологическим режимом с единым оперативным управлением. *ЕЭС СССР является высшей формой организации энергетического хозяйства страны.*

Единая энергетическая система страны отличается от других больших систем топливно-энергетического комплекса следующими особенностями:

непрерывностью процессов производства, распределения и потребления электроэнергии и обусловленным этим строгим соответствием генерации и потребления ее в каждый момент времени;

жестким взаимодействием в едином производственном процессе большого количества энергетических объектов, размещенных на громадной территории, и постоянным изменением условий их работы;

быстротой протекания аварийных процессов и возможностью их распространения на большие расстояния.

Эти особенности ЕЭС определяют исключительные, только ей присущие условия обеспечения нормального функционирования и специфику задач своего дальнейшего развития. Вместе с быстротой протекания аварийных процессов в энергосистемах они обусловливают высокий уровень автоматизации и очень ответственную роль оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС СССР.

Наряду с атомными и конденсационными электростанциями, обеспечивающими покрытие базисной части графика нагрузки, важную роль в осуществлении требуемых режимов ЕЭС СССР играют гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции, обеспечивающие покрытие полупиковой и пиковой частей графика нагрузки. Благодаря этому сокращается необходимость глубокой разгрузки и остановки мощных энергоблоков в ночное время, что повышает экономичность и эксплуатационную надежность последних. В перспективе просматривается использование нетрадиционных источников энергии.

На новом этапе развития ЕЭС СССР при осуществлении принятой программы строительства АЭС и крупных тепловых электростанций на Экибастузском и Канско-Ачинском угольных месторождениях, а также электростанций на нетрадиционных

источниках энергии и мощных межсистемных связей роль ГЭС и ГАЭС становится особо важной.

5.2. Основные этапы формирования ЕЭС СССР

В 1921 г. были созданы первые энергетические системы: Московское объединение государственных электрических станций (МОГЭС) и «Петроток» в Петрограде (ныне Ленэнерго). Объединение промышленных и рудничных электростанций в основном на напряжении 20 и 30—35 кВ осуществлялось позже в Донбассе, Туле, Брянске и других районах.

В 1922 г. были введены в действие первый агрегат мощностью 6 тыс. кВт на Каширской ГРЭС и одновременно двухцепная линия электропередачи напряжением 110 кВ Кашира — Москва, доведенная до центра города (до МГЭС-1). Сооружением к 1930 г. других линий электропередачи напряжением 110 кВ между подстанциями г. Москвы было положено начало строительству московского кольца напряжением 110 кВ, в которое по радиальным линиям вливалась энергия районных электрических станций.

В конце 1926 г. была включена в Ленинградскую энергосистему Волховская ГЭС мощностью 56 МВт с ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС — Ленинград; в том же году энергия Горьковской ГРЭС начала передаваться по линии 110 кВ в г. Горький, в Донбассе была введена в эксплуатацию двухцепная ВЛ 110 кВ Штеровская ГРЭС—Кадиевка.

К концу 1930 г. протяженность воздушных электрических сетей напряжением 110 кВ составляла 3052 км, что и явилось технической основой для дальнейшего развития энергетики и в частности энергосистем.

В 1933 г. были соединены на параллельную работу Ивановская и Горьковская энергосистемы, в 1935 г.— Горьковская и Московская, по ВЛ 35 и 110 кВ произошло объединение отдельных энергорайонов Урала. На Юге страны создавались Азчерэнерго (Ростовэнерго), Донэнерго (Донбассэнерго) и Днепроэнерго.

В 1940 г. была сооружена межсистемная ВЛ 220 кВ Днепр — Донбасс.

Мощность Южной энергосистемы к концу 1940 г. достигла 1800 МВт, и она стала одной из крупнейших в Европе. Оперативное управление этой энергосистемой осуществлялось объединенным диспетчерским управлением.

В связи с перебазированием промышленности на Урал в годы Великой Отечественной войны в 1942 г. Уральская энергосистема была разделена на три: Свердловскую, Челябинскую и Пермскую.

После сооружения ВЛ 220 Свердловск — Пермь и Свердловск — Челябинск образовалась объединенная энергосистема Урала. Для оперативного руковод-

ства образовавшимся объединением было создано объединенное диспетчерское управление Урала.

Быстрое развитие в годы войны также получили и другие энергосистемы на востоке страны — Узбекская, Карагандинская, Кузбасская, Алтайская, Новосибирская. Были также созданы Омская, Томская, Красноярская, Барнаульская, Уфимская, Оренбургская энергосистемы.

Для руководства параллельной работой энергосистем Центра в 1945 г. было создано объединенное диспетчерское управление Центра. Мощность объединенной энергосистемы Центра, в состав которой входили Московская, Ярославская, Ивановская энергосистемы, достигла в 1950 г. 2813 МВт. После сооружения в 1952 г. Цимлянской ГЭС и линии 220 кВ от этой гидроэлектростанции до Несветай ГРЭС и Волгограда была создана ВЛ 220 кВ от Запорожья до Волгограда; в ОЭС Юга входили четыре энергосистемы — Донбасская, Днепровская, Ростовская и Волгоградская.

Наибольшее развитие энергосистем и их объединение на параллельную работу происходит в 50-е годы в результате сооружения мощных ГЭС на Волге и строительства первых в мире дальних линий электропередачи 400 кВ протяженностью около 1000 км и ВЛ постоянного тока 800 кВ (±400 кВ) Волгоград — Донбасс протяженностью свыше 470 км.

Началом формирования Единой энергосистемы (ЕЭС) европейской части СССР можно считать период 1956—1959 гг., когда дальние линии электропередачи 400—500 кВ Куйбышев — Москва, Куйбышев — Урал и Волгоград — Москва обеспечили соединение на параллельную работу объединенных энергосистем Центра и Урала, а также энергосистем Среднего Поволжья и Приуралья. Необходимо подчеркнуть, что энергетической базой для формирования Единой энергосистемы европейской части страны явилось сооружение мощных Волжских ГЭС.

В конце 50-х — начале 60-х годов продолжался процесс формирования объединенных энергосистем (ОЭС) Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Закавказья, Сибири и Средней Азии.

К концу 1960 г. в ЕЭС европейской части СССР входило 27 энергосистем с установленной мощностью электростанций 29,1 млн. кВт. Значительную часть времени объединенные энергосистемы Центра, Средней Волги и Урала работали параллельно, осваивалась также параллельная работа с ОЭС Юга по слабой связи 220 кВ. В этот период 16 из 27 энергосистем были дефицитными по мощности и обеспечивали электроснабжение собственных потребителей по межсистемным связям от избыточных энергосистем.

До 1965 г. в ОЭС Северо-Запада входили Ленинградская и Карельская энергосистемы, затем по линиям электропередачи 330 кВ на параллельную работу с ОЭС были подключены Белорусская и Эстонская энергосистемы, а в 1966 г. после ввода ВЛ 330 кВ Бологое — Калинин ОЭС Северо-Запада вошла в состав ЕЭС европейской части СССР.

В этот период Азербайджанская, Грузинская и Армянская энергосистемы были связаны друг с другом по ВЛ 330 кВ Мингечаурская ГЭС — Акстафа — Тбилиси и Акстафа — Атарбекян. Объединенная энергосистема Сибири являлась крупнейшей на востоке страны и включала в себя Иркутскую, Красноярскую, Кузбасскую, Новосибирскую, Томскую, Омскую, Бурятскую и Барнаульскую

энергосистемы, связанные друг с другом ВЛ 500, а также 220 кВ (ОЭС Сибири).

Узбекская, Таджикская, Южно-Казахстанская и Киргизская энергосистемы входят в состав ОЭС Средней Азии.

В 1965 г. обеспечивалась параллельная работа объединенных энергосистем Центра, Средней Волги, Урала, Юга и Северного Кавказа. К этому времени состав энергосистем, входящих в ОЭС, в основном стабилизировался и в дальнейшем изменялся незначительно. Общее число энергосистем, входящих в ЕЭС СССР, составляло 43 при суммарной установленной мощности электростанций 53,87 млн. кВт и выработке электроэнергии 291 млрд. кВт·ч, или 54,7% всего производства электроэнергии в стране.

Эффект от совмещения графиков параллельно работающих энергосистем в ЕЭС европейской части СССР составлял 1,8 млн. кВт.

К концу 1970 г. в составе ЕЭС страны работали ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Юга, Северного Кавказа и Закавказья, включающие 63 энергосистемы. Три ОЭС — Казахстана, Сибири и Средней Азии — работали раздельно; ОЭС Востока находилась в стадии формирования. Мощность и суммарная выработка электростанций, входящих в объединенные энергосистемы, в 1970 г. составляли соответственно 86 и 93,5% установленной мощности всех электростанций и общего объема производства электроэнергии в стране.

Суммарное снижение максимума нагрузки ЕЭС СССР параллельно работающих энергосистем и энергообъединений составило в 1970 г. 4,26 млн. кВт, в летние месяцы эффект совмещения возрастает в 2 раза.

Формирование ЕЭС СССР осуществлялось на основе применения двух систем напряжения: основной системы 110—220—500 кВ с перспективой напряжения 1150 кВ в восточной зоне страны и системы 110 (154)—330—750 кВ в западной зоне. В ОЭС Северного Кавказа и Закавказья развивались сети напряжением 220 и 330 кВ, в дальнейшем — 500 кВ.

С присоединением в 1970 г. ОЭС Закавказья и в 1972 г. ОЭС Казахстана Единая энергосистема СССР вышла далеко за географические границы европейской части страны. К началу десятой пятилетки электростанциями ЕЭС СССР вырабатывалось 75% всей вырабатываемой в стране электроэнергии. Мощность параллельно работающих в ЕЭС электростанций превысила 153 млн. кВт.

На конец 1975 г. на территории СССР действуют 94 энергосистемы, из них 85 работают параллельно в составе 11 ОЭС. В развивающуюся ЕЭС СССР входит 67 энергосистем. Параллельно с ЕЭС СССР начала работать энергосистема Болгарии.

В ОЭС Востока параллельно работали Амурская, Хабаровская и Дальневосточная энергосистемы.

Напомним, что состоявшийся в начале 1959 г. XXI съезд КПСС, утвердивший семилетний план развития народного хозяйства на 1959—1965 гг., принял решение о необходимости удвоения к концу семилетки мощности электростанции и выработки электроэнергии.

Производство электроэнергии к концу семилетки предусматривалось довести до 500—520 млрд. кВт·ч. Для этого было признано необходимым осуществить ускорение строительства мощных тепловых электростанций с уста-

новкой крупных паротурбинных блоков единичной мощностью 100, 150, 200, 300 тыс. кВт, работающих на угле, мазуте и газе.

Строительство крупных тепловых электростанций сосредоточивалось при этом в европейской части СССР. Они работали в энергетических объединениях, где системообразующими межсистемными электрическими связями были ВЛ с напряжением 220, 330 и 500 кВ.

Как известно, поставленные решением XXI съезда КПСС задачи были успешно выполнены. Это позволило осуществить сплошную электрификацию страны с присоединением к государственным энергосистемам колхозов и совхозов.

В 70-х годах в топливно-энергетическом балансе страны произошли существенные изменения. В европейской части СССР резко уменьшилась добыча органических видов топлива (энергетических углей, газа и нефти). В связи с этим в девятой, десятой и одиннадцатой пятилетках в топливно-энергетическом балансе электростанций систематически снижался расход мазута.

Однако в связи с дальнейшим истощением органических видов топлива в европейской части СССР в народнохозяйственных планах девятой, десятой и одиннадцатой пятилеток развитие энергетики европейской части СССР ориентировалось на ввод мощностей на атомных электростанциях. Развитие ядерной энергетики осуществлялось за счет строительства мощных АЭС с реакторами единичной электрической мощностью 440—1000—1500 МВт при проектной мощности АЭС до 6000 МВт.

Строительство крупных тепловых электростанций в 70-х годах сосредоточивалось возле крупных топливно-энергетических комплексов — Экибастузского, Канско-Ачинского и Западно-Сибирского. В этих регионах развернулось строительство мощных электростанций с блоками единичной мощностью в 500 и 800 тыс. кВт.

Дальнейшее формирование ЕЭС европейской части осуществлялось за счет сооружения ВЛ 500 и 750 кВ.

Энергетические объединения восточных районов страны развиваются за счет строительства ВЛ 500 кВ, а связь между восточным регионом и европейской частью СССР осуществляется сооружением ВЛ 1150 кВ переменного и ВЛ 1500 кВ постоянного тока.

В 70-е годы началось также сооружение мощных атомных электростанций в странах — членах СЭВ, в связи с этим было осуществлено строительство ВЛ 750 кВ из СССР в Венгрию, Польшу, Болгарию и Румынию. В десятой пятилетке продолжалось развитие атомных электростанций.

В 1974 г. был введен в эксплуатацию первый (головной) водографитовый реактор типа РБМК-1000 мощностью 1000 МВт на Ленинградской АЭС.

Суммарная мощность АЭС в стране к концу 1975 г. составила 4,7 млн. кВт. Во второй половине 70-х годов велось строительство II очереди Кольской АЭС с блоками 440 МВт, Смоленской, Южно-Украинской, Калининской, Запорожской АЭС с реакторами 1000 МВт, а также Игналинской АЭС, на которой установлены реакторы типа РБМК мощностью 1500 МВт. Общая мощность атомных электростанций к концу 1980 г. возросла до 12,5 млн. кВт, возросло также число мощных электростанций.

В 1976 г. были введены в эксплуатацию первый серийный реактор РБМК-1000 на Курской АЭС, в 1977 г.— реактор такого же типа на Чернобыльской АЭС.

В конце 1980 г. мощность Курской и Чернобыльской АЭС была доведена до 2000 МВт каждая, а Ленинградской АЭС — до 3000 МВт. В 1980 г. на Нововоронежской АЭС был введен головной водо-водяной реактор (ВВЭР) на 1000 МВт и мощность этой АЭС достигла 2409 МВт. В том же году на Белоярской АЭС был пущен самый крупный в мире реактор — размножитель БН-600 мощностью 600 МВт. Суммарная мощность АЭС к концу 1987 г. составила 34,4 млн. кВт.

Семидесятые годы были годами интенсивного развития и формирования ЕЭС СССР. В 1973 г. были присоединены по ВЛ 500 кВ Ермак — Омск Омская и по ВЛ 330 кВ — Кольская энергосистемы; в том же году было завершено сооружение межгосударственной ВЛ 400 кВ Молдавская ГРЭС — Луканешты (СССР) — Добруджа (НРБ) и энергосистема НРБ была включена на параллельную работу с ЕЭС СССР.

В 1978 г. была введена в работу на напряжении 750 кВ магистраль Донбасс — Днепр — Винница — Западная Украина (СССР) — Альбертирша (ВНР), и с 1979 г. началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран — членов СЭВ. Сотрудничество социалистических стран в области энергетики сыграло большую роль в ускорении развития национальных энергосистем, повышении их надежности и экономичности.

Общее число параллельно работающих в ЕЭС СССР энергосистем за годы десятой пятилетки увеличилось с 67 до 80, а выработка электроэнергии достигла 89% суммарной выработки по стране.

Эффект снижения годового максимума нагрузки ЕЭС СССР за счет разновременности масимумов ОЭС в декабре 1980 г. составил 3840 МВт, а всех параллельно работающих энергосистем — 9030 МВт.

За годы одиннадцатой пятилетки суммарная мощность атомных электростанций возросла до 28,1 млн. кВт, или в 2,2 раза.

На конец 1987 г. 74 ТЭС имели установленную мощность каждая 1 млн. кВт и более, в том числе 23 электростанции — мощность по 2 млн. кВт. и выше, суммарная мощность этих электростанций составила 58,8% всех ТЭС.

К концу одиннадцатой пятилетки 16 ГЭС мощностью каждая свыше 1 млн. кВт участвовали в покрытии графика нагрузки ЕЭС СССР суммарной мощностью 38 млн. кВт.

В одиннадцатой пятилетке продолжалось дальнейшее интенсивное развитие ядерной энергетики, вводились новые мощности на крупнейших тепловых электростанциях Западной Сибири и Казахстана, на гидроэлектростанциях Сибири, Средней Азии, сооружались ВЛ 750 кВ в Центре и на Украине и ВЛ 1150 кВ Казахстан — Урал.

Вошли в строй новые атомные электростанции с энергоблоками мощностью по 1000 МВт: Смоленская, Калининская, Южно-Украинская, Запорожская, Балаковская. Мощность Ленинградской и Курской АЭС достигла 4000 МВт, был введен в эксплуатацию первый блок мощностью 1500 МВт на Игналинской АЭС. Были введены в работу восемь энергоблоков по 500 МВт на Экибастузской ГРЭС-1, первый агрегат 800 МВт на Сургутской ГРЭС-2, теплофикационные агрегаты 250 МВт на Московских и Киевских ТЭЦ, гидроагрегаты 650 МВт на Саяно-Шушенской ГЭС.

Протяженность линий электропередачи за 1981—1985 гг. возросла на на-

пряжении 500 кВ и выше с 28,4 до 39,75 тыс. км, а по линиям 750 кВ — с 2,9 до 4,15 тыс. км.

Протяженность линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше составила 184 тыс. км и увеличилась на 38 тыс. км за пятилетие, линии электропередачи 750 кВ — соответственно составила 4,35 и увеличилась на 1,45 тыс. км.

Суммарное снижение годового максимума нагрузки ЕЭС СССР за счет разновременности максимумов всех энергосистем и ОЭС составило 9970 МВт.

В восьмидесятые годы развитие Единой энергетической системы было неразрывно связано с выполнением Энергетической программы, которая была разработана в 1980—1981 гг. и утверждена постановлением ЦК КПСС и Советом Министров СССР в 1983 г. Центральный Комитет КПСС определил значение Энергетической программы СССР как плана ГОЭЛРО в новых условиях. Энергетическая программа 1983 г., так же как и план ГОЭЛРО, предусматривает решение комплексных задач развития электроэнергетики, угольной, нефтяной и газовой промышленности, использования нетрадиционных источников энергии, машиностроения и других отраслей промышленности, обеспечивающих топливно-энергетический комплекс оборудованием, машинами и материалами.

ЕЭС СССР в нынешних границах охватывает территорию протяженностью с запада на восток около 7000 км и с севера на юг более 3000 км.

Мощность электростанций ЕЭС СССР в 1987 г. составила 279,4 млн. кВт с годовой выработкой электроэнергии 1477,7 кВт·ч, что составляет 88,7% производства в стране.

5.3. Эффективность ЕЭС СССР

Благодаря созданию ЕЭС СССР энергетика страны поднялась на более высокий уровень развития, обеспечивающий значительный энергоэкономический эффект для народного хозяйства и тем самым способствующий решению основной задачи современности — ускорению научно-технического прогресса и на его основе социально-экономического развития общества.

Это подтверждается, в частности, тем, что ЕЭС СССР обеспечила: повышение надежности электроснабжения путем взаимного резервирования электростанций при одновременном уменьшении необходимых резервных мощностей электростанций вследствие несовпадения времени прохождения максимумов нагрузки; наиболее экономичное распределение нагрузки между электростанциями, включая комплексное использование межсистемных линий электропередачи для взаиморезервирования; транспорт электроэнергии из районов дешевого топлива; возможность маневрирования энергоресурсами при отклонениях потребляемой мощности отдельных районов от плановой; возможность укрупнения мощностей агрегатов и электростанций.

Благодаря взаимопомощи энергосистем, входящих в ЕЭС СССР, за период 1981—1985 гг. было предотвращено более 150 крупных аварий, был снижен необходимый аварийный резерв мощности до 4—5 млн. кВт (по сравнению с изолированной работой входящих в ЕЭС энергообъединений). Снижение совмещенной максимальной нагрузки за счет разновременности наступления максимумов составило в 1985 г. почти 10 млн. кВт, что равноценно экономии установленной мощности.

В настоящее время *ЕЭС СССР не имеет себе равных по числу крупнейших электростанций.* Совместная работа в ЕЭС СССР электростанций общей мощностью 265,3 млн. кВт (1985 г.) создает возможность применения высокоэкономичных агрегатов предельной мощности, изготовляемых отечественной промышленностью. Это позволяет ускорить энергетическое строительство, уменьшить стоимость установленного киловатта за счет наращивания мощностей путем сооружения крупнейших электростанций. Незначительная доля даже самого крупного агрегата в суммарной мощности ЕЭС (энергоблок мощностью 1000 МВт составляет менее 0,4% мощности ЕЭС, а мощность Саяно-Шушенской ГЭС — менее 3%) облегчает условия резервирования, позволяет применять рациональные технологические схемы электростанций блочного типа, что наряду с удешевлением электростанций упрощает схемы защиты и автоматики, улучшает условия эксплуатации.

В ЕЭС СССР полностью используются гидроэнергетические ресурсы в период многоводья и компенсируется недовыработка каскадов ГЭС в маловодные годы.

За 1971—1985 гг. удельный расход условного топлива на отпущенную с ТЭС электроэнергию снизился по ЕЭС с 366 г/(кВт·ч) в 1970 г. до 326,2 г/(кВт·ч) в 1985 г. Более 60% этого снижения получено за счет оптимизации режимов и сокращения числа часов работы устаревшего малоэкономичного оборудования, что обеспечивает повышение экономичности работы ЕЭС и экономию топлива.

Создание ЕЭС СССР в ее нынешних границах уже обеспечило (по расчетам) экономию более 25 млрд. руб. капиталовложений в электроэнергетику и снижение ежегодных эксплуатационных затрат примерно на 1 млрд. руб. ежегодно. По приведенным затратам 1 рубль, вложенный в создание ЕЭС СССР, обеспечивает экономию в народном хозяйстве не менее 3 рублей.

Развитие ЕЭС СССР в будущем тесно связано с условиями развития топливно-энергетического комплекса страны. Определение оптимальной структуры генерирующих источников является одной из важнейших проблем экономического развития страны.

5.4. Дальнейшее развитие ЕЭС СССР[1]

Указанные в § 5.1 особенности функционирования ЕЭС СССР определяют специфику условий дальнейшего ее развития.

При перспективном планировании развития ЕЭС СССР исходят из необходимости учета использования топливно-энергетических ресурсов страны, рационального сочетания и размещения базисных полупиковых и пиковых генерирующих источников. Этим определяются основные принципы и пути развития ЕЭС СССР.

Обеспечение оптимальной структуры энергомощностей. Формирование структуры генерирующих источников ЕЭС СССР базируется на эффективном использовании имеющихся энергетических ресурсов при обеспечении оптимальной загрузки электростанций. Особую сложность вызывает резкое несоответствие размещения производительных сил в основных районах страны и наличия в них топливных и гидроэнергетических ресурсов. В европейской части страны и на Урале, где потребляется около 80% всей вырабатываемой в стране электроэнергии, сосредоточено только 20% всех видов энергетических ресурсов. Основные запасы угля, гидроэнергии, нефти и природного газа находятся в восточных районах страны, главным образом в Сибири.

На период до 2000 г. развитие энергетики в стране намечается осуществить за счет ускоренного роста использования газа с последующим крупномасштабным развитием ядерной энергетики, увеличения добычи и использования угля преимущественно для электростанций в восточных районах страны, дальнейшего использования богатейших гидроэнергетических ресурсов этих районов.

Недостаточная доля ГЭС в Единой энергетической системе СССР и резкое увеличение неманевренного оборудования привели к тому, что в последнее время в часы ночного провала графика нагрузки разгрузка энергоблоков ТЭС увеличилась в 2—4 раза (в среднем для блоков 150, 200 и 300 МВт на 30—35%). Кроме такой глубокой разгрузки часть блоков полностью останавливается на ночь, при этом экономичность энергоблоков при разгрузке их на 50% ухудшается на 4—6%, а при разгрузке на 60% — на 7—8%, потеря топлива на пуск одного энергоблока составляет в среднем 150 т в пересчете на условное топливо.

Общая потеря топлива за счет остановок и разгрузки энергоблоков оценивается в 10—12 тыс. т в сутки в условном исчислении.

Уже в конце одиннадцатой пятилетки практически весь

[1] § 5.4 изложен в соответствии с Энергетической программой СССР 1983 г.

прирост производства электроэнергии в промышленно развитых районах страны к западу от Волги осуществлялся за счет ввода новых мощностей на АЭС.

Рост переменной части суточного графика нагрузки в условиях нарастания базовых мощностей ТЭС и АЭС предопределяет необходимость ввода специализированного высокоманевренного оборудования, в особенности на ГЭС и ГАЭС, которые должны обеспечить надежную и экономичную работу крупных ТЭС и АЭС в ЕЭС СССР.

Дальнейшая концентрация мощностей. В настоящее время мощность самого крупного энергоблока на ТЭС достигла 1,2 млн. кВт (Костромская ГРЭС), единичная мощность самых крупных электростанций достигла 4 млн. кВт (1,5% установленной мощности ЕЭС СССР). Однако и в перспективе удельный вес самой крупной электростанции и самого мощного энергоблока в Единой энергосистеме по сравнению с существующим уровнем не увеличится.

Обеспечение максимальной сбалансированности экономических районов страны. Условия надежности энергоснабжения требуют сведения к минимуму перетоков электроэнергии между отдельными энергосистемами. Однако даже при сбалансированности мощности внутри объединений перетоки между ними необходимы в связи с разновременностью наступления суточных максимумов нагрузки.

Кроме того, использование электростанций в интересах обеспечения оптимального режима ЕЭС СССР в целом, ввод мощностей крупными блоками на электростанциях большой единичной мощности, поточное опережающее строительство больших энергетических комплексов не позволяют сбалансировать производство и потребление электроэнергии даже в границах крупных энергообъединений.

Пока имеется острая необходимость в транзите больших количеств электроэнергии из восточных районов в западные, т. е. из зон производства дешевой электроэнергии в Казахстане (Экибастузские ГРЭС), Сибири (Канско-Ачинский топливно-энергетический комплекс и Ангаро-Енисейский каскад ГЭС) и Тюмени (ТЭС, работающие на местном газе).

Это обусловливает необходимость межсистемных перетоков электроэнергии, без которых невозможна реализация преимуществ совместной работы энергосистем и энергообъединений в Единой энергосистеме страны. При этом пропускная способность связей между основными энергообъединениями должна быть доведена до 3—5 млн. кВт.

Развитие магистральных сетей и повышение класса напряжения линий электропередачи. Основой сети Единой энергосистемы должны явиться высоковольтные линии переменного тока напряжением 750 и 1150 кВ.

В западной зоне Единой энергосистемы, где до последнего времени системообразующие функции выполняла сеть 330 кВ, к настоящему времени уже сооружены первые линии электропередачи 750 кВ, в дальнейшем будет создана кольцевая сеть 750 кВ, охватывающая все основные районы этой зоны. На напряжении 750 кВ будут развиваться и внешние связи ЕЭС с энергосистемами стран — членов СЭВ.

В восточной зоне Единой энергосистемы, где развиваются сети переменного тока напряжением 500 кВ, дальнейшее повышение пропускной способности будет обеспечиваться за счет сооружения линий электропередачи 1150 кВ. Первоочередной задачей является сооружение магистрали Сибирь — Казахстан — Урал пропускной способностью 5—6 млн. кВт, которая обеспечит выдачу избыточной мощности Экибастузских ГРЭС в дефицитную по мощности зону Урала, повысит использование пиковой мощности сибирских ГЭС и усилит межсистемные связи между основными районами восточной зоны Единой энергосистемы.

Наряду со строительством сетей переменного тока, обеспечивающих параллельную работу электростанций в Единой энергосистеме и реализацию преимуществ от их объединения, будут сооружаться мощные линии электропередачи постоянного тока, предназначенные для высокоэкономичного транспорта электроэнергии, вырабатываемой на базе дешевых углей восточных районов, в европейскую часть страны. Для этих целей строится ВЛ постоянного тока напряжением 1500 кВ Экибастуз — Тамбов с пропускной способностью 6 млн. кВт.

Имеющиеся мощности АЭС, работающие в базисном режиме, а также перспективы их развития в европейской части страны, где возможности строительства ГЭС практически исчерпаны, приводят к резкому утяжелению режимов работы основного оборудования ТЭС.

Во избежание недопустимых режимов ТЭС с ежесуточной остановкой не приспособленных к этому энергоблоков 300 МВт и для исключения ночной разгрузки АЭС со снижающейся при этом эксплуатационной надежности оборудования и потерей на них выработки электроэнергии в рамках Северо-Запада, Центра и Юга должны вводиться специальные маневренные энергоустановки и в особенности гидроаккумулирующие электростанции. ГАЭС участвуют в регулировании графика нагрузки удвоенной мощностью (покрывают пик и увеличивают ночную нагрузку за счет потребления электроэнергии на заряд). Они особенно эффективны в сочетании с АЭС, так как в этом случае на заряд ГАЭС не расходуется органическое топливо.

Высокая режимная маневренность ГАЭС позволяет использовать их в качестве оперативных энергомощностей для оказа-

ния срочной «помощи» при аварийных ситуациях в энергосистеме и обеспечения бесперебойного энергоснабжения.

В европейской части ЕЭС СССР переменная часть суточного графика нагрузки (от ночного провала до пика) в перспективе вазрастет. Поэтому для покрытия всего прироста переменной части графика нагрузки и обеспечения работы АЭС в базисном режиме предусматривается строительство крупных ГАЭС.

Масштабы ввода ГАЭС определяются также использованием их в качестве оперативных энергомощностей для резервирования вводимых крупных атомных энергоблоков мощностью 1 млн. кВт и больше. ГАЭС представляют собой практически замкнутые системы, поэтому могут быть расположены вблизи центров энергопотребления.

Таким образом, дальнейшее развитие энергетики в европейской части страны без форсированного строительства ГЭС и особенно ГАЭС невозможно. Однако предусмотренная программа строительства ГАЭС не позволяет полностью обеспечить пиковую часть графика нагрузки. Для этого будут необходимы перетоки электроэнергии от мощных ГЭС Сибири.

На Урале энергобаланс собственными энергоисточниками в ближайшей перспективе не обеспечивается. Поэтому предусматривается передача на Урал электроэнергии от ГРЭС Экибастузского комплекса и сургутских электростанций, работающих на природном газе и обеспечивающих электроснабжение нефтегазодобывающих районов Западно-Сибирской низменности, а также от ГЭС Ангаро-Енисейского каскада.

В азиатской части страны прирост потребления электроэнергии будет в основном покрываться за счет ввода электростанций Экибастузского и Канско-Ачинского комплексов и крупных ГЭС. В связи с высокой плотностью суточных графиков нагрузки и большим удельным весом ГЭС проблемы создания в этой зоне специальных маневренных мощностей не возникает.

В Казахстане с развитием Экибастузского топливно-энергетического комплекса и Южно-Казахстанской ГРЭС создаются значительные избытки электроэнергии и мощности, которые будут передаваться в Центр, на Урал и в Среднюю Азию.

В Сибири основой развития энергетики является продолжение строительства ГЭС Ангаро-Енисейского каскада и мощных тепловых электростанций Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса (КАТЭК). Кроме действующих здесь ГЭС, таких как Братская (рис. 5.1), Красноярская (рис. 5.2), Усть-Илимская, Саяно-Шушенская (рис. 5.3), до 2000 г. будут введены Майнская, Курейская и Богучанская гидроэлектростанции.

Общая установленная мощность ГЭС Ангаро-Енисейского каскада может составить 60,5 млн. кВт. Более половины элек-

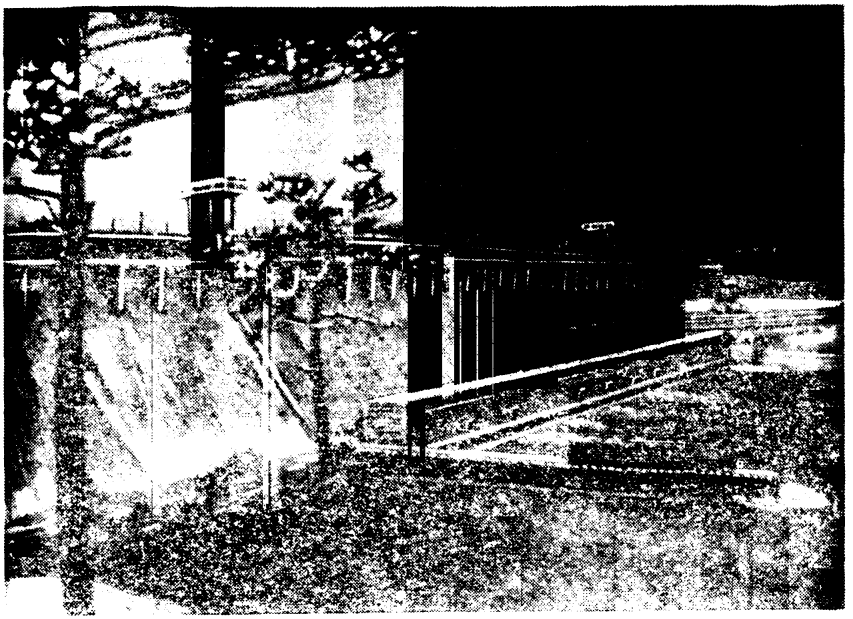


Рис. 5.1. Братская ГЭС имени 50-летия Великого Октября. Первые агрегаты ГЭС были введены в эксплуатацию в 1961 г., а в 1967 г. она достигла мощности 4100 МВт. Установлено 18 агрегатов, 16 из которых имели единичную мощность по 225 МВт, а два — по 250 МВт. В результате замены обмоток статора генератора увеличилась мощность каждого с 25 до 250 МВт и мощность ГЭС стала 4500 МВт. Водохранилище Братской ГЭС имеет полный объем 169 м^3 и является вторым по размеру в мире

троэнергии Сибири будет вырабатываться на ГЭС. Отсюда по сверхмощным ВЛ электроэнергия будет передаваться в европейскую часть страны, что существенно облегчит режим работы ТЭС европейских районов, позволит вовлечь в баланс и в регулирование графика значительные пиковые мощности ГЭС Сибири и полностью использовать эффект разновременности максимумов.

В Средней Азии развитие энергосистем будет происходить за счет строительства каскадов ГЭС на реках Вахш, в частности Рогунской ГЭС мощностью 3600 МВт, и Нарын, а также ТЭС с использованием местных топливных ресурсов. Связи между энергосистемами республик Средней Азии будут продолжать развиваться на напряжении 500 кВ. Произойдет присоединение к ЕЭС СССР объединенной энергосистемы Средней Азии линией электропередачи 500 кВ для передачи мощности Экибастузской и Южно-Казахстанской ГРЭС в районы, имеющих дефицит электроэнергии.

На Дальнем Востоке развитие электроснабжения в энерго-

Рис. 5.2. Красноярская ГЭС имени 50-летия СССР — одна из крупнейших в мире. Первые агрегаты ГЭС были пущены в 1967 г. Установлено 12 агрегатов по 600 МВт каждый. Проектная мощность ГЭС 6000 МВт была достигнута в 1971 г.

Рис. 5.3. Саяно-Шушенская ГЭС является крупнейшей ГЭС в Советском Союзе. Ее мощность 6400 МВт. Установлено 10 гидроагрегатов по 640 МВт каждый. В конце 1978 г. был пущен первый гидроагрегат, а в 1985 г. был введен десятый агрегат, мощность ГЭС достигла проектной — 6,4 млн. кВт. Арочно-гравитационная плотина ГЭС высотой 240 м является одной из самых высоких плотин этого типа в мире

объединении будет происходить за счет строительства ряда мощных ТЭС на местных углях — Харановской, Приморской, Нерюнгринской и ГЭС на Бурее. Межсистемные транзиты в энергообъединении Востока будут осуществляться на напряжении 500 кВ.

Изолированно от Единой энергосистемы страны из-за большой удаленности длительное время будут работать Норильская, Магаданская, Камчатская и Сахалинская энергосистемы.

5.5. Надежность, устойчивость и живучесть ЕЭС СССР

В связи с ростом масштабов ЕЭС СССР обеспечение ее надежности, устойчивости и живучести приобретает все большее значение.

Для основной сети Единой энергосистемы характерно предельное использование линий электропередачи при частых изменениях мощности и направления ее перетоков, что требует принятия специальных мер по обеспечению надежности энергосистем и их управляемости.

Надежность энергосистемы, выражающаяся в обеспечении бесперебойного энергоснабжения, определяется ее устойчивостью и живучестью. Степень устойчивости зависит от уровня пропускной способности и загрузки основных межсистемных связей, имеющихся резервов энергомощностей и оснащения энергосистем средствами управления нормальными и аварийными режимами.

Устойчивость энергосистемы — это способность сохранять совместную синхронную работу электростанций при внезапных перегрузках и отключениях оборудования отдельных электростанций и линий электропередачи.

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

При значительной загрузке межсистемных связей крупные возмущения, как правило, приводят к нарушению их устойчивости и без применения противоаварийной автоматики невозможно избежать каскадного развития аварий. Противоаварийная автоматика локализует возникшие возмущения и предотвращает нарушение устойчивости Единой энергосистемы путем сбалансированных воздействий на разгрузку генераторов в избыточных энергосистемах и на отключение нагрузки в дефицитных энергосистемах, а при возможности сохранения устойчивости производит разделение энергосистем в точках, определенных с учетом максимального сохранения электроснабжения потребителей.

Автоматика балансирующего действия, охватывающая основные межсистемные связи, воздействует практически на все ГЭС, отключая или загружая автоматически гидроагрегаты в зависимости от характера аварии. При снижении частоты резервные гидроагрегаты запускаются автоматически.

В результате применения противоаварийной автоматики, воздействующей на ГЭС, повысилась пропускная способность межсистемных связей на 3000 МВт и ежегодно предотвращается 60—80 тяжелых системных аварий.

Быстрота протекания аварийных процессов в энергосистемах и необходимость воздействия на многие энергетические объекты, удаленные друг от друга на сотни и тысячи километров, предопределяют особое значение совершенствования автоматизации управления энергосистемами и развития автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) Единой энергосистемой СССР в увязке с общеотраслевой автоматизированной системой управления.

Важнейшими задачами, которые должны способствовать повышению управляемости Единой энергосистемы, устойчивости, живучести и надежности ее работы в текущем десятилетии, являются:

обеспечение необходимого уровня управляемости АЭС, включая разработку и внедрение новых средств автоматизации управления;

повышение управляемости основных электрических сетей с оснащением энергосистем средствами компенсации реактивной мощности и устройствами регулирования напряжения;

создание системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) и глобальной системы противоаварийного управления, охватывающей всю ЕЭС СССР;

развитие средств диспетчерского и технологического управления магистральной сети каналов связи и телемеханики, разработка и промышленный выпуск новых средств управления;

создание унифицированной системы автоматического регулирования частоты и мощности для ТЭС различных типов с использованием современной элементной базы;

совершенствование релейной защиты и противоаварийной автоматики на действующих энергетических объектах;

обеспечение выпуска новых средств релейной защиты для сетей сверхвысокого напряжения, комплексов устройств противоаварийной автоматики, вычислительной техники, быстродействующих устройств передачи сигналов информации и управления, а также новых средств циркулярного телеуправления.

5.6. Диспетчерское управление ЕЭС СССР

Основной задачей диспетчерского управления ЕЭС СССР является надежное и бесперебойное удовлетворение потребности в электроэнергии и норм качества ее (частоты в ЕЭС и уровня напряжения в основных узлах сети) с наибольшим экономическим эффектом для народного хозяйства в целом. В современных условиях это — исключительно сложная задача, и решается она прежде всего с соблюдением принципа иерархичности управления, при котором вводятся приоритетные действия верхнего уровня по отношению к нижнему. В соответствии с этим система оперативно-диспетчерского управления ЕЭС СССР организуется по иерархической схеме и имеет три основных уровня (рис. 5.4):

первый уровень — центральное диспетчерское управление ЕЭС СССР (ЦДУ);

второй уровень — объединенное диспетчерское управление объединенных энергетических систем (ОДУ);

третий уровень — центральные диспетчерские службы энергетических систем (ЦДС).

Ниже этих основных ступеней иерархии находятся пункты оперативного управления электростанциями, предприятиями (районами) электрических и тепловых сетей (ПЭС).

Система диспетчерского управления, осуществляя решение указанных выше задач, выполняет также ряд других функций,

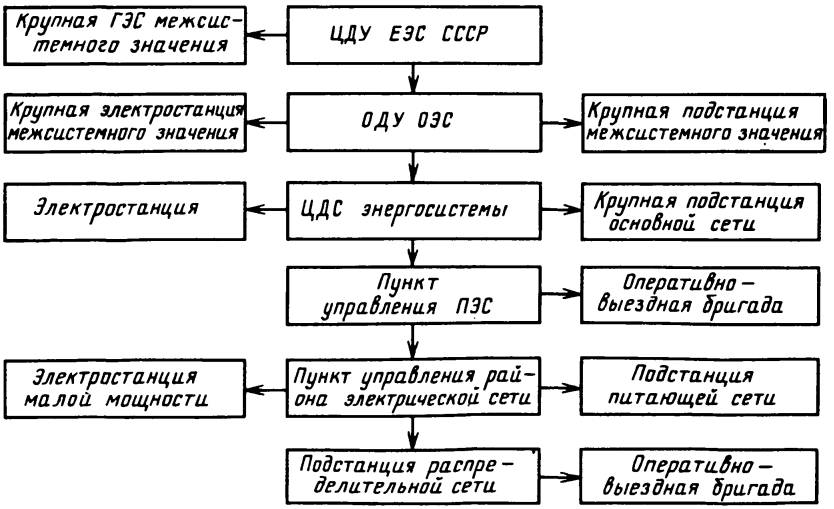


Рис. 5.4. Структура оперативно-диспетчерского управления ЕЭС СССР

связанных с планированием развития энергосистем и внедрением новых средств автоматического управления.

Электростанция и предприятия электрических сетей (ПЭС) участвуют в разработке планов выработки электроэнергии, межсистемных перетоков ее, координируют планы капитальных ремонтов основного оборудования электростанций и сетей и выполняют ряд других функций управления.

Указанные в § 5.1 особенности электроэнергетического производства обусловили высокий уровень автоматизации всего процесса управления ЕЭС СССР. Одной из таких систем явилась автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления (АСДУ). Она представляет собой человеко-машинную систему, включающую совокупность экономико-математических методов и средств вычислительной техники, сбора, передачи и отображения информации, обеспечивающих наиболее эффективное выполнение функций оперативно-диспетчерского управления энергетикой. Успешное решение задач управления при весьма сложной электрической сети и огромной территории страны также требует использования иерархической системы управления. Иерархическая система АСДУ является четырехуровневой (рис. 5.5):

первый уровень — АСДУ Центрального диспетчерского управления (ЦДУ);

второй уровень — АСДУ объединенных диспетчерских управлений (ОДУ);

третий уровень — АСДУ энергосистем;

четвертый уровень — АСУ ТП электростанций, электрических сетей и подстанций.

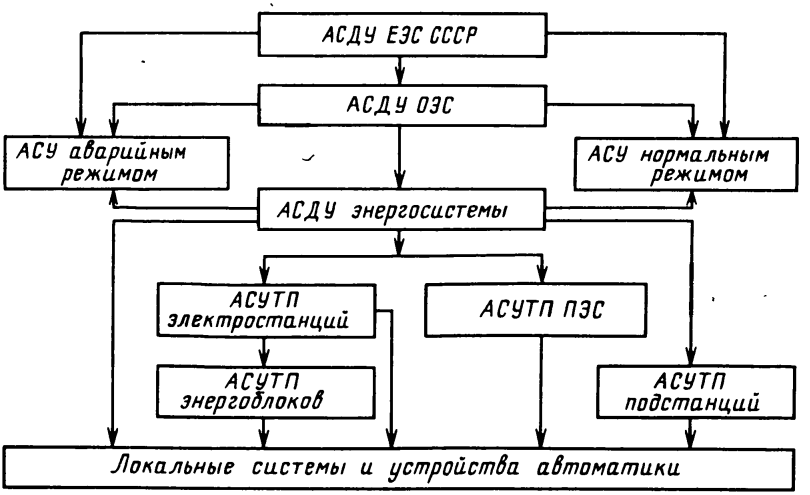


Рис. 5.5. Иерархическая схема АСДУ ЕЭС СССР

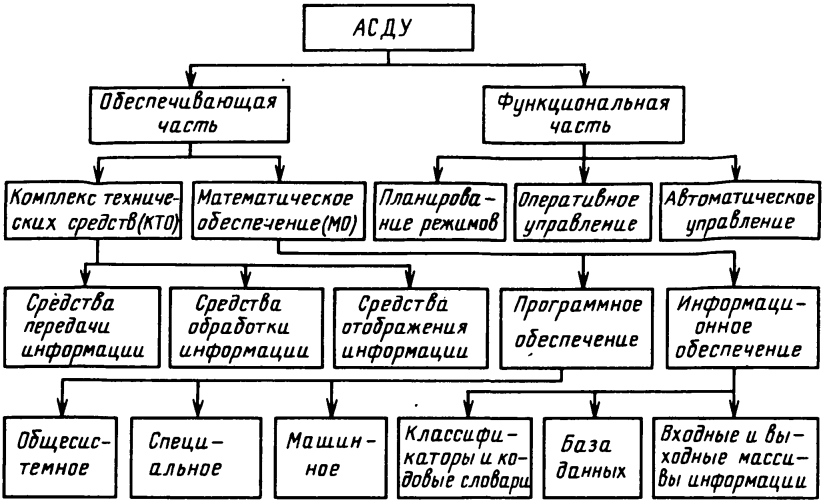


Рис. 5.6. Состав АСДУ ЕЭС СССР

АСДУ ЕЭС СССР, как и любая другая автоматизированная система управления (АСУ), состоит из функциональной и обеспечивающей частей (рис. 5.6). Функциональная часть АСДУ включает комплекс экономико-математических методов решения задач планирования режимов, оперативного и автоматического управления. Обеспечивающая часть АСДУ состоит из комплекса технических средств (КТС) и математического обеспечения (МО).

К комплексу технических средств относятся системы сбора информации, средства вычислительной техники, средства отображения информации.

Система сбора информации в АСДУ базируется на сети каналов связи между энергообъектами (электростанциями, подстанциями), энергосистемами, ОДУ и ЦДУ.

Средства вычислительной техники. Основными средствами АСДУ являются ЭВМ третьего поколения: универсальные, малые управляющие и микро-ЭВМ.

Универсальные ЭВМ предназначены для решения сложных инженерных и экономических задач и создания архивов информации, обладают высоким быстродействием (от 100 000 до нескольких миллионов операций в секунду), мощной оперативной (256—1024 тыс. байт) и внешней (несколько сотен миллионов байт) памятью. Это машины единой серии, выпускаемые странами — членами СЭВ (ЕС-1022, ЕС-1033, ЕС-1035, ЕС-1040, ЕС-1055 и ЕС-1060).

Универсальные ЭВМ осуществляют решение режимных за-

дач, накопление производственно-статистической информации, формирование сводок о работе энергосистем и т. д.

Малые управляющие ЭВМ (УВМ) имеют меньшие габариты, обладают меньшей производительностью (несколько десятков тысяч операций в секунду) и оперативной памятью (до 256 тыс. байт). Однако эти машины на порядок надежнее универсальных и оснащены широким набором устройств связи с объектами управления. Они предназначены для создания информационных систем и систем автоматического управления технологическими процессами. В АСДУ широко используются малые ЭВМ: М-6000, СМ1, СМ2, СМ3 и СМ4, ЕС-1010, ЕС-1011.

Для выполнения многообразных функций АСДУ на базе вышеперечисленных ЭВМ создаются многомашинные комплексы (рис. 5.7).

На диспетчерских пунктах ЦДУ (рис. 5.8), ОДУ и энергосистем устанавливаются четырехмашинные комплексы, состоящие из двух малых и двух универсальных ЭВМ. В каждой паре однотипные машины автоматически резервируют друг друга. Малые ЭВМ обеспечивают сбор, обработку и отображение оперативной информации, поступающей с низших уровней управления по каналам связи, а также передают эту информацию в универсальные машины.

Пункты оперативного управления электростанциями и крупнейшими подстанциями сверхвысокого напряжения создаются на базе двухмашинных комплексов малых управляющих ЭВМ, обеспечивающих информационные функции и функции автоматического управления технологическим процессом. Аналогичные комплексы создаются и для автоматического регулирования

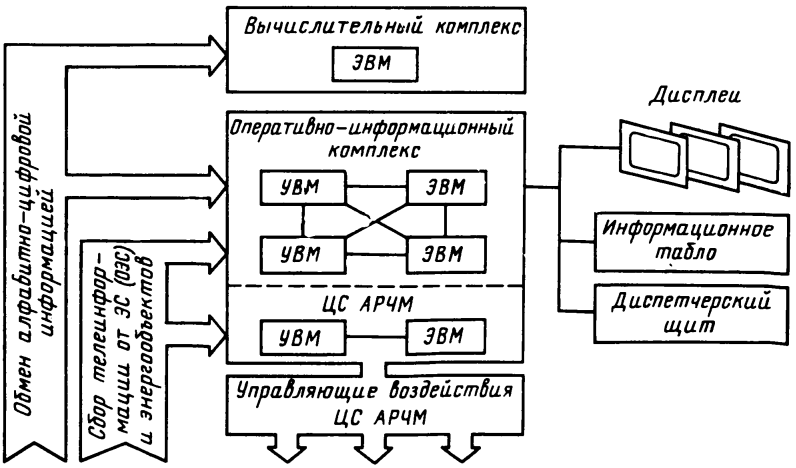


Рис. 5.7. Структура многомашинных комплексов АСДУ ЕЭС, ОЭС и энергосистем.

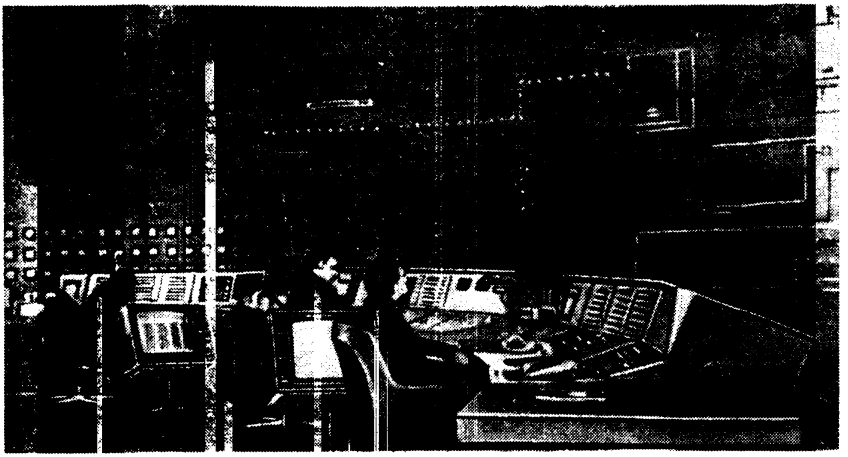


Рис. 5.8. Диспетчерский пункт ЦДУ ЕЭС СССР. В центральной части диспетчерского пункта расположен оперативный щит, на панелях которого нанесена цветная мнемосхема основных сетей и объектов ЕЭС. Управление средствами отображения оперативной информации осуществляется двумя малыми ЭВМ типа «Видеотон-1010Б»

частоты, активной мощности и систем противоаварийной автоматики. В настоящее время проводится большая работа по использованию микро-ЭВМ в энергетике: создание микро-ЭВМ явилось следствием дальнейшей миниатюризации электронных элементов и значительного повышения их надежности.

Средства отображения информации. Для отображения информации на диспетчерских пунктах наряду с традиционными устройствами (диспетчерские щиты, аналоговые показывающие и регистрирующие приборы) применяются новые средства отображения информации (дисплеи, табло, цифровые приборы), управляемые ЭВМ.

Наиболее эффективным средством отображения оперативно-диспетчерской информации являются дисплеи, используемые не только для вывода информации на экран, но и для ввода с экрана дисплея в ЭВМ алфавитно-цифровой информации для последующей обработки и отображения.

По мере накопления опыта работы с новыми средствами отображения информации и повышения надежности работы комплекса средств вычислительной техники ЭВМ будут играть все большую роль в управлении средствами отображения.

Математическое обеспечение (МО). АСДУ представляет собой комплекс программ для решения на ЭВМ задач АСДУ.

Математическое обеспечение состоит из двух основных частей: стандартной части — поставляется заводом-изготови-

телем ЭВМ и позволяет использовать машины в любой отрасли науки и техники; специальной части — обеспечивает решение конкретных задач, в частности управления энергетикой, разрабатывается научно-исследовательскими и проектными институтами АН СССР, Минэнерго СССР, Госкомобразования СССР, энергетическими предприятиями.

Функциональная часть АСДУ. В АСДУ ЕЭС СССР производится решение задач управления, скомпонованных по трем подсистемам: планирования режимов, оперативного управления, автоматического управления.

В подсистеме планирования режимов с помощью универсальных ЭВМ решаются практически все основные задачи планирования режимов энергосистем ОЭС и ЕЭС СССР: выполняется долгосрочный и краткосрочный прогноз нагрузки, рассчитываются нормальные и аварийные режимы (потокораспределение, токи коротких замыканий, устойчивость параллельной работы), выбираются параметры настройки релейной защиты и автоматики.

Ежедневно с помощью ЭВМ рассчитываются на последующие сутки графики нагрузки ОЭС, энергосистем, отдельных электростанций. На основании этих расчетов, выполняемых по экономическим характеристикам агрегатов с учетом потерь электроэнергии в сетях, обеспечивается наиболее оптимальное распределение нагрузок, что позволяет получить существенную экономию топлива, расходуемого ТЭС.

Значительная экономия топлива получается также за счет увеличения выработки электроэнергии на ГЭС, достигаемого при планировании с помощью ЭВМ режимов сработки и наполнения водохранилищ каскадов ГЭС.

Большой экономический эффект обеспечивается за счет снижения потерь электроэнергии в сетях от внедрения программ оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности.

Благодаря расчетам устойчивости параллельной работы, токов коротких замыканий, уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики, осуществляемым с помощью ЭВМ, повышается надежность электроснабжения потребителей и работы энергосистем.

В настоящее время практически все энергосистемы используют для расчетов нормальных и аварийных режимов ЭВМ средней производительности. В практику диспетчерского управления все более широко внедряются задачи оптимизации режимов и другие задачи.

В подсистеме оперативного управления с помощью ЭВМ осуществляется контроль работы энергосистемы, представление диспетчеру обобщенных данных, документирование информации.

Малые ЭВМ собирают информацию о схеме и режиме работы

управляемой энергосистемы, поступающую от устройств телемеханики, обрабатывают ее, осуществляют контроль параметров режима и формируют сигналы диспетчеру в случае нарушения установленных пределов.

На основе использования малых ЭВМ реконструируются диспетчерские пункты ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ и крупных энергосистем. На диспетчерских пунктах устанавливаются новые управляющие ЭВМ, средства отображения информации. Основным очень гибким средством отображения оперативной информации являются дисплеи, с помощью которых диспетчеру представляются подробные и структурные схемы отдельных объектов и участков энергосистемы с указанием отключенных элементов оборудования, значений мощностей и напряжений в текущем режиме. Помимо дисплеев используют таблицы аварийных отключений оборудования и выхода параметров режима за установленные пределы, таблицы текущих и аварийных значений отдельных показателей для контроля работы энергосистем и анализа ситуаций, ретроспективная информация о предаварийном режиме и ходе развития аварии и т. д.

В подсистеме автоматического управления функционируют два звена:

автоматического управления нормальным режимом (автоматического регулирования частоты и активной мощности);

автоматического управления аварийными режимами (противоаварийная автоматика).

Управляющие ЭВМ в системах противоаварийной автоматики. Одним из наиболее сложных и ответственных элементов противоаварийной автоматики является централизованное устройство автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ).

Применение ЭВМ для осуществления этих функций, обладающих большими логическими возможностями, позволяет повысить точность дозировки управляющих воздействий и, следовательно, уменьшить возможный ущерб вследствие отключения действием противоаварийной автоматики генераторов и нагрузки. Это достигается за счет применения более сложных алгоритмов дозировки управляющих воздействий на основании большого объема информации о схеме и параметрах текущего режима, а также более точной обработки информации.

АСУТП тепловых электростанций. На ТЭС в составе АСУТП энергоблоков и АСУТП ТЭС малые управляющие ЭВМ обеспечивают:

информационное обслуживание оперативного персонала (выход информации на цифровые табло, контроль основных параметров режима работы энергоблока, документирование оперативной информации, фиксацию параметров режимов работы для ретроспективного анализа аварийных ситуаций);

оперативный расчет и анализ технико-экономических показателей работы энергоблока.

Расчеты технико-экономических показателей, в которых учитывается фактическое состояние агрегатов, осуществляются каждые 15 мин, час, смену, сутки и дают возможность персоналу вести экономичный режим работы.

С увеличением единичных мощностей ядерных энергетических установок количество контролируемых параметров резко возрастает. На АЭС с блоками 500—1000 МВт контролируются параметры в нескольких тысячах точек. При таком объеме информации управление атомными энергоблоками может быть обеспечено только с применением централизованных систем контроля и управления, базирующихся на ЭВМ. Так же как и на ТЭС, ЭВМ, устанавливаемые на АЭС, выполняют функции сбора информации, контроля, сигнализации и регистрации параметров, подсчета технико-экономических показателей.

АСУТП подстанций. В зарубежной практике малые ЭВМ довольно широко применяются для автоматизации подстанций разной мощности. С помощью ЭВМ, установленных на подстанциях, наряду с информационными задачами, аналогичными рассмотренным выше, осуществляются функции автоматического управления. ЭВМ осуществляют автоматическую разгрузку трансформаторов при опасной перегрузке, автоматическое регулирование напряжения, регулирование перетоков мощности с помощью трансформаторов с поперечным регулированием и т. д.

В последние годы все более широкое применение в схемах подстанционной автоматики находят микропроцессоры, отличающиеся значительно более высокой надежностью. На базе микропроцессоров разрабатываются системы комплексной автоматизации подстанций вплоть до осуществления функций релейной защиты.

Современная автоматика управления нормальным и аварийными режимами базируется на сложнейшей взаимосвязанной системе автоматических устройств, охватывающей десятки энергетических объектов с линиями связи протяженностью в тысячи километров, для передачи информации о состоянии и нагрузках электростанций, сетей и управляющих команд.

Освоение мощных современных ЭВМ позволит перейти к созданию информационно-вычислительных сетей оперативного управления, базирующихся на взаимосвязанных зональных управляющих вычислительных центрах и управляющих вычислительных центрах энергосистем.

Обеспечение управляемости и максимальной эффективности Единой энергосистемы требует дальнейшего совершенствования (на базе новой аппаратуры) средств и систем автоматизированного управления нормальными и аварийными режимами энерго-

систем, перехода на глобальную систему противоаварийной автоматики, применения ЭВМ в режиме прямого управления.

На основе ЭВМ третьего поколения созданы системы коллективного пользования, позволяющие решать задачи планирования в режиме диалога человек — ЭВМ. Подобные системы все шире используются также технологическими службами энергетических систем разного уровня.

Вместе с тем следует подчеркнуть, что кардинальное решение проблемы управления на основе полной автоматизации не обосновано ни с технической, ни с экономической точек зрения. Более того, до тех пор, пока управляемые системы будут характеризоваться множественностью элементов и их связей, иерархичностью построения, наличием неполноты и неопределенности исходной информации, человек (лицо, принимающее решение) принципиально необходим для управления ими. Это связано с тем, что только человек при определении оптимального решения в отличие от любого технического устройства способен чувствовать сложившуюся ситуацию и на основе этого уменьшать (или исключать) неопределенности, не прибегая при этом к формализации, отличать существенные переменные (или их признаки) от несущественных и использовать неявные ориентиры.

Контрольные вопросы

1. Какие энергосистемы входили в Единую энергосистему европейской части СССР, когда она была организована?
2. Когда была организована Единая энергосистема СССР, каковы ее современные показатели?
3. Каковы энергоэкономические аспекты эффективности ЕЭС СССР?
4. В чем сложность диспетчерского управления ЕЭС СССР?
5. Дайте представление об иерархии организации и управления ЕЭС СССР.
6. Какие преимущества дает объединение энергетических систем в более крупные?
7. Дайте определение надежности, устойчивости и живучести энергетических систем.
8. Почему и для чего введена автоматизированная система диспетчерского управления энергосистемами?

Темы рефератов

1. Единая энергетическая система СССР (общая характеристика).
2. Основные этапы формирования ЕЭС СССР.
3. Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления ЕЭС СССР.
4. Перспективы дальнейшего развития ЕЭС СССР.

Глава 6

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В ЕЭС СССР

6.1. Значение ГЭС и ГАЭС для повышения экономичности и надежности ЕЭС СССР

Установленная мощность гидроэлектростанций, входящих в ЕЭС СССР, в 1988 г. составляла 51,27 МВт, что соответствовало 18% установленной мощности всех электростанций ЕЭС СССР. Выработка электроэнергии гидроэлектростанциями в том же году превысила 184 млрд. кВт·ч, или 12% общей выработки ЕЭС СССР.

Энергетическая значимость гидроэлектростанций в ЕЭС СССР определяется прежде всего той мощностью ТЭС и АЭС, на которую пришлось бы сооружать ГЭС взамен введенных в Единую энергосистему с выполнением ими тех же функций в энергосистемах (покрытие пиков нагрузки, регулирование частоты и т. п.), а также экономией топлива, которое пришлось бы израсходовать для производства соответствующего количества электроэнергии. В настоящее время ежегодная экономия органического топлива в результате осуществленного гидроэнергостроительства в целом по стране превышает 70 млн. т в пересчете на условное топливо. При этом особенно важна экономия топлива, обеспечиваемая работой ГЭС в европейской части страны. Здесь ежегодная экономия превышает 35 млн. т в пересчете на условное топливо, в основном наиболее дефицитного газомазутного топлива.

Другим фактором народнохозяйственной эффективности гидроэнергетики является экономия трудовых ресурсов. Для ГЭС характерна существенно более высокая производительность труда, чем на тепловых и атомных электростанциях. Кроме того, при оценке трудовых затрат на выработку электроэнергии на электростанциях, потребляющих топливо, учитываются затраты на его добычу, обогащение и доставку. В результате численность персонала, используемого при эксплуатации ГЭС, в 10—12 раз ниже, чем в заменяемых вариантах, что имеет очень важное значение для народного хозяйства в условиях ограниченности трудовых ресурсов.

Гидроэнергетическое строительство характеризуется значительно более низкими удельными затратами наиболее ценных строительных материалов. Так, затраты металла на один киловатт мощности на строящихся в настоящее время ГЭС составляет около 30 кг, в то время как на ТЭС — 50 кг и на АЭС — 80 кг.

Существенное значение для экономичности работы энергосистем имеет также низкая себестоимость производства электроэнергии на ГЭС (она в среднем по стране более

чем в 5 раз ниже, чем на ТЭС или АЭС). Это объясняется не только более высокой производительностью труда при эксплуатации, свойственной ГЭС, но и отсутствием затрат на добычу и транспорт топлива, меньшими затратами электроэнергии на собственные нужды, низким процентом амортизационных отчислений, меньшими затратами на всякие виды ремонта.

Характерной особенностью для ГЭС является *зависимость выработки электроэнергии, а следовательно, и себестоимости ее производства от водности года.* Так, средняя по стране себестоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС в многоводном 1970 г., составляла 0,126 коп/(кВт·ч), а в маловодном 1982 г.— 0,173 коп/(кВт·ч), т. е. в 1,4 раза выше.

Не менее важным фактором, обеспечивающим повышение экономичности энергосистем, является режимный. Гидроэлектростанции, работая в переменной зоне графика нагрузки, тем самым переводят режим ТЭС в более для них выгодный, что снижает удельный расход топлива и создает дополнительную экономию топливных ресурсов.

При недостаточной мощности ГЭС к участию в покрытии переменной части графика привлекается ТЭС, что неизбежно приводит к повышению удельных расходов топлива, сокращению ресурса работы оборудования за счет преждевременного его износа, росту затрат средств и времени на проведение ремонтов.

Наконец, последний (но не по важности) вопрос. Речь идет об экологических аспектах гидроэнергетического строительства (см. § 4.2). Следует подчеркнуть, что по сравнению с альтернативными источниками электроэнергии ГЭС в наименьшей степени наносит ущерб окружающей среде и этот ущерб наиболее полно компенсируется при их строительстве. Если же учесть комплексный характер использования водных ресурсов в необходимых для народного хозяйства масштабах, то специфические ущербы, которые могли бы быть полностью отнесены за счет гидроэлектростанций, сводятся только к изменению уровенных и ледовых режимов в нижних бьефах. Эти ущербы существенно уменьшаются при каскадном строительстве ГЭС.

ГЭС с большим объемом водохранилищ повышают надежность энергоснабжения за счет возможности форсированной сработки водохранилищ в периоды дефицита других энергоресурсов и последующего восполнения воды путем сокращения выработки на ГЭС, когда топливный баланс складывается благоприятно. Примером этому может служить выработка электроэнергии на Братской ГЭС, которая в 1974 г. составила 28 млрд. кВт·ч, или на 24% выше среднемноголетней, а в 1977 г.— 19,5 млрд. кВт·ч, или на 7% меньше среднемноголетней. Аналогичное влияние на повышение надежности оказывают и ГАЭС, заряд которых можно осуществлять от АЭС, а в режиме разряда макси-

мально вытеснять выработку электростанций, имеющих напряженный баланс топлива.

Вовлечение уже имеющихся избыточных пиковых мощностей в Сибири, на Кольском полуострове, в Закавказье позволит значительно облегчить баланс энергомощностей в ЕЭС СССР, при этом будет затрачено существенно меньше средств на сооружение линий электропередачи из этих районов, чем на ввод энергомощностей. Кроме того, следует учесть, что избыточные пиковые мощности будут участвовать в регулировании графика нагрузки ЕЭС СССР практически двойной мощностью.

При наличии мощных электрических связей с Сибирью весной, летом и осенью, когда напряженность с топливом несколько ослабевает, в крупных водохранилищах ГЭС Сибири будут создаваться значительные запасы гидроресурсов за счет загрузки в ночное время тепловых электростанций европейской части страны. Эти запасы воды будут использоваться зимой для производства и передачи электроэнергии в центральные районы.

Гидроэлектростанции, являющиеся единственным оперативным резервом ЦДУ, играют очень важную роль в управлении режимом ЕЭС СССР.

Возможность быстрого пуска гидроагрегатов и набора ими нагрузки позволяет широко использовать ГЭС в управлении режимом работы Единой и объединенных энергосистем с включением их в системы противоаварийной автоматики и системы регулирования частоты и мощности.

Так, комплексы противоаварийной автоматики ВЛ 500 кВ Куйбышев — Москва, Красноярск — Иркутск базируются полностью на крупных ГЭС (Волжских ГЭС им. В. И. Ленина и им. XXII съезда КПСС, Саратовской, Красноярской, Братской, Усть-Илимской и Иркутской ГЭС). В комплексах противоаварийной автоматики линий электропередачи Урала и Юга большую роль играют ГЭС Днепровского и Камского каскадов.

На гидроэлектростанциях широко применяются автоматический пуск и загрузка генераторов при аварийном понижении частоты, что позволяет резко сократить время ликвидации аварий и быстрее восстановить энергоснабжение потребителей, отключенных автоматической частотной защитой. Автоматика частотного пуска, которой оснащены все основные ГЭС, осуществляется при снижении частоты до 49,3 Гц автоматический пуск и включение в сеть остановленных агрегатов, перевод агрегатов, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим, загрузку всех работающих гидрогенераторов.

Большое значение для обеспечения надежности функционирования ЕЭС СССР имеют гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). Современные суточные графики нагрузки большинства объединенных энергосистем (включая ЕЭС) характеризуются крайней неравномерностью. Рациональ-

ное покрытие их встречает в настоящее время значительные трудности ввиду недостатка маневренных мощностей. В перспективе эти трудности вследствие возрастания в энергетическом балансе доли АЭС и мощных высокоэкономичных блоков ТЭС, роста абсолютных значений пиков нагрузки, а также снижения маневренного диапазона ТЭС за счет вывода из эксплуатации мелкого, низкоэффективного и устаревшего оборудования могут значительно возрасти, если не будет принято необходимых мер по наращиванию маневренных мощностей, обеспечивающих участие не только в покрытии пиков, но и в прохождении периодов вынужденной разгрузки электростанций.

Наиболее реальным путем решения проблемы является строительство специальных маневренных электростанций — пиковых и полупиковых ГАЭС, пиковых газотурбинных установок (ГТУ), полупиковых тепловых электростанций на мазуте и твердом топливе (ППТЭС).

Сравнение технико-экономических показателей ГАЭС с показателями ГТУ и ППТЭС указывает на ряд существенных преимуществ гидроаккумулирующих электростанций:

мощность ГАЭС используется как для покрытия пиковых или полупиковых зон графиков нагрузки, так и для заполнения ночных провалов. Общий маневренный диапазон ГАЭС, таким образом, равен суммарной мощности в генераторном и насосном режимах;

ГАЭС обеспечивают оптимальный равномерный режим работы АЭС, заряжаясь от атомных электростанций. Использование для заряда ГАЭС ядерного топлива позволяет уменьшить потребление органического топлива. Годовая экономия составляет 0,5—0,7 т в пересчете на условное топливо на 1 кВт турбинной мощности для пиковых и 0,8—1,2 т/кВт в условном исчислении для полупиковых ГАЭС;

оборудование ГАЭС обладает существенно более высокой степенью быстродействия, чем ГТУ и ППТЭС. Время набора гидроагрегатом полной нагрузки в генераторном режиме составляет 10—60 с, в насосном режиме 6—9 мин. Это позволяет эффективно и экономично использовать ГАЭС для регулирования мощности и поддержания частоты тока в системе в течение полных рабочих суток;

сооружения и оборудование ГАЭС более просты, надежны и долговечны, требуют меньше удельных затрат труда и материалов на эксплуатацию.

Широкомасштабное строительство ГАЭС позволяет эффективно решить задачу размещения оперативных и резервных мощностей, поскольку создание их сопровождается в этом случае достаточно низкими удельными капиталовложениями.

Существенные экономические эффекты дает объединение в

единые энергетические комплексы атомных и гидроаккумулирующих электростанций с совместным использованием создаваемых водоемов для аккумуляции энергии и охлаждения циркуляционной воды АЭС. На примере строящегося Южно-Украинского энергетического комплекса в составе АЭС и ГЭС-ГАЭС показано, что создание энергетических комплексов позволяет получить экономию удельных капиталовложений на установленный киловатт общей мощности, а также снижение эксплуатационных расходов и уменьшение потерь электроэнергии в линиях электропередачи. Создание подобных энергетических комплексов возможно также на других новых площадках.

Подчеркивая здесь значение ГЭС и ГАЭС в обеспечении экономичности и надежности функционирования ЕЭС, вместе с тем не хочется сводить к нулю и другие пути решения этой проблемы, в частности развитие строительства ГТУ и ППТЭС, а также использование других форм аккумуляции энергии. Однако при современном уровне научно-технического прогресса использование подобных форм не может считаться более перспективным, чем использование ГАЭС.

6.2. Комплексный эффект гидроэнергетического строительства и основные направления его развития

Характерной особенностью развития гидроэнергетики в СССР является то, что крупное гидроэнергетическое строительство всегда выступало и выступает пионером в комплексном использовании природных ресурсов (см. § 3.7). К настоящему времени водохранилища построенных ГЭС благодаря регулированию и перераспределению стока рек внутри года, а также частично в многолетнем разрезе позволяют осуществить орошение земель на площади только в европейской части СССР более 10 млн. га.

Эти возможности широко реализуются в Средней Азии, на Украине, в Крыму, Поволжье, на Северном Кавказе и в Закавказье.

Сооружение каскадов ГЭС на Волге, Каме и Днепре обеспечило создание глубоководных речных путей на этих важных судоходных реках, позволило существенно увеличить объемы грузоперевозок речным транспортом на большей части европейской территории страны. Глубоководный путь с транзитными глубинами 3,65 м протянулся по Днепру от Черного моря до устья Припяти. Общий экономический эффект для водного транспорта, достигнутый в результате гидроэнергетического строительства в Волжско-Камском бассейне, оценивается суммарной экономией затрат порядка 1,1 млрд. руб. Днепровский каскад гидроузлов дает ежегодную экономию затрат по флоту и землечерпанию 82 млн. руб.

Значительную роль в увеличении стоимости гидроэнергостро-

ительства играют затраты на создание производственных баз для строительства гидроэлектростанций. В то же время создаваемые для строительства ГЭС крупные базы стройиндустрии, подъездные дороги и коммуникации, жилищные комплексы закладывают основу инфраструктуры района строительства и в значительной степени способствуют последующему развитию производительных сил прилегающих районов и освоению их природных богатств. Это обстоятельство особенно характерно для районов Сибири и Дальнего Востока, но имеет существенное значение и для других регионов страны. Достаточно напомнить, что вслед за строительством Волжских ГЭС им. В. И. Ленина и им. XXII съезда КПСС на их базе возникли и продолжают развиваться крупные территориально-промышленные комплексы городов Тольятти и Волжского. На базе строительства Братской и Усть-Илимской ГЭС начато и продолжается освоение уникальных ресурсов целого региона.

Велика роль водохранилищ крупных ГЭС в защите территорий и народнохозяйственных объектов от наводнений. Практически исключены немалые ежегодные ущербы, наносимые ранее наводнениями на Волге и Днепре. Существенное уменьшение ущербов от наводнений в бассейне Амура принесут действующая Зейская ГЭС и строящаяся Бурейская ГЭС. В настоящее время в целом по стране по некоторым оценкам водохранилища ГЭС уменьшают ущерб от наводнений в среднем на 100 млн. руб. в год.

В результате гидротехнического строительства произошли существенные изменения естественных условий воспроизводства рыбных запасов в низовьях зарегулированных рек и в особенности ценных проходных рыб. Уже осуществленные меры по борьбе с этим негативным явлением еще не привели к его полной ликвидации. Вместе с тем на водохранилищах создаются рыбозаводы, нересто-выростные хозяйства и осуществляются другие мероприятия, способствующие росту рыбных запасов. Кормовая база водохранилищ ГЭС позволяет существенно повысить их рыбопродуктивность, которая при надлежащей организации может быть доведена до 1,5—2 млн. центнеров в год. В частности, в Днепре ежегодные уловы рыбы на зарегулированном участке уже превысили в 3 раза уловы до строительства водохранилищ.

Интенсивными темпами растет уровень освоения берегов и водных пространств водохранилищ в рекреационных полях. По ориентировочным данным на водохранилищах уже имеется около 100 тыс. мест для организации длительного отдыха. По перспективной оценке только на водохранилищах Волжского и Днепровского каскадов ГЭС могут быть созданы зоны отдыха на 400—450 тыс. мест.

Гидроэнергетическому строительству в европейской части

СССР, Средней Азии, Казахстане, Сибири и на Дальнем Востоке принадлежит ведущее место в решении проблем водообеспечения народного хозяйства. Оно осуществляется не только в интересах создания и развития мощной энергетической базы народного хозяйства, но и для одновременного решения задач по развитию водоснабжения населенных пунктов, промышленности, сельского хозяйства, по созданию современных водно-транспортных систем. Водохранилища ГЭС осуществляют регулирование и управление стоком практически всех крупных речных систем СССР.

В южных бассейнах с интенсивным развитием водопотребления гидроэнергоузлы осуществляют регулирование речного стока в первую очередь в интересах водохозяйственного комплекса, переходя на энергетическое использование стока в периоды его избытка. В северных бассейнах со слаборазвитым водопотреблением водохранилища могут осуществлять регулирование речного стока в интересах максимального получения электроэнергии и выдачи электрических мощностей, требуемых энергосистемами.

Рассмотрим теперь комплексный эффект гидроэнергетического строительства по основным регионам.

Европейская часть страны. На европейской территории Союза водохранилища ГЭС, созданные к настоящему времени, имеют суммарный полезный объем более 110 км^3, в том числе на Волге — 68,8 км^3, на Дону — 13 км^3, на Куре — 7,4 км^3.

Регулирование рек водохранилищами ГЭС позволило в европейской части наряду с выработкой более 65 млрд. кВт·ч электроэнергии создать необходимый режим стока для обеспечения водными ресурсами: населения городов и поселков с общей численностью более 80 млн. чел; промышленных предприятий, ТЭС и АЭС с суммарным потенциалом, превышающим 60% их современной мощности; орошаемого земледелия на площади около 10 млн. га.

Особое значение имеет ввод в действие вододелителя в вершине дельты Волги, позволяющего при удовлетворении запросов рыбного хозяйства в весеннем затоплении наиболее продуктивных нерестилищ высвободить около 20 км^3 стока Волги для использования гидроэнергетикой. В результате этого на каскаде ГЭС по р. Волге будет получена дополнительная среднемесячная зимняя мощность в размере 150 тыс. кВт при увеличении средней выработки электроэнергии на 1,6 млрд. кВт·ч.

Водохранилище Чебоксарской ГЭС замкнуло цепь глубоководных водохранилищ на Волге, что позволило создать гарантированные глубины для прохода крупнотоннажных судов типа река — море на всей протяженности Волго-Балтийского водного пути. Большое значение в этом отношении имеет также водохранилище Нижнекамской ГЭС.

В южной зоне европейской части страны для развития орошаемого земледелия и увеличения производства сельскохозяйственной продукции необходимо регулирование стока, а так как непрерывно растет потребность других отраслей народного хозяйства в воде, ГЭС становятся основными в формировании крупных регулирующих гидроузлов. Поэтому высказываемые иногда в печати мнения о нерациональности создания гидроэнергоузлов с крупными водохранилищами на Волге, Дону и других реках неверны. Водохранилища Волжско-Камского каскада ГЭС позволяют вырабатывать более 40 млрд. кВт·ч (нетрудно подсчитать, какой эффект дает это по топливно-энергетическому комплексу страны) и являются основным гарантом надежности работы Единой энергетической системы СССР. Они создали глубоководную транспортную систему, обеспечили водными ресурсами промышленность, сельское хозяйство и другие отрасли народного хозяйства. Водохранилища Волжско-Камского каскада ГЭС создали предпосылки для дальнейшего развития орошаемого земледелия в засушливых районах Заволжья и Прикаспия, а при необходимости для подачи волжской воды в бассейны Урала и Дона в интересах развития промышленного и сельскохозяйственного производства и рыбного хозяйства.

Водохранилища Днепровского каскада позволили также осуществить регулирование речного стока не только для производства электроэнергии, но и в интересах водного транспорта, обеспечения водой промышленного Приднепровья, Донецкого угольного и Криворожского горнорудного бассейнов, маловодных районов Крыма и Приазовья.

В то же время при дальнейшем развитии гидроэнергетического и водохозяйственного строительства следует учитывать недостатки, которые имели место при решении задач по защите от затопления сельскохозяйственных земель и предотвращению образования значительных мелководных участков в водохранилищах. Эти участки практически не увеличивают полезный регулирующий объем водохранилищ, но создают условия для развития сине-зеленых водорослей, отрицательно влияющих на качество воды в водохранилищах. Постоянное внимание к этим вопросам и большая работа, выполняемая в процесе проектирования водохранилищ, позволили снизить площади затопляемых земель. Например, удельные площади затопления сельскохозяйственных земель в последнее десятилетие снизились в расчете на 1 кВт установленной мощности ГЭС в 10 раз — с 0,1 га в 1951—1960 гг. до 0,01 га в 1971—1980 гг. (то же в расчете на 1 млн. кВт·ч вырабатываемой электроэнергии — с 23 до 3 га).

Средняя Азия и Южный Казахстан. В Средней Азии и Южном Казахстане гидроэнергостроительство приобрело важнейшее значение в решении проблемы водообеспечения народного хозяйства. В настоящее время в этом регионе возникла

серьезная диспропорция между водопотреблением на нужды орошаемого земледелия и водоснабжения и отдачей водоисточников.

Ресурсы естественного речного стока Средней Азии и Южного Казахстана в расчетные маловодные годы обеспеченностью 90% составляют около 90 км^3. Однако располагаемый сток, возможный к использованию по графику водопотребления, составляет в настоящее время 85 км^3.

Потребность в воде, включая необходимые санитарные минимумы (в размере 6,2 км^3), составляет 90 км^3, т. е. на 5 км^3 превышает располагаемые ресурсы стока Сырдарьи и Амударьи. Такое положение объясняется неэкономным использованием воды в орошаемом земледелии и отсутствием мощных регуляторов стока Сырдарьи и Амударьи, позволяющих более полно использовать имеющиеся водные ресурсы.

В настоящее время устаревшие системы орошения общей площадью около 4 млн. га не имеют инженерно-оборудованных водозаборов, оросительные сети используются без противофильтрационной одежды и с промывкой земель без дренажа, что приводит к большим потерям воды. КПД магистральных и межсистемных каналов составляет в среднем лишь 0,55—0,65.

С учетом нереальности переброски в этот регион стока из других бассейнов в ближайшие десятилетия вследствие недостаточной научной изученности и проектной подготовки этой проблемы, а также громадных объемов работ и затрат, связанных с ее осуществлением (не менее 800—900 млн. руб. на 1 км^3 перебрасываемого стока), развитие орошения в Средней Азии и Южном Казахстане на ближайший период должно ориентироваться исключительно на экономное рациональное использование местных водных ресурсов.

Важнейшими мероприятиями по водообеспечению развития народного хозяйства в этом регионе, в первую очередь орошаемого земледелия, являются:

строительство гидроэнергоузлов с крупными водохранилищами, регулирующими сток в соответствии с режимом потребления воды орошаемым земледелием и другими водопотребителями (в частности в горных частях бассейнов Сырдарьи и Амударьи);

экономное использование водных ресурсов, базирующееся на контроле за расходованием воды, на высвобождении значительной части водных ресурсов в результате переустройства устаревших систем орошения;

более интенсивное вовлечение в хозяйственное использование подземных вод.

Исследования, выполненные Гидропроектом, показали, что строительство крупных регулирующих гидроузлов позволяет повысить гарантированные располагаемые водные ресурсы бассейнов Сырдарьи и Амударьи на 18—20 км^3.

Первоочередными объектами строительства стали Андижанский гидроузел в бассейне Сырьдарьи, Тюя-Муюнский и Рогунский регулирующие гидроузлы в бассейне Амударьи. Сметная стоимость указанных гидроузлов показывает, что удельные затраты на 1 км^3 дополнительных водных ресурсов в 4—5 раз меньше по сравнению с переброской в Среднюю Азию речного стока из других районов. В то же время эти гидроузлы вместе с Чарвакской, Токтогульской и Нурекской гидроэлектростанциями позволят получить дополнительно более 30 млрд. кВт·ч электроэнергии.

В результате экономного использования водных ресурсов в орошаемом земледелии, в коммунальном хозяйстве, промышленности и других отраслях может быть высвобождено в период до 1990—1995 гг. 10—13 км^3, за этот же период можно дополнительно освоить в год 3—4 км^3 подземных вод, не связанных непосредственно с поверхностным стоком.

Сложной проблемой ввода в эксплуатацию строящихся и намечаемых к строительству крупных регулирующих гидроузлов является первоначальное наполнение их водохранилищ в условиях непрерывного развития водопотребления орошаемым земледелием. Известно, что Токтогульское водохранилище при частично заполненном мертвом объеме было принудительно сработано в маловодном 1974 г. Полезный объем этого водохранилища был заполнен только в последние годы.

Сибирь и Дальний Восток. Сибирь вместе с Дальним Востоком является крупнейшим по территории и природно-сырьевому потенциалу регионом страны. Площадь его составляет около 13,1 млн. км^2, или почти 59% общей площади страны. Однако в силу природных и исторически сложившихся условий его народное хозяйство получило меньшее по сравнению с другими регионами страны развитие. В регионе проживает лишь около 12% населения СССР, валовая продукция промышленности и сельского хозяйства составляет примерно по 10% валовой продукции страны.

В Сибири осваиваются уникальные гидроэнергоресурсы при наиболее низких удельных капиталовложениях. Так, капиталовложения в строительство ГЭС, относимые на 1 кВт мощности, в районах Сибири, как правило, более чем в 1,5 раза ниже по сравнению с затратами на строительство гидроэлектростанций в европейской части Советского Союза. Капиталовложения на 1 кВт·ч вырабатываемой энергии здесь в 2—3 раза ниже.

В Сибири гидроэнергоузлы являются районообразующим фактором развития экономики. На их энергетической основе сложились и получают дальнейшее развитие крупнейшие в стране территориально-промышленные комплексы. Так, на базе Братской и Усть-Илимской ГЭС завершается формирование Братско-Усть-Илимского промышленного комплекса, включающего

крупный Братский алюминиевый завод, Братский лесопромышленный комплекс и Усть-Илимский целлюлозный комбинат. На базе Саяно-Шушенской ГЭС получит дальнейшее развитие Саяно-Шушенский территориально-промышленный комплекс.

Народное хозяйство региона в последнее десятилетие развивается наиболее высокими темпами. Несмотря на то что естественные водные ресурсы Сибири и Дальнего Востока очень велики, дальнейшее развитие народного хозяйства сопровождается регулированием режима речного стока этого региона. На большей части Западной Сибири перспективы создания водохранилищ относительно невелики из-за исключительной равнинности и сильной заболоченности территории. Здесь намечается создание водохранилищ на реках Катуни и Томи, будут созданы водохранилища на Иртыше.

Широкое использование природных ресурсов, развитие энергоемких производств, а также достижения науки и техники в области передачи электроэнергии на большие расстояния позволили интенсивно развернуть работы по использованию богатейших гидроэнергетических ресурсов Восточной Сибири.

Созданы и проектируются ГЭС на Енисее, Ангаре, Нижней Тунгуске и других реках. Многие из них наряду с удовлетворением требований энергетики решают задачи водоснабжения, обеспечения глубин, необходимых для судоходства и лесосплава, они играют важную роль в борьбе с наводнениями.

В связи с очень большими объемами работ по лесосводке и лесоочистке требуется также координация плана гидротехнического строительства с планами развития лесозаготовок, лесоперерабатывающей и лесохимической промышленности.

Потребность в регулировании стока рек Дальнего Востока диктуется в первую очередь необходимостью борьбы с частыми и опустошительными наводнениями, затрудняющими хозяйственное использование долин рек. Новые гидроэнергоузлы комплексного назначения созданы и создаются на притоках Амура — реках Зее и Бурее.

Перемерзание рек в зимний период является причиной недостатка водных ресурсов в ряде промышленных узлов Читинской области, Бурятской и Якутской АССР. Здесь потребуется строительство гидроузлов для сезонного регулирования речного стока.

Важные водохозяйственные задачи в рассматриваемом регионе возникают в связи с необходимостью энергоснабжения и водоснабжения промышленных объектов и населенных пунктов в зоне Байкало-Амурской железнодорожной магистрали. Первоочередным объектом гидротехнического строительства является здесь Мокская ГЭС на р. Витим.

Актуальная задача — охрана водных ресурсов от загрязнения. Неотложные мероприятия необходимы для улучшения санитарного состояния р. Томь. В результате строительства Крапи-

винского водохранилища (выше г. Кемерово) и проведения мероприятий по очистке сточных вод будут обеспечены необходимые условия для водоснабжения Кемеровского и Томского промышленных узлов. Для обеспечения водой промышленности, населения и поддержания нормальных санитарных условий реки выше Крапивинского гидроузла намечается создание Южно-Кузбасского водохранилища.

Серьезные проблемы водообеспечения и охраны водных ресурсов от загрязнения должны быть разрешены при формировании Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса. Здесь потребуется строительство комплекса очистных сооружений и создание водохранилищ для регулирования стока р. Чулым.

Проблема борьбы с наводнениями решается наиболее эффективно путем строительства крупных комплексных гидроэнергоузлов. Сооружение гидроузла на р. Зее обеспечивает десятикратное снижение паводков и их частоты на нижнем, наиболее заселенном участке бассейна р. Зеи и двукратное снижение паводков в пойме Амура. Для решения этой же проблемы начато строительство Бурейского гудроузла на Бурее, проектируются Дагмарский на Селимдже и Дальнореченский на Большой Уссорке.

Основным компонентом дальнейшего комплексного использования речного стока Восточной Сибири и Дальнего Востока в перспективе, как и в настоящее время, будет гидроэлектроэнергетика. В этом регионе сосредоточено 60% экономически целесообразных к использованию гидроэнергетических ресурсов страны, освоение которых будет способствовать вовлечению в хозяйственное использование богатейших природных ресурсов и создаст предпосылки для формирования новых крупнейших территориально-производственных промышленных комплексов.

Все построенные в Сибири ГЭС, особенно обладающие крупными водохранилищами, играют решающую роль в обеспечении надежности, устойчивости и живучести Единой энергетической системы СССР.

В будущем роль гидроэлектроэнергетики значительно возрастет, однако ее дальнейшее развитие в условиях возрастающего использования речного стока коммунальным хозяйством и промышленностью, сельским хозяйством (особенно орошаемым земледелием), рыбоводством, водным транспортом обусловлено не только электроэнергетическими, но и рядом водохозяйственных, экономических и природоохранных факторов. К таким факторам относятся: необходимость регулирования водного режима рек в связи с дальнейшим ростом неэнергетического комплекса водопотребителей, речного стока для предотвращения высоких, зачастую катастрофических наводнений; требования охраны качества вод по увеличению речного стока в летнюю и зимнюю

межень; народнохозяйственная необходимость создания высокоэффективных мощных гидроэнергоузлов в районах с интенсивным развитием энергоемких отраслей промышленности в восточных районах страны.

6.3. Перспективы развития гидроэнергетики

Предпосылками дальнейшего развития гидроэнергетики являются объективные и постоянно действующие факторы, как способствующие этому процессу, так и тормозящие, сдерживающие его.

К основным факторам, объективно способствующим дальнейшему развитию гидроэнергетического строительства, относятся следующие:

1) постоянная естественная возобновляемость гидроэнергетических ресурсов и достигаемая при этом экономия топлива, которая на перспективу оценивается в 1,4—1,5 млн. т (в пересчете на условное топливо) на 1 млн. кВт установленной мощности в год;

2) низкая себстоимость электроэнергии на ГЭС за счет небольших по сравнению с другими электростанциями трудовых и материальных затрат на эксплуатацию, меньшего потребления электроэнергии на собственные нужды и др.;

3) экономия трудовых ресурсов на эксплуатацию. Число эксплуатационного персонала (включая ремонтный персонал) на ГЭС составляет в среднем 320 чел. на 1 млн. кВт установленной мощности, в то время как на ТЭС этот показатель достигает 1280 чел. и на АЭС — 1370 чел. В этих цифрах не учтены затраты труда на добычу и транспорт топлива. С учетом таких затрат приведенные показатели возрастают в 1,5 раза;

4) высокая маневренность и быстродействие гидроэнергетического оборудования, позволяющие наиболее эффективно использовать ГЭС для покрытия переменной части графика нагрузок, регулирования частоты тока в энергосистемах, выполнения функций оперативного и аварийного резерва и таким образом обеспечивать надежность и качество электроснабжения потребителей.

Учитывая намечаемые пути развития электроэнергетики за счет строительства атомных и крупноблочных тепловых электростанций, регулирование мощностей которых технически и тем более экономически невыгодно, роль гидроэлектростанций как источников маневренных мощностей все более возрастает;

5) относительно низкие удельные затраты дефицитных материалов на строительство ГЭС, и в частности металла, за счет малой доли технологического оборудования в общих затратах на создание ГЭС и применения в значительных объемах при их строительстве местных строительных материалов. Удельные за-

траты металла на 1 кВт установленной мощности ГЭС составляют около 30 кг, АЭС — 80 кг, мощной ТЭС — до 50—55 кг.

Перечисленные факторы относятся в основном к энергоэкономической стороне проблемы. Вместе с тем при определении масштабов и темпов освоения гидроэнергетических ресурсов следует учитывать и другие важнейшие факторы, отражающие интересы народного хозяйства страны в целом. К ним относятся следующие:

1) комплексное использование водных ресурсов. Подавляющее большинство ГЭС в стране построено с учетом требований многочисленных участников водохозяйственного комплекса (ВХК) или водопользователей. К числу таких требований, как правило, относились: создание лучших условий для водного транспорта на судоходных реках; обеспечение необходимых отъемов воды для орошения земель, промышленного и коммунально-бытового водоснабжения; защита прибрежных территорий от наводнений; рыбохозяйственное освоение водоемов; создание необходимых условий для рекреационных целей;

2) влияние гидроэнергетики на народнохозяйственное развитие в новых районах страны. Как мы уже отмечали (см. § 6.2), крупные ГЭС, как правило, становились основой для индустриального развития целых регионов. Этому способствовало создание существенно важных элементов инфраструктуры при строительстве крупных ГЭС: мощных источников дешевой электроэнергии, новых надежных транспортных связей, баз строительной индустрии, поселков и целых городов. Так было еще при строительстве ДнепроГЭС, Волжских им. В. И. Ленина и им. XXII съезда КПСС ГЭС на Волге, Нурекской ГЭС в Таджикистане. Без преувеличения можно считать, что строительство крупных ГЭС Ангаро-Енисейского каскада положило начало образованию крупнейших территориально-производственных комплексов в Сибири и освоению природных богатств этого региона страны;

3) влияние гидроэнергетических объектов на окружающую среду. Производство электроэнергии на ГЭС является в настоящее время экологически наиболее чистым по сравнению со всеми современными промышленно значимыми источниками электроэнергии (§ 6.2).

К числу основных и наиболее важных факторов, сдерживающих темпы развития гидроэнергетики, относятся рост стоимости строительства гидроэлектростанций и большая продолжительность строительства ГЭС.

Главной и закономерной причиной роста стоимости строительства ГЭС является сам принцип использования гидроэнергетических ресурсов — от наиболее экономически эффективных к менее эффективным. Новые створы ГЭС выбираются уже на участках со все более сложными геологическими и сей-

смическими условиями, в трудно доступных районах, на территориях, практически не затронутых народнохозяйственным освоением. В связи с этим возрастают объемы работ по обеспечению достаточной надежности гидротехнических сооружений, увеличиваются затраты на создание элементов инфраструктуры (строительство дорог, баз стройиндустрии, жилых поселков, линий электропередачи, связи и т. п.).

Наиболее существенной причиной роста стоимости строительства ГЭС является рост затрат на создание водохранилищ, основными видами которых являются затраты на переселение населения, на восстановление сельскохозяйственного производства или компенсацию за изъятие сельскохозяйственных угодий, на лесосводку и лесоочистку.

Общее увеличение затрат на строительство ГЭС определяет известный рост и удельных капиталовложений. Однако подчеркнем, что тенденция роста удельных капиталовложений свойственна строительству и других типов электростанций, но темпы этого роста для них выше, чем для ГЭС.

Из самых существенных причин, сдерживающих в настоящее время темпы освоения гидроэнергетических ресурсов, является большая продолжительность строительства гидроэлектростанций при общей тенденции ее увеличения в энергетике. На это влияют, например, смещение гидроэнергетического строительства в восточные, северные и горные районы страны с более сложными природно-климатическими условиями и сравнительно низким уровнем развития экономики, в частности строительной индустрии. Однако главными причинами являются неудовлетворительное финансирование и материально-техническое обеспечение строек, несоответствие применяемых строительных машин и механизмов масштабам современного гидроэнергетического строительства и низкий уровень организации работ и труда на стройках. Особое значение, сдерживающее энергетическое и комплексное освоение перспективных створов ряда рек, приобрели в последнее время различные возражения, высказываемые (иногда некомпетентно) населением (см. п. 4.2.3).

При рассмотрении дальнейшего развития гидроэнергетики, как, впрочем, тепловой и ядерной, следует также принимать во внимание и энергоснабжение. Известно, например, что энергоемкость материального производства в СССР в 3 раза выше, чем в развитых капиталистических странах. Известно также, что в ряде случаев из-за отсутствия необходимой пропускной способности ВЛ установленные мощности некоторых электростанций полностью не используются, тепловые электростанции не выдают проектные мощности из-за низкого качества потребляемого топлива и т. д.

При комплексном учете всех действующих факторов, как способствующих развитию гидроэнергетики, так и сдерживающих

его, основные пути этого развития определялись до последнего времени „Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года“, а также Энергетической программой СССР. Согласно этим документам предусматривается экономически и технически оправданное дальнейшее комплексное освоение гидроэнергетических ресурсов Сибири, Дальнего Востока, Средней Азии и европейской части страны.

Все эти задачи связаны с необходимостью качественного изменения структуры энергетического баланса страны в сторону развития ядерной энергетики для производства электрической и тепловой энергии и высвобождения на этой основе значительного количества органического топлива. При этом дальнейшее развитие гидроэнергетики органически увязывается с интересами всех отраслей народного хозяйства путем комплексного использования гидроэнергетических ресурсов для нужд водоснабжения, мелиорации, транспорта, рыбного хозяйства и др.

Основные направления развития гидроэнергетики по регионам страны можно представить в следующем виде.

В районах Сибири — дальнейшее освоение высокоэффективных гидроэнергетических ресурсов Ангаро-Енисейского бассейна и верховьев Оби, в частности ее притока Катуни. Сооружение крупных ГЭС в Сибири будет иметь большое значение для энергоснабжения не только района Сибири, но и европейской части СССР. На их основе и на местной сырьевой базе будут создаваться новые территориально-производственные комплексы с энергоемким производством;

на Дальнем Востоке — строительство ГЭС на Витиме, Олёкме и Колыме с целью создания необходимой энергетической базы развития народного хозяйства в зоне БАМа и отдельных районов Северо-Востока. В более далекой перспективе просматривается целесообразность освоения основного русла Лены, а также сооружения ГЭС на реках Амгуэма на Чукотке и Кроноцкая на Камчатке;

в европейской части страны — максимальное использование гидроэнергетических ресурсов рек Северо-Запада, Северного Кавказа и Закавказья с целью смягчения напряженности энергетического баланса в этом регионе, а также строительство ГАЭС для повышения экономичности, качества и надежности работы ТЭС и АЭС в энергосистеме. ГАЭС позволяет также наиболее эффективно разместить аварийные резервы мощности энергосистемы центра. В двенадцатой пятилетке и далее получит дальнейшее развитие модернизация оборудования и реконструкция некоторых существующих ГЭС, строительство малых ГЭС и энергетических комплексов, технологически объединяющих АЭС и ГАЭС;

в Средней Азии и Казахстане — строительство гидроузлов комплексного назначения, обеспечивающих регулирование стока рек для выработки электроэнергии и развития орошаемого земледелия. С этой целью на завершаемом этапе произойдет полное освоение гидроэнергетического потенциала Вахша, Нарына и Иртыша. Начинается строительство малых ГЭС на реках бассейнов оз. Иссык-Куль, Балхаш, а также на ранее построенных гидроузлах неэнергетического назначения, на оросительных каналах с максимальной унификацией основных гидроэнергетических сооружений и электросилового оборудования. Считается перспективным строительство каскада ГЭС на р. Чарын.

Повысившийся в последние годы интерес к использованию ГЭС малой мощности объясняется не только необходимостью экономии органического топлива, но и известными трудностями в обеспечении этим топливом электростанций в удаленных, изолированных в энергетическом отношении районах. Вместе с тем и в районах централизованного энергоснабжения также имеются определенные возможности использования энергии малых ГЭС, что связано главным образом с водохозяйственным строительством.

6.4. Основы экономики гидроэнергетики

Оптимальные решения по развитию гидроэнергетики принимаются на основе технико-экономических расчетов. От степени научной обоснованности методики расчетов и исходных данных, закладываемых в них, зависят и отбор объектов для первоочередного сооружения, и перспективы гидроэнергетического строительства в целом.

При проведении технико-экономических расчетов, обосновании экономической эффективности и выборе параметров гидроэнергетических объектов применяется метод сравнительной эффективности. Метод сравнительной эффективности заключается в сопоставлении единовременных капиталовложений и ежегодных издержек по сравниваемым вариантам технических решений.

Наиболее общим является случай, когда вариант гидроэнергетического строительства характеризуется большими капиталовложениями, но меньшими ежегодными издержками, чем сопоставляемый вариант.

Показателем сравнительной эффективности капиталовложений являются приведенные затраты, которые по каждому варианту представляют собой сумму ежегодных издержек производства (себестоимость продукции) и капиталовложений, приведенных к годовой размерности с помощью нормативного коэффициента эффективности капиталовложений.

Приведенные затраты по одному из рассматриваемых вариантов определяются по следующей формуле:

$$З = E_н K + И, \qquad (6.1)$$

где $И$ — ежегодные издержки производства (себестоимость продукции) по рассматриваемому варианту; $E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Сооружение гидроэнергетического объекта признается эффективным, если приведенные затраты по нему, подсчитанные по (6.1), оказываются меньшими, чем расчетные затраты по сопоставляемому варианту, подсчитанные по той же формуле.

Для гидроэнергетических объектов нормативный коэффициент эффективности принимается равным 0,12. Для объектов, проектируемых в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также для объектов, оказывающих большое влияние на развитие и размещение производительных сил, формирование инфраструктуры района или решающих в комплексе ряд задач энергетики, орошения, транспорта, спорта, борьбы с наводнениями и т. д., нормативный коэффициент эффективности может быть снижен до 0,08.

Для правильного определения народнохозяйственной эффективности гидроузлов и выбора их основных параметров требуется соблюсти условия экономической, экологической и энергетической сопоставимости с заменяемыми вариантами.

Исходным принципом для определения заменяемого варианта (альтернативы) при проектировании гидроэнергетических объектов является производство эквивалентной продукции (по размерам и качеству) и услуг в те же сроки.

Мероприятия по заменяемому варианту должны быть реально осуществимыми и наиболее экономичными из всех возможных, которые сооружались бы при отказе от строительства гидроэнергетических объектов.

Энергетический эффект ГЭС заключается в вытеснении мощности и энергии заменяемых (альтернативных) электростанций — атомных и тепловых.

Эффективность ГАЭС должна определяться в сопоставлении с ГТУ (газотурбинными установками), при этом необходимо учитывать важное преимущество ГАЭС по сравнению с ГТУ, выражающееся в улучшении режимов работы ТЭС и АЭС за счет их догрузки в периоды сниженного электропотребления ночью, в выходные и праздничные дни, что уменьшает эксплуатационные затраты, повышает срок службы оборудования и уменьшает удельный расход топлива.

При оценке экономической эффективности примерами заменяемых вариантов для комплексных гидроузлов являются: для водного транспорта — водные перевозки в условиях свобод-

ной реки и железнодорожные перевозки; для орошения — одноцелевые гидроузлы с пониженными параметрами и водозабор из реки без перегораживающих сооружений; для борьбы с наводнениями — сооружение специальных противопаводковых водохранилищ, защита дамбами территорий, подверженных затоплениям, и вынос объектов из затопляемой зоны.

В сравниваемых вариантах технических решений должно предусматриваться соблюдение всех экологических стандартов и должны учитываться связанные с этим капитальные и текущие затраты.

Гидроэнергетические объекты и заменяемые электростанции в период строительства и эксплуатации требуют различного привлечения рабочей силы, поэтому в технико-экономических расчетах необходимо учитывать дополнительные затраты, связанные с этим.

Затраты на мероприятия по привлечению рабочей силы включают капиталовложения и ежегодные издержки на создание социальной инфраструктуры (строительство и эксплуатация жилых, коммунально-бытовых, торговых и других объектов) и соответствующие затраты на перебазирование рабочих и их семей.

Стоимость строительства проектируемых гидроэнергетических объектов определяется по сводному сметному расчету. Он состоит из двух частей: раздел А — капиталовложения в промышленное строительство и раздел Б — капиталовложения в жилищно-гражданское строительство.

При определении капиталовложений по водохранилищу включаются затраты на возмещение убытков землепользователям и водопользователям в связи с отводом земель для строительства ГЭС и водохранилища. Затраты, связанные с расширением и реконструкцией строений и сооружений, подлежащих переносу из зоны затопления водохранилища, не включаются в сметную стоимость гидроузлов.

При использовании водотока только в энергетических целях капиталовложения, относимые на гидроузел, равны капиталовложениям, относимым на энергетику. При комплексном использовании водотока капиталовложения в гидроузел на основе специальных расчетов распределяются между всеми участниками комплекса — энергетикой, орошением, водоснабжением, водным транспортом и т. п.

Другим важным технико-экономическим показателем гидроэнергетических объектов являются ежегодные издержки производства (себестоимость годового выпуска продукции). Так же как и для капиталовложений, различают ежегодные издержки по гидроузлу и ежегодные издержки, относимые на энергетику.

Ежегодные издержки на ГЭС состоят из амортизацион-

ных отчислений и эксплуатационных расходов.

Анализ структуры себестоимости электроэнергии на ГЭС показывает, что наибольший удельный вес в ней составляет амортизация основных фондов — около 85%.

Амортизация основных фондов — постепенное (по мере износа) перенесение стоимости основных фондов на производимую продукцию. Действующие нормы амортизации состоят из двух частей: нормы для полного восстановления (реновации) основных фондов и норм для их частичноно восстановления (капитального ремонта). Общая норма амортизационных отчислений является суммой этих норм.

Эксплуатационные расходы на ГЭС состоят из затрат на вспомогательные материалы, заработную плату, услуги вспомогательных производств, текущий ремонт и проч.

Капиталовложения в заменяемые электростанции определяются по проектам конкретных объектов, а при отсутствии соответствующих проектов — по обобщенным нормативам затрат.

Ежегодные издержки по производству электроэнергии на заменяемой электростанции складываются из постоянных и переменных издержек. Постоянные издержки состоят из отчислений на амортизацию (реновация и капитальный ремонт), заработной платы эксплуатационного и ремонтного персонала и прочих расходов. Переменные издержки (топливная слагаемая) определяются как произведение изменения расхода топлива в энергосистеме (при вводе заменяемой ТЭС вместо ГЭС) на замыкающие затраты на топливо.

Замыкающие затраты на топливо, дифференцированные по отдельным районам страны, представляют собой систему взаимосвязанных удельных экономических показателей, характеризующих экономическую оценку расходов по народному хозяйству для обеспечения дополнительной потребности в различных видах топлива и энергии по районам страны. Эти удельные показатели изменяются во времени в соответствии с изменениями топливно-энергетического баланса и исходных технико-экономических показателей.

Из-за объективно существующей ограниченности наиболее эффективных энергетических ресурсов появляется необходимость в каждый данный период времени вовлекать в энергетический баланс наряду со сравнительно дешевыми и более дорогие природные источники энергии. Затраты на них и оценивают народнохозяйственные последствия изменений потребности в энергетических ресурсах, а также размеры их добычи или производства.

Отрасли народного хозяйства, получающие экономический эффект от ВХК, должны участвовать в затратах на их строительство и эксплуатацию.

Затраты на строительство гидроузлов комплексного назначе-

ния должны быть распределены между участниками ВХК для решения следующих задач:

определения долевого участия различных ведомств в финансировании капиталовложений в комплексные гидроузлы;

определения технико-экономических показателей отдельных компонентов — участников ВХК.

Контрольные вопросы

1. Чем определяется народнохозяйственная значимость гидроэлектростанций в ЕЭС СССР?
2. Каково значение больших водохранилищ ГЭС для ЕЭС СССР?
3. Каково значение крупных ГЭС в обеспечении оперативного резерва объединенных энергосистем и ЕЭС СССР?
4. Определите роль ГАЭС в обеспечении экономичности и надежности функционирования ЕЭС СССР.
5. Какие факторы способствуют дальнейшему развитию гидроэнергетики?
6. Какие факторы сдерживают темпы дальнейшего развития гидроэнергетического строительства?
7. Чем объясняется рост продолжительности строительства ГЭС?
8. Чем объясняется рост удельных капиталовложений при строительстве ГЭС?
9. Каковы основные направления развития гидроэнергетики в европейской части Советского Союза?
10. Каковы основные направления развития гидроэнергетики в Сибири и на Дальнем Востоке?
11. Каковы основные направления развития гидроэнергетики в республиках Средней Азии и Казахстане?

Темы рефератов

1. Значение строительства ГЭС в развитии отраслей народного хозяйства прилегающего района.
2. Роль ГЭС и ГАЭС в обеспечении экономичности функционирования ЕЭС СССР.
3. Роль ГЭС и ГАЭС в обеспечении надежности и живучести ЕЭС СССР.
4. Условия сопоставимости конкурирующих вариантов при проектировании энергообъекта.

Глава 7

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

7.1. Необходимость поиска новых источников энергии и способов ее преобразования

Как уже отмечалось (см. гл. 1), одной из основ научно-технического прогресса и связанного с ним экономического развития общества является его энерговооруженность.

После энергетических кризисов в энергетике 70-х годов, когда стало ясно, что эра дешевых и легкодоступных источников энергии близка к окончанию, многие энергетические проблемы энергоснабжения чрезвычайно обострились. Они настолько сильно переплелись с экономическими, социальными, экологическими и политическими проблемами, что энергетика стала одним из важнейших факторов, определяющих в значительной степени весь ход развития мировой экономики.

Между тем энергетика сама по себе очень инерционна — ее большая фондо- и материалоемкость, а также длительность разработки новых экономически приемлемых технологий заставляют ускорить проработку всех аспектов перспектив ее развития.

При существующем уровне науки и техники энергопотребность может быть покрыта лишь за счет использования органических топлив (уголь, нефть, газ), гидроэнергии и атомной энергии на основе тепловых нейтронов. В настоящее время только эти виды первичных энергоресурсов обеспечивают их растущую потребность для производства электроэнергии. Широкая эксплуатация только этих источников энергии оправдывается ныне экономически. При этом основным источником энергии является органическое топливо, доля которого в общем энергетическом балансе мира составляла около 90%.

Доказуемые мировые запасы ископаемого топлива по оценке МИРЭК-XIII (1986 г.) в энергетическом эквиваленте составляют $12{,}8 \cdot 10^{15}$ кВт·ч. Нынешнее годовое энергопотребление, равное $95 \cdot 10^{12}$ кВт·ч, по прогнозу 11-го международного энергетического симпозиума (Вена, 1983 г.) возрастет к 2000 г. до $140 \cdot 10^{12}$ кВт·ч, а к 2010 г.— до $160 \cdot 10^{12}$ кВт·ч.

Если считать, что во второй половине следующего столетия население Земли составит $10{,}5 \cdot 10^9$ чел. и на этом стабилизируется (см. § 1.1), и если полагать, что к этому времени удельное потребление энергии повсеместно достигнет сегодняшнего уровня наиболее развитых капиталистических стран (10—12 кВт/чел), то ежегодное (на это время) потребление энергии составит и стабилизируется в размере $20 \cdot 8760 \cdot 10{,}5 \cdot 10^9 = 1{,}84 \times 10^{15}$ кВт·ч.

Сравнивая развитие энергопотребности и запасы органического топлива, можно прийти к выводу, что полное исчерпание последних наступит еще до стабилизации энергопотребления. Таким образом, как указывают эксперты МИРЭК-XIII, глобальная обеспеченность органическими энергоресурсами прогнозируемого мирового энергопотребления принципиально ограничена. Однако следует подчеркнуть некоторую условность и спорность физического исчерпания возобновляемых энергоресурсов, поскольку ранее этого наступит экономическая исчерпаемость, связанная со все убыстряющимся удорожанием их добычи.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы мира состав-

ляют $33 \cdot 10^{12}$ кВт·ч, из которых экономические — приблизительно $9 \cdot 10^{12}$ кВт·ч. Эти ресурсы хотя и значительны и отвечают основным требованиям современной энергетики, но все же ограничены как по общим размерам, так и по отдельным регионам. Даже при полном их использовании невозможно будет удовлетворить будущие потребности в энергии. Кроме того, развитие гидроэнергетики порой встречает значительные затруднения, связанные в основном с изъятием ценных земель и влиянием на окружающую среду.

Однако наряду с этим ГЭС имеют ряд существенных преимуществ перед любым другим видом современных электростанций как в области использования ресурса (возобновляемый), экономики производства электроэнергии (самая низкая себестоимость), так и в режимных качествах генерирующего оборудования (высокая маневренность). Поэтому те страны, которые обладают гидроэнергетическими ресурсами, стремятся их полнее использовать.

Реакторы современных АЭС на тепловых нейтронах в качестве топлива используют природный уран, который довольно широко распространен в литосфере. Считается, что в континентальной части земной коры в среднем на 1 т породы приходится 1 г урана, т. е. 10^{-4}% ее массы. Если бы удалось извлечь весь уран на глубине, например, до 500 м, то запасы его составили бы приблизительно 200 млрд. т. Запасы колоссальные, и энергии, заключенной в них, хватило бы человечеству, надо думать, на тысячелетия. Однако в настоящее время экономически оправдана добыча только небольшой доли урана, так как убыточно добывать руду с малым содержанием урана. Сейчас считается, что экономически эффективными для извлечения являются месторождения с содержанием урана не менее 0,1%, т. е. в руде которых его концентрация в 1000 раз больше средней концентрации в литосфере.

В современных ядерных энергетических реакторах на тепловых нейтронах в качестве топлива расходуется ^{235}U.

Считается, что достаточно подтвержденные запасы урана по стоимости добычи, обеспечивающей конкурентоспособность современной АЭС, составляют по топливному эквиваленту $80 \cdot 10^9$ т (в пересчете на условное топливо) или в энергетическом эквиваленте примерно $0{,}65 \cdot 10^{15}$ кВт·ч.

На 1 января 1986 г. суммарная установленная мощность АЭС в мире составляла 250 000 МВт. По оценкам Международного агентства по ядерной энергии (МАГАТЭ) в 2000 г. установленная мощность АЭС в мире превысит 500 000 МВт (по прогнозам 70-х годов этот показатель был значительно большим).

Сопоставляя эти данные с планируемыми темпами развития энергопотребления и ядерной энергетики, а также принимая во внимание экономически оправдываемые цены на уран конца

70-х годов, приходим к заключению, что достаточно подтвержденные запасы урана в недрах Земли будут исчерпаны уже в начале следующего столетия.

Можно, конечно, предполагать, что вследствие недостаточности их изученности на современном этапе, а также по причине того, что со временем повысится экономически целесообразная стоимость урана, действительные запасы его возрастут. Однако это не изменит вывода о том, что развитие ядерной энергетики с точки зрения запасов первичных ресурсов конечно.

Итак, ни *гидроэнергетика, ни современная ядерная энергетика не могут быть отнесены к крупномасштабным источникам энергии*, способным на протяжении столетий удовлетворять потребности человечества в первичной энергии взамен ископаемого органического топлива.

Возможным выходом из этого положения явилось бы использование на АЭС реакторов-размножителей ядерного топлива (бридеров), т. е. реакторов на быстрых нейтронах. На таких реакторах эффективное использование природного урана может достигнуть 30—45% и нового наработанного ядерного топлива может быть в 1,2—1,5 раза больше сгоревшего. Кроме того, на этих реакторах при условии высоких коэффициентов воспроизводства (скорости наработки ^{239}Pu) стоимость электроэнергии практически не будет зависеть от стоимости используемого урана и тогда появится возможность использовать бедные руды, содержащие менее 0,1% урана. При этом стоимость добычи его может быть значительно больше существующей. По американским данным запасы урановых ресурсов стоимостью, обеспечивающей необходимую рентабельность АЭС на быстрых нейтронах, оценивается в $732 \cdot 10^{15}$ кВт·ч. Это в 35 000 раз больше, чем вырабатывалось в 1986 г. электроэнергии (в сопоставимом эквиваленте) всеми ТЭС мира.

Кроме того, есть еще неизведанные запасы урана в морской воде и тория, который при облучении нейтронами превращается в делящийся ^{238}U.

Видимо, в начале следующего столетия начнет развиваться термоядерная энергетика.

Термоядерный реактор имеет ряд преимуществ в экологическом аспекте перед ядерным реактором. Это прежде всего отсутствие осколочной активности, очень короткий срок воспроизводства ядерного топлива, ядерная безопасность. Однако воздействие термоядерной энергетики, и в частности теплового загрязнения, на окружающую среду остаются (см. § 4.2.2).

Проводимые здесь отдельные цифровые данные и утверждения, заимствованные из ряда источников, являются в некоторой мере дискуссионными. Об этом говорят и сами их авторы. Вместе с тем это уточнение не меняет основных выводов — *как ограниченность запасов современных источников энергии, так и эколо-*

гические последствия от их крупномасштабного использования не позволяют ориентировать развитие энергетики только на основе их использования.

Преодоление ограниченности традиционных источников энергии возможно лишь при использовании термоядерной реакции. Однако термоядерная энергия, как и энергия органических топлив, является по сути добавляющей энергией сверх солнечной, способна создать недопустимый тепловой перегрев среды обитания с далеко идущими глобальными последствиями и поэтому не может развиваться неограниченно.

В самом деле, ученые утверждают [1], что при производстве добавляющей энергии в количестве всего 1% солнечной энергии, падающей на Землю (около 10^{17} Вт), приращение средней температуры на Земле может достигнуть 0,75° С, т. е. 5% средней мировой температуры, равной примерно 14° С. Однако этого может быть достаточно, чтобы вызвать непредсказуемый характер глобального изменения климата на Земле (см. § 4.2.2). Приняв предел производства добавляющей энергии на порядок меньше (т. е. 0,1%), что в энергетическом эквиваленте составляет 10^{14} Вт, и считая, что теперешний рост энергопроизводства сохранится в будущем, нетрудно прийти к заключению, что для достижения этого предела потребуется всего 80—100 лет (по данным МИРЭК-XIII темпы прироста энергопроизводства в результате эффективного энергосбережения будут несколько ниже, что, однако, не меняет вывода).

В настоящее время на Земле энергопроизводство достигло примерно 10^{13} Вт, т. е. в среднем около 2,5 кВт на каждого жителя. Таким образом, по заключению В. С. Троицкого предел производства добавляющей энергии близок и неизбежен.

В этих условиях всеобщее стремление перейти к использованию недобавляющей энергии, т. е. той, которая дополнительно не нагревает планету, а только перераспределяет энергию по среде обитания, является вполне понятным и оправданным. К такому виду энергии относится гидравлическая, ветровая, океаническая (термальная, приливная и волновая), отчасти геотермальная (если размеры ее использования не превышают размеров естественного выхода) и, наконец, солнечная (если при ее использовании она изымается из потока падающей на Землю солнечной радиации, т. е. когда солнечные энергетические установки затеняют Землю).

Взяв в качестве предела производства энергии 0,1% солнечной (т. е. 10^{14} Вт), В. С. Троицкий заключает, что при КПД преобразования ее 25% произойдет затенение 0,8% поверхности планеты. Если же, учитывая недобавляющий характер энергии,

---

[1] Троицкий В. С. Размышление об энергетике будущего // Энергия, 1984, № 9. С. 31—34.

уровень энергопроизводства повысить до 1%, то соответствующая площадь затенения возрастет до 8%. Указанные степени затенения могут вызвать значительное перераспределение энергии по планете, что приведет к смещению климатических зон, вероятному уменьшению объема фотосинтеза, а в целом — к неблагоприятному воздействию на всю биосферу.

Вклад других источников недобавляющей энергии (ветровая, океаническая и др.) также не должен превышать 0,1%, т. е. 10^{14} Вт. В итоге полная недобавляющая энергия может составить несколько единиц от 10^{14} Вт.

Итак, предел роста энергопроизводства на Земле по экологическим условиям существует независимо от характера используемой энергии. Он не должен превышать 10^{14} Вт по каждому из рассмотренных двух видов энергии. *Однако непременным условием в этом случае является равномерное распределение их по планете.* Неравномерность распределения приведет к дополнительным нарушениям климатических условий, особенно густонаселенных регионов.

В литературе часто встречается мнение, что в связи с ограниченной возможностью удовлетворения населения Земли современными продуктами питания оно не может расти безгранично и поэтому также должен существовать определенный предел его. Называют даже цифры — от 12 до 18 млрд. чел. Однако такой предел более жестко определяется пределом роста энергопроизводства, а не современными ресурсами питания.

В самом деле, достигнутый в развитых странах уровень энергопроизводства 10—12 кВт на душу населения будет рано или поздно достигнут всеми странами. Тогда это определит предельную численность населения Земли — около 10 млрд. чел. Эта цифра практически совпадает с указанным выше демографическим прогнозом численности населения (10,5 млрд. чел), данным экспертами ООН.

Однако подобные рассуждения вовсе не исключают возможности дальнейшего развития цивилизации и связанного с ним роста энергопроизводства. Для того чтобы это было возможным, будет достаточным найти практические способы выброса за пределы земной среды обитания израсходованной добавляющей энергии или новые технологии производства электроэнергии.

Следует отметить, что вывод о неизбежности предела роста энергопроизводства, базирующийся на основе гипотезы о фатальном глобальном тепловом загрязнении окружающей среды, не является бесспорным. Ряд ученых столь же убедительно отрицают такую возможность.

Бесспорным следует считать, что добавляющая энергия, и в первую очередь энергия органического топлива, в экологическом отношении является менее приемлемой, чем любой другой источник, включая ядерную и термоядерную энергию. Кроме

того, органическое топливо является незаменимым первичным сырьем для ряда отраслей народного хозяйства и, являясь ограниченным, требует соответствующего режима своего использования на длительную перспективу и постепенной замены другими энергетическими ресурсами.

Это обстоятельство влечет за собой необходимость дальнейшего вовлечения в топливно-энергетический баланс страны недобавляющих видов первичной энергии, включая в первую очередь такие возобновляемые нетрадиционные энергоресурсы, как солнечная, ветровая и геотермальная энергия. Обладая запасами, многократно превышающими все перспективные потребности человечества (табл. 7.1), несравненно более высокой экологической чистоты, эти ресурсы способны удовлетворить все требования, предъявляемые к энергетике будущего.

В литературе встречаются иные оценки мировых запасов энергоресурсов по сравнению с данными табл. 7.1, однако общий вывод по ним остается неизменным — *возобновляемые источники энергии значительно превосходят невозобновляемые.* Все они, вместе взятые, и почти каждый в отдельности по своему масштабу способны обеспечить непрерывно растущие энергопотребности человечества на достаточно длительную перспективу.

Однако всем возобновляемым энергоресурсам также свойственны определенные недостатки. Наиболее существенно, что они имеют малую концентрацию, приходящуюся на единицу поверхности (суша и море) Земли, что влечет за собой сравнитель-

Таблица 7.1. **Потенциальные запасы энергетических ресурсов**

Источники энергии	Запасы, 10^{12} кВт(тепл)·ч
Невозобновляемые	
Всего	602 364
В том числе энергия:	
горючих ископаемых	55 364
ядерная (уран, торий)	547 000
Возобновляемые (ежегодно)	
Всего	1 032 636
В том числе энергия:	
солнца	665 000
океана	350 218
Из которой:	
градиент солености	350 000
биомасса	88
течение	70
приливы	26
волны	22
градиент температур	12
Ветра	17 360
Геотермальная (при глубине до 3 км)	25
Гидравлическая	33

но высокие удельные затраты на 1 кВт установленной мощности. Это обстоятельство пока еще затрудняет (а иногда и исключает) их широкое использование в энергетике.

Кроме того, все эти источники (кроме геотермальной энергии) непостоянны во времени. Их отдача зависит от многих случайных факторов, в основном погодного характера. Это влечет за собой необходимость резервирования вырабатываемой энергии другими источниками. В противном случае необходимо наличие таких потребителей энергии, режим работы которых не противоречит режиму генерирования энергетической установкой.

Иначе обстоит дело с использованием приливной энергии. Она хотя и не является постоянной в течение лунных суток и месяца, но периодичность изменения ее строго закономерна. Это дает возможность с помощью определенных схем использования получить гарантированную и неизменную в многолетнем разрезе отдачу.

Несмотря на указанные серьезные недостатки возобновляемых энергоресурсов, ухудшающие технико-экономические показатели нетрадиционных энергетических установок, во многих странах мира, в том числе и в СССР, использование этих источников получило вполне определенное распространение, масштабы которого непрерывно возрастают.

Как уже отмечалось, неограниченное использование колоссальных запасов возобновляемых источников энергии практически неосуществимо из-за возможных серьезных экологических последствий. Добавим к этому также значимые технические и социальные затруднения. По этим же причинам нельзя обеспечить интенсивно растущие мировые потребности в энергии и каким-либо одним источником возобновляемой или невозобновляемой энергии. *Рациональное решение необходимо искать в комплексности, т. е. совместном использовании обоих видов энергии*, для чего следует кардинально изменить структуру современного топливно-энергетического баланса, принимая во внимание связь роста численности населения и энергопотребности с экологическими, техническими и социальными факторами. Представляется, что только в комплексе, при ведущей роли ядерной энергетики, возобновляемые источники энергии, включая гидравлическую, составят альтернативу использованию энергии горючих ископаемых и сохранению окружающей среды.

В Советском Союзе нет таких энергетических проблем, которые присущи большинству стран капиталистического мира. Наша страна с избытком обеспечена всеми видами невозобновляемых энергетических ресурсов как на текущие нужды, так и на длительную перспективу. Однако, как это подчеркнуто в энергетической программе СССР, экономное расходование топлива и энергии является для нашей страны по указанным выше причинам актуальной проблемой. В связи с этим выдвинута за-

дача дальнейшего снижения расходования топливных ресурсов на энергетические цели и развитие использования возобновляемых источников энергии (гидравлической, солнечной, ветровой, геотермальной и энергии биомассы) на основе последних достижений науки и техники. При этом предполагается, что одну из главных ролей будет выполнять ядерная энергетика (новое поколение АЭС).

Основные топливно-энергетические ресурсы в СССР расположены в северо-восточных, зачастую малообжитых и не освоенных районах страны, в то время как основные центры потребления их — в европейской части, где уже сейчас наблюдаются районы со значительным загрязнением природной среды. Это положение влечет за собой увеличение капиталовложений в добычу топлива и его транспортировку, а также в передачу энергии на дальние расстояния. Указанное обстоятельство дополнительно стимулирует развитие возобновляемых источников энергии, которые в первую очередь могут рассматриваться в качестве местных и играть значительную роль в отдаленных, осваиваемых районах с дефицитом традиционных источников энергии. Это, разумеется, не исключает, а наоборот, предполагает возможность комплексного использования возобновляемых и невозобновляемых энергоресурсов. Такое использование, как будет показано далее, позволит улучшить технико-экономические показатели соответствующих энергоустановок и дальнейшее широкое освоение перспективных районов Дальнего Востока и Северо-Востока, Камчатской области, Западной Сибири и Средней Азии. При этом использование возобновляемых энергоресурсов должно быть направлено прежде всего на производство электроэнергии.

7.2. Возобновляемые нетрадиционные источники энергии

7.2.1. СПОСОБЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ И ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ

Ограниченность топливно-энергетических ресурсов и экологические последствия для окружающей среды при их широком использовании приводят к необходимости масштабных исследований потенциальных возможностей использования ныне известных, но еще не применяемых в большой энергетике (новых) так называемых нетрадиционных источников энергии и способов преобразования их в электрическую. При этом как сами источники, так и способы преобразования их должны способствовать тому, чтобы энергетика завтрашнего дня обладала достаточными запасами энергоресурсов, была мощной,

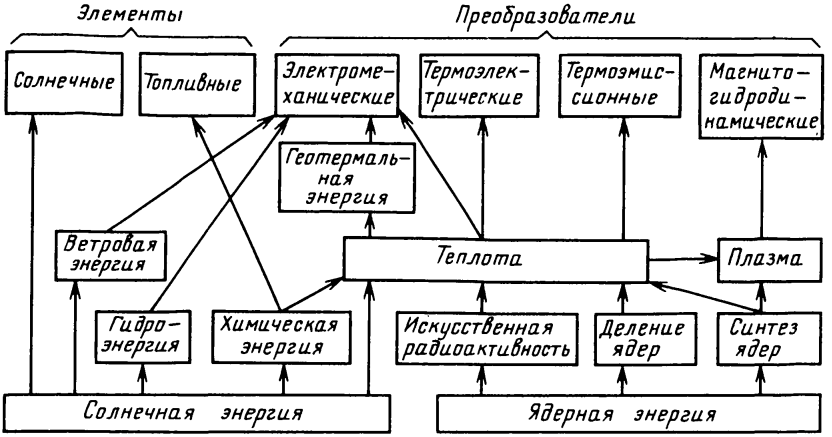


Рис. 7.1. Способы преобразования солнечной и ядерной энергии в электрическую

экономичной, надежной, мобильной и экологически приемлемой. Трудно себе представить, чтобы все эти требования мог удовлетворить какой-либо один источник энергии. Видимо, приемлемых источников и способов преобразования их будет найдено несколько и определение оптимального сочетания их для нужд, диктуемых конкретными условиями, выльется в самостоятельную задачу.

В настоящее время известно много источников и способов преобразования различных видов энергии в электрическую — от самых новейших (термоядерный синтез, гелиокосмические энергосборники и т. п.) до примитивных ветряков. Ведутся исследования по их практической реализации для нужд будущей энергетики. Несомненно, еще имеются и неизвестные способы преобразования (а может быть, и источники) энергии. Жизненные потребности общества и развитие научно-технического прогресса приведут к необходимости активного поиска их. Вместе с тем научно-технический прогресс обеспечит и практическую реализацию этих открытий.

На рис. 7.1 представлены известные в настоящее время различные виды энергии и способы преобразования их в электрическую. Стрелками указаны существующие способы преобразования двух основных видов энергии: солнечной и ядерной. Так, под влиянием солнечной радиации формируются речной сток и его режим, т. е. гидроэнергетические ресурсы, которые в дальнейшем с помощью электромеханических преобразователей (турбин, генераторов) могут быть использованы для производства электроэнергии. Аналогично используется теплота как результат деятельности Солнца по созданию ресурсов химической энергии, энергии океана или ветровой энергии и т. д.

7.2.2. СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Солнце излучает ежесекундно $88 \cdot 10^{24}$ кал теплоты, или $370 \cdot 10^{12}$ ТДж. Но из этого количества теплоты на Землю попадает в энергетическом эквиваленте только $1{,}2 \cdot 10^{17}$ Вт, т. е. за год $38 \cdot 10^{20}$ кВт(тепл)·ч, или в 10^8 раз больше, чем сегодня потребляется в мире.

По сравнению с этим все остальные источники энергии, как внешние (излучение Луны и звезд, космические лучи), так и внутренние (внутренняя теплота Земли, радиоактивное излучение, запасы ископаемого топлива и т. д.), пренебрежимо малы. Так, если общий потенциал Солнца определять применительно к солнечной энергии, падающей на свободные необрабатываемые земли, то в этом случае среднегодовая мощность составит около 10 000 ТВт, что примерно в 4000 раз больше, чем мощность всех современных стационарных энергетических установок мира.

При определении практической целесообразности использования солнечной энергии исходят из того, что максимальное солнечное излучение достигает примерно 1 кВт/м^2, но это длится всего лишь в течение 1—2 ч в разгар летнего дня на широтах, близких к экватору. В большинстве районов планеты среднее облучение солнечным светом составляет 200—250 Вт/м^2, но и это много. Так, средняя плотность искусственной энергии, обусловленной деятельностью человека, всего 0,02 Вт/м^2, т. е. в 10 000 раз меньше. Правда, на Земле есть районы, где этот показатель значительно выше. Например, в Японии он равен 2 Вт/м^2, а в Рурском районе ФРГ — 20 Вт/м^2, т. е. 10% солнечной. Расчеты показывают, что если солнечную энергию, падающую на 0,1% поверхности Земли, превратить в электрическую, то она в 40 раз будет превышать современное электропотребление.

Люди издавна ощущали могущество Солнца, чувствуя зависимость от него всей своей жизни. Отсюда непрерывное стремление взять от него возможно больше. Сначала это проявлялось в желании использовать солнечное излучение с непосредственной целью — получить дополнительную теплоту (нагрев воды, отопление помещений, опреснение морской воды и т. п.). Предлагаемые для этого различные схемы имели одну отличительную особенность — в них отсутствовала концентрация потока солнечной энергии. Воспринимаемый различными устройствами поток солнечных лучей имел ту же плотность, что и поток, падающий на Землю. Со временем эти схемы совершенствовались, и в настоящее время они успешно используются для различных хозяйственных целей в ряде стран (США, Японии, Франции и др.).

В Советском Союзе также ведутся работы в этом направлении. Опреснители, функционирующие в условиях Средней Азии, позволяют с 1 м^2 получить 2 т питьевой воды в год.

Другим направлением утилизации солнечной энергии является использование схем, в которых предусматриваются специальные концентраторы солнечной энергии. В таких установках приемник энергии во много раз меньше поверхности, собирающей лучи. Достигается это, как известно, с помощью зеркал и линз.

Практический интерес к такому способу преобразования солнечной энергии значительно возрос в последние 15—20 лет, чему наиболее сильно способствовали поиски путей смягчения напряженности мирового топливно-энергетического баланса и необходимость удовлетворения потребностей космической техники. Интерес к солнечной энергии особенно резко стал проявляться с 1973 г., т. е. с начала энергетического кризиса в капиталистических странах. Немаловажным обстоятельством является также стремление снизить губительность воздействия на биосферу тепловой энергетики.

Существует много способов преобразования солнечной энергии в электрическую. Эффективным для целей большой энергетики считается в настоящее время паротурбинный способ на основе цикла Ренкина, т. е. тот, который используется на обычных ТЭС. Интенсивно исследуется также и способ на основе применения фотоэлектрических преобразователей (солнечных элементов).

В настоящее время наиболее широко используются два основных типа солнечных электростанций (СЭС) с паротурбинным способом преобразования энергии: башенные и с использованием так называемых солнечных прудов.

Башенные СЭС. Башенный тип солнечных электростанций предложен и разработан в СССР в ЭНИН им. Г. М. Кржижановского в 50-х годах и вскоре получил всеобщее признание за рубежом. В настоящее время этот тип СЭС считается наиболее перспективным.

На башенной СЭС приемник солнечного излучения (котел) размещается на высокой башне (отсюда название СЭС), окруженной полем автоматически управляемых зеркальных отражателей, называемых гелиостатами, с помощью которых солнечное излучение фокусируется на тепловоспринимающей поверхности этого котла. Пар от него поступает в турбину и, пройдя через конденсатор, уже в виде воды снова подается в котел. На одном валу с турбиной размещается ротор генератора, вырабатывающего электроэнергию (рис. 7.2).

Такая СЭС для увеличения своей мощности может состоять из отдельных, параллельно соединенных по электрической схеме блоков. Единичная мощность блока СЭС ограничивается современной технической возможностью сооружения высоких башен. При высоте башни 350—400 м мощность блока не превышает

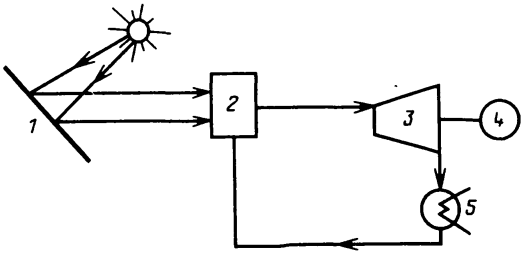


Рис. 7.2. Схема преобразования солнечной энергии в электрическую:
1 — гелиостаты; *2* — котел; *3* — турбина; *4* — генератор; *5* — конденсатор

150—200 МВт. На практике оптимальная установленная мощность блока СЭС обычно принимается равной 50—100 МВт.

Высота башни СЭС определяется условием исключения взаимного затенения зеркальных поверхностей гелиостатов по падающему и отраженному лучам. Такой блок (модуль) занимает площадь 2—3 км^2, из которых 75—80% приходится на гелиостаты (15—25 тыс. шт.). Наращивая число таких модулей, можно получить СЭС желаемой установленной мощности.

Прерывистый характер солнечной энергии приводит к тому, что она *не может служить гарантированным источником электроэнергии.* Чтобы хотя бы частично смягчить этот недостаток, в технологическую схему СЭС добавляют аккумулятор энергии, создавая таким образом некий единый энергокомплекс. Обычно аккумулируется теплота: в часы солнечного сияния тепловая энергия запасается в аккумуляторе, а в часы отсутствия солнечной радиации передается рабочему телу, поступающему в турбину.

С учетом этого технологическая схема преобразования солнечной энергии в электрическую в общем случае должна включать следующие подсистемы: улавливания радиации; приемную, преобразующую энергию солнечного излучения в тепловую, которая передается теплоносителю; переноса теплоносителя от приемника к аккумулятору; тепловой аккумулятор; теплообменники (один или несколько), образующие горячий и холодный источники тепловой машины (турбины), на одном валу с которой находится генератор.

Компоновка общей системы при этом возможна по двум принципиально различным схемам. В первой схеме (рис. 7.3, *а*) тепловой аккумулятор располагается между приемником и теплообменником. Нагретый в приемнике теплоноситель частично расходуется на тепловую загрузку аккумулятора и частично на нагрев (образование) рабочего тела (пар). При отсутствии солнечной радиации необходимая рабочему телу теплота передается от аккумулятора. Теплообменник обеспечивает связь приемника и аккумулятора с турбиной.

Во второй схеме (рис. 7.3, *б*) рабочее тело нагревается непосредственно в приемнике. Заряд аккумулятора обеспечивается

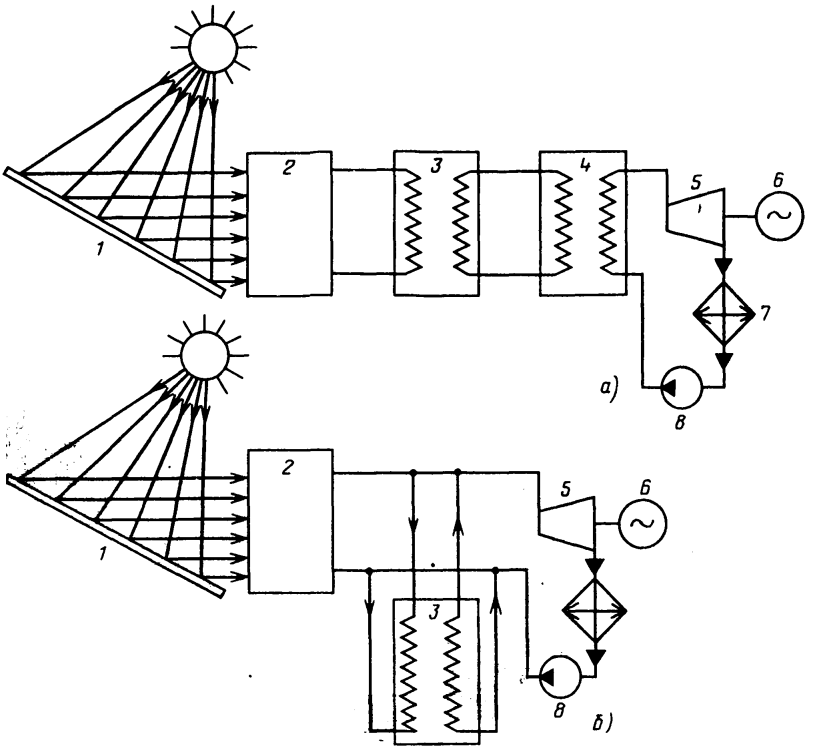


Рис. 7.3. Упрощенная технологическая схема солнечной электростанции:
а — с последовательно включенным в цепь передачи теплоты тепловым аккумулятором; *б* — с параллельно включенным тепловым аккумулятором; *1* — улавливатель солнечных лучей; *2* — приемник; *3* — тепловой аккумулятор; *4* — теплообменник; *5* — паровая турбина; *6* — генератор; *7* — конденсатор; *8* — конденсатный насос

отведением части нагретого рабочего тела, а связь с турбиной осуществляется без промежуточных устройств.

Концентрация солнечного излучения может быть осуществлена с помощью большого числа плоских или фокусирующих гелиостатов, управляемых для слежения за Солнцем по двум степеням свободы.

Тепловая мощность СЭС башенного типа определяется по формуле

$$N = E_0 F_{зерк} R_{зерк} \cos\omega \, K_{зат} K_{бл} A_s K_{т.п} K_{зап}, \qquad (7.1)$$

где E_0 — солнечная радиация, кВт/(м^2·ч); $F_{зерк}$ — площадь зеркальной поверхности, м^2; $R_{зерк} = 0{,}75$ — отражательная способность зеркал; $\cos\omega = 0{,}75 \div 0{,}8$ — угол падения лучей на гелиостаты; $K_{зат}$ — коэффициент затенения; $K_{бл}$ — коэффициент блокировки ($K_{зат} K_{бл} = 1$); $A_s = 0{,}93 \div 0{,}95$ — коэффициент погло-

щения котла; $K_{зап} = 0{,}85$ — коэффициент запыления; $K_{т.п} = 0{,}85$ — коэффициент тепловых потерь.

Большие работы по использованию солнечной энергии ведутся в США, Франции, Японии, Индии, Канаде и других странах. По разным оценкам к 2000 г. доля используемой солнечной энергии в общем энергетическом балансе для разных районов мира составит 2—7%. В Австралии ожидается, что к этому времени доля СЭС в электроэнергетическом балансе страны достигнет 15%. В Японии сооружается СЭС мощностью 1000 МВт, которая займет территорию более 30 км^2.

Ведутся исследования по использованию солнечной энергии и в нашей стране, где имеются обширные территории с довольно высокой и стабильной интенсивностью солнечной радиации. К ним относятся в первую очередь республики Средней Азии, Южный Казахстан, Забайкалье, Крым, Нижнее Поволжье и Кавказ, где годовое число часов солнечного освещения составляет от 2000 до 3000 ч, а годовое поступление солнечной энергии на горизонтальную поверхность — от 1280 до 1869 кВт·ч/м^2.

Значимость солнечной энергетики в условиях Советского Союза характеризуется следующими данными: для создания СЭС башенного типа мощностью 280 ТВт, т. е. примерно 80% нынешней суммарной мощности всех электростанций страны, необходима площадь земли в виде квадрата со сторонами 11 км. Эквивалентная по суммарной выработке электроэнергии СЭС потребует площадь в виде квадрата со сторонами 220 км. В условиях Средней Азии такие площади, видимо, могли бы быть найдены.

Завершилось строительство в Крыму первой в стране опытно-промышленной СЭС башенного типа мощностью 5 МВт, на которой предполагаются проведение исследований и отработка вариантов отдельных устройств и узлов СЭС, а также условий ее эксплуатации. Солнечный котел размещается на башне высотой 70 м. Поверхность нагрева в нем 154 м^2, что позволяет вырабатывать 28 т/ч насыщенного пара с давлением 4 Па и температурой 250° С. Плотность теплового потока солнечного излучения на расчетном режиме 130 кВт/м^2. Нагрев солнечного котла осуществляется с помощью 1600 плоских зеркальных гелиостатов, каждый из которых размером 5×5 м. Предусматривается использование системы автоматического слежения за положением Солнца на небосводе. СЭС будет работать 1920 ч в год.

Экономические показатели этой СЭС пока низкие: удельные капиталовложения превышают 5 тыс. руб/кВт, а себестоимость вырабатываемой электроэнергии достигает 47 коп/(кВт·ч). Однако с увеличением мощности СЭС при серийном производстве отдельных ее устройств эти показатели будут существенно улучшены.

Ведутся проектные проработки более мощных СЭС — от 50 до 200 МВт и более, при этом исследуется вариант, чтобы режим работы такой СЭС наряду с радиационной возможностью определялся также требованиями энергосистемы, которая в данном случае будет играть роль некоторого демпфирующего аккумулятора в пределах имеющегося (десятипроцентного) нагрузочного резерва. При работе СЭС в дневное (светлое) время соответствующая мощность других электростанций (в первую очередь тепловых) может быть снижена в пределах этого резерва, что приведет к экономии топлива или дополнительной выработке электроэнергии. При этом основные собственные нужды СЭС [привод вспомогательного оборудования, управление полем гелиостатов в периоды облачности, возврат гелиостатов в исходное (утреннее) положение и т. п.] будут в некоторых режимах обеспечиваться энергосистемой.

При работе в таком режиме СЭС не требуют (или почти не требуют) тепловой аккумуляции и дублирующих источников энергии системы на традиционном топливе. Вырабатываемая ими электроэнергия будет отдаваться в систему по свободному графику.

Проект первой в СССР опытно-промышленной СЭС средней (за год) электрической мощности 200 МВт (СЭС-200) башенного типа представляет собой установку, состоящую из четырех модулей по 50 МВт каждый. Любой из этих модулей является замкнутым по тепловому циклу, включает в себя полный комплекс оборудования (оптический концентратор, котел, аккумулятор, турбогенератор) и может сооружаться и функционировать независимо от других по времени.

СЭС с солнечными прудами. Особым направлением утилизации солнечной энергии в целях электроэнергетики является использование так называемых солнечных прудов, позволяющих создать новый тип солнечной электростанции, отличающейся от СЭС башенного типа.

В основе принципа действия СЭС с солнечными прудами лежит общеизвестный природный эффект, заключающийся в том, что в тех случаях, когда нижние слои воды в замкнутых водоемах (прудах) содержат повышенные концентрации соли, они нагреваются под воздействием солнечной радиации до более высокой температуры, чем верхние.

Принцип энергетического использования получающегося в этом случае термального градиента весьма прост. Горячая вода из нижних слоев пруда (рис. 7.4) с температурой 60—90° С подается насосом в теплообменник и используется для испарения жидкости с низкой температурой кипения (фреон, пропан, аммиак). Парами этой жидкости по обычной паротурбинной схеме приводится в движение турбогенератор. Отработавшие пары жидкости охлаждаются более холодной поверхност-

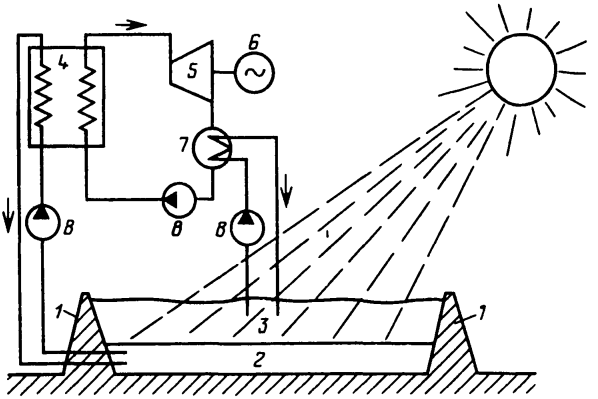


Рис. 7.4. Солнечная электростанция с прудом:
1 — дамбы; *2* — горячая вода с высокой концентрацией соли; *3* — охлажденная вода; *4* — теплообменник; *5* — турбина; *6* — генератор; *7* — конденсатор; *8* — насосы

ной водой, конденсируются и вновь используются в цикле.

Практическая реализация СЭС этого типа может вызвать затруднения, связанные с преодолением таких недопустимых явлений, как возможное перемешивание слоев воды под воздействием ветра, фильтрация воды через дно (ложе прудов должно быть водонепроницаемым, чтобы исключить возможность разбавления водоемов подземными водами или их загрязнение). Требуется также дешевый источник водоснабжения для восполнения потерь на испарение.

Вместе с тем солнечные пруды, имея одинаковые с полем гелиостатов башенной СЭС энергетические параметры, требует несравненно меньших затрат конструкционных материалов на единицу используемой площади.

Благодаря наличию значительной массы разогретой воды солнечные пруды обладают лучшими, чем тепловые аккумуляторы котельного типа, теплоаккумулирующими характеристиками, что позволяет более просто решать вопросы тепловой аккумуляции. Так, пруд глубиной около 2 м способен обеспечить непрерывную работу своей СЭС при прекращении инсоляции на срок до недели. Сооружая пруды соответствующей глубины, можно обеспечить даже сезонный цикл аккумуляции. Возможна аккумуляция не только солнечной теплоты, но и сбросной теплоты производственных процессов.

Сегодня еще нет оснований говорить о том, что СЭС с солнечными прудами более предпочтительны, чем СЭС башенного типа. Исследуется эффективность их сооружения и использования в Австрии, Индии, США, Италии, Израиле, Японии, АРЕ и даже Финляндии. В печати уже сообщалось о целесообразности в условиях солнечной радиации Ближнего Востока (Израиль) строительства СЭС с солнечными прудами (разработан проект мощностью 50 МВт с площадью пруда 400 га). Сооружение в этом же районе СЭС башенного типа такой же мощ-

ности хотя и потребовало бы значительно меньшей площади, но повлекло бы за собой более высокие удельные затраты на 1 кВт установленной мощности.

Экспериментальные СЭС с солнечными прудами уже функционируют. Например в Израиле несколько лет эксплуатируются СЭС мощностью 300 кВт, а в США завершается строительство СЭС мощностью 5 МВт.

Полупроводниковая фотоэнергетика. Солнечный свет представляет собой, как известно, электромагнитные волны, в основе которых согласно квантовой теории лежит поток элементарных частиц с нулевой массой покоя, называемых фотонами. В основе фотоэлектрического преобразования солнечной энергии в электрическую лежит открытый в 1887 г. Герцем эффект взаимодействия фотона света с электроном некоторых металлов, в результате которого электрон приобретает энергию, достаточную в определенных условиях для того, чтобы покинуть пределы металла. При большом числе таких электронов их можно собрать на другой металлической поверхности и через внешнюю цепь вернуть к исходной поверхности. При такой схеме отпадает необходимость в тепловом цикле преобразования солнечной энергии, поскольку она сообщается непосредственно электрону.

Различают три основных вида фотоэффекта: внешний фотоэффект — под действием светового потока электроны вырываются из поверхности тел; внутренний фотоэффект — изменение электропроводности полупроводников и диэлектриков под действием света; фотоэффект запирающего слоя или, как его называют, фотоэффект на p — n переходе — образуется на границе соприкосновения двух полупроводников, имеющих электронную (n-типа) и дырочную (p-типа) проводимости. Электроны и дырки, переходя под действием света из области n в область p и соответственно из p в n, заряжают область p отрицательным зарядом, а n — положительным, создавая тем самым на p — n переходе разность потенциалов. В замкнутой цепи при этом образуется электрический ток.

Для преобразования энергии электромагнитного излучения в целях энергетики практически может быть использован только последний вид фотоэффекта.

В настоящее время во всем мире ведутся широкие поиски и исследования различных полупроводников с целью создания высокоэффективных (небольшой стоимости и с высоким КПД) солнечных элементов. Имеются образцы тонкопленочных фотоэлементов на основе трех (и более) компонентных полупроводниковых соединений. Имеются также успехи в использовании более дорогих, но еще более эффективных, чем тонкопленочные элементы, монокристаллических кремниевых элементов (синтетический материал, имеющий алмазоподобную структуру). В перспективе просматривается возможность создания солнечных эле-

ментов с КПД, превышающим 30% (современные кремниевые фотоэлементы имеют КПД не выше 15%).

В настоящее время для снижения стоимости фотопреобразователя и повышения его общей эффективности используются различные системы концентрации солнечного излучения. В этом случае полимерная линза служит недорогим устройством, собирающим солнечное излучение на поверхности малой площади, что позволяет уменьшить размеры фотоэлемента и за счет этого искользовать более дорогие, высокоэффективные солнечные элементы, в частности монокристаллические. Использование для этой цели линз Френеля с точечной фокусировкой позволяет получить концентрацию солнечного излучения, в несколько сотен раз превышающую естественную, а вместе с этим и соответствующее повышение эффективности основных выходных показателей фотоэлемента.

Однако использование концентрации солнечного излучения имеет ряд особенностей, не свойственных фотоэлектрическим системам без концентраторов. Так, при поглощении концентрированного излучения выделяется значительное количество теплоты, которую надо эффективно отводить от солнечных элементов. Кроме того, поскольку сфокусированное световое пятно не должно выходить за пределы поверхности элемента, необходимо обеспечить точную ориентацию последнего по отношению к Солнцу. Это влечет за собой необходимость применения специальной системы слежения за положением Солнца.

Использование концентраторов излучения позволяет повысить выходные энергетические характеристики всей солнечной батареи, в частности мощность и выработку электроэнергии в предвечерние часы (что уже само по себе ценно при работе СЭС в энергосистеме), а также КПД установки, что повышает ее энергоэкономические показатели.

Большие перспективы просматриваются при использовании так называемых каскадных солнечных элементов с различной шириной запрещенной зоны. Свет поступает последовательно в каждый из элементов. Предполагается, что теоретический КПД каскадных элементов может превысить 10%.

Космические СЭС. Непостоянство солнечной радиации и сравнительно небольшая ее интенсивность, приходящаяся на единицу земной поверхности, приводят к тому, что строительство наземных СЭС требует затраты больших площадей для размещения на ней поля гелиостатов (или пруда), аккумулятора и других сооружений.

В связи с этим высказываются многочисленные идеи использовать для СЭС спутники. Суть этих идей заключается в том, что спутник особой конструкции запускается на геостационарную (геосинхронную) орбиту (примерно 35 тыс. км), где он вращается синхронно с планетой и как бы зависает над

определенной точкой земной поверхности. В этих условиях спутник более 99% времени будет освещаться Солнцем, и при этом плотность потока энергии составляет 1,4 кВт/м^2, т. е. в 5—7 раз больше, чем в среднем на поверхности Земли.

Сконцентрированная на спутнике солнечная энергия после преобразования в электрическую через специальную антенну узким пучком в микроволновом диапазоне электромагнитного излучения с частотой 2,4—2,5 ГГц (длина волны 10—12 см) без каких-либо атмосферных помех передается на Землю. На Земле излучение принимается на соответствующую антенну и после преобразования в переменный ток промышленной частоты поступает в энергосистему или непосредственно потребителям. В этом суть космической солнечной электростанции (КСЭС).

Процесс преобразования солнечной энергии в электрическую при этом может осуществляться двумя основными путями. Первый из них основан на использовании любых полупроводниковых фотоэлектрических преобразователей. В известных проектах КСЭС предполагается использовать лишь два типа фотопреобразователей — на основе кремния и арсенида галлия. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки. Расчеты показывают, что при использовании таких преобразователей для создания КСЭС мощностью 500 МВт общая масса в обоих случаях составит примерно 8000 т, а вместе с несущими каркасами, концентраторами, проводниками и другой аппаратурой — более 12 000 т. И если этот показатель для КСЭС с обоими типами преобразователей одинаков, то следует отметить, что кремниевые преобразователи пока еще очень дороги, так как монокристаллы высокой чистоты выращивать чрезвычайно трудно.

Галлиевые преобразователи имеют более высокие значения КПД и ряд других более высоких качеств, чем кремниевые, однако их применению препятствует ограниченность запасов галлия, сложность и высокая стоимость его добычи и переработки. Расчетный срок службы таких КСЭС определяется в 30—35 лет. Исследуются и другие преобразователи.

Второй способ преобразования для КСЭС солнечной энергии в электрическую может быть осуществлен на основе любых известных преобразователей тепловой энергии — машинных (газо- и паротурбинных), прямых (термоэмиссионных, термоэлектрических, МГД) и ряда других. Наибольшее распространение в разработанных проектах получили системы на базе газо- и паротурбинных преобразователей замкнутого типа, работающих по циклам Брайтона и Ренкина.

Основными достоинствами этих преобразователей являются значительно более высокий, чем у фотопреобразователей, КПД (до 40% против 14—16%), хорошо освоенная технология произ-

водства мощных турбин и генераторов, наличие развитой промышленной базы и некоторые другие.

При их использовании процесс преобразования солнечной энергии в электрическую будет сводиться к следующему. Так же, как и в обычных СЭС башенного типа, концентраторы (обычно в форме параболоида вращения) собирают солнечный свет и после многократного его усиления направляют на теплоприемник. В качестве рабочего тела используется какой-либо инертный газ (например, аргон), который, будучи нагретым до 1000—1300 К, поступает в турбину и вращает ее вал вместе с ротором генератора. Отработавший в турбине газ охлаждается в рекуператоре, радиаторе и компрессором, расположенным на одном валу с турбиной, вновь подается в теплообменник. Общий КПД всей установки составляет при этом примерно 18%. Известен проект такой КСЭС, состоящий из 16 блоков турбогенераторов мощностью 500 МВт каждый. Удельная масса, т. е. масса, приходящаяся на 1 кВт установленной мощности, в этой схеме составляет 12 кг/кВт, что почти вдвое меньше, чем у современных солнечных батарей.

Однако преобразование солнечной энергии в электрическую с использованием космической ТЭС имеет ряд существенных недостатков. Во-первых, наличие вращающихся узлов и деталей снижает эксплуатационную надежность установки, что в условиях космоса имеет большое значение. Этого недостатка можно избежать, если вместо вращающихся турбин использовать, например, магнитогидродинамические генераторы (МГД-генераторы). Низкие температуры космоса упрощают при этом применение сверхпроводящих обмоток магнитов, а почти абсолютный вакуум облегчает задачу герметизации. Во-вторых, изготовление огромного концентратора, имеющего форму параболоида вращения, в условиях космоса представляет большие трудности.

Какой из указанных двух методов преобразования солнечной энергии в электрическую является предпочтительнее, сейчас сказать нельзя. Необходимо дальнейшее совершенствование того и другого, в частности совершенствование технологии производства батарей и их конструкций.

Стадию превращения солнечной энергии в электрическую можно исключить. В этом случае прибегают к прямому преобразованию солнечной энергии в энергию монохроматического излучения (излучение одной определенной частоты) с последующей аналогичной передачей ее на Землю. Однако этот способ пока еще слабо проработан в проектной практике (в конструктивно-технологическом отношении).

Особой проблемой является передача выработанной в космосе электроэнергии за Землю. Достоинством передачи энергии СВЧ-излучением является освоенность элемент-

ной базы, а также практически отсутствие потери при прохождении микроволнового излучения через атмосферу.

Для того чтобы выработанную в космосе электроэнергию преобразовать в СВЧ-излучение, предлагается использовать либо усилители со скрещенными полями — амплитроны, либо устройства на линейных пучках — клистроны, либо электронные приборы, непосредственно преобразующие солнечное излучение в СВЧ-излучение. Так как относительно большая длина волны СВЧ-излучения (10—12 см) влечет за собой и большую расходимость пучка, то потребуется создание наземных антенн (их называют ректеннами), занимающих большие площади.

Расчеты показывают, что для передачи мощности 5000 МВт передающая антенна должна иметь диаметр около 1 км. Размеры ректенны зависят от места ее размещения (широты), и на экваторе это будет круг диаметром до 12 км. Ректенна должна не только принимать СВЧ-излучение, но и с помощью миллиона диодных элементов преобразовывать его в постоянный ток, который при надобности преобразуется обычным способом в переменный. Площадь ректенны достигает при этом 250—270 км^2. Изъятие ее из активного землепользования может быть в определенных случаях недопустимым. Во избежание этого предлагается решетку антенны несколько приподнять над поверхностью, что позволит проникать солнечному свету и осадкам при сохранении ее поглощающей способности.

Несколько лет назад в зарубежной печати высказывалось предложение для передачи энергии использовать лазерный луч. В этом случае приемопередающие устройства будут иметь диаметр всего несколько десятков метров. Однако в использовании этого метода имеется существенный недостаток. Дело в том, что диапазоны частот, в которых работают мощные лазеры с высоким КПД, не совпадают с теми, которые позволяют обеспечить эффективное обратное преобразование световой энергии в электрическую. Это значительно снижает эффективность такого рода КСЭС. Интенсивность лазерного излучения в значительной мере зависит от состояния атмосферы (например, чем сильнее облачность, тем сильнее ослабляется лазерное излучение).

Много неясного здесь и с позиции экологии. Высказываются, например, опасения о возможности изменения распределения заряженных частиц ионосферы (концентрация, скорость движения) от воздействия на них СВЧ-пучка. Если это произойдет, то не только изменятся условия прохождения самого пучка, но и изменятся условия распространения радиоволн, что приведет к возникновению помех в радиосвязи.

СВЧ-излучение, особенно его высокочастотная составляющая, довольно сильно поглощается молекулами воды и кислорода, что может вызвать локальный нагрев воздуха.

Кажется бесспорным, что СВЧ-излучение не будет представ-

лять никакой опасности для пассажиров воздушного транспорта, поскольку корпус летательных аппаратов служит надежной защитой от воздействия СВЧ-лучей. Однако СВЧ-излучение будет, несомненно, оказывать влияние на работу электронной аппаратуры (бортовые ЭВМ, навигационное оборудование и т. п.), что может привести к нежелательным последствиям.

Что касается воздействия СВЧ-излучения на незащищенные живые организмы, попавшие в зону его воздействия, то здесь специалисты утверждают, что такая опасность может быть, особенно для организмов, попавших в центральную часть пучка. Однако конкретные формы опасности и степень ее проявления еще нуждаются в дальнейших исследованиях.

Итак, создание КСЭС — задача сложная, охватывающая многие области науки и техники, экономические и социально-политические аспекты, требующая международного сотрудничества. Но вместе с тем освоение космоса в энергетических целях — задача весьма перспективная.

Американские специалисты считают, что для условий США разработка, сооружение и эксплуатация КСЭС окупятся, если к 2014 г. будут функционировать не менее 60 электростанций мощностью 5000 МВт каждая.

7.2.3. ВЕТРОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Различие в интенсивности солнечного излучения, падающего на большие площади на разных географических широтах и между сушей и морями, служит причиной глобальных перепадов давления, которые вызывают перемещения воздушных масс, т. е. ветер. Ветер обладает скоростью и направлением, являясь, таким образом, векторной величиной.

Человек начал использовать энергию ветра еще до того, как научился укрощать реки. Энергия ветра отличается своей доступностью и дешевизной.

Годовые потенциальные (теоретические) запасы энергии ветра огромны. Так, они в 100 раз превышают запасы гидроэнергии всех рек земного шара и составляют около $3300 \cdot 10^{12}$ кВт·ч. Правда, практически можно использовать лишь 10—12% этих запасов. Но и это много (в 1987 г. все электростанции мира выработали около $10 \cdot 10^{12}$ кВт·ч электроэнергии, т. е. всего 0,3% годовых потенциальных запасов ветроэнергии).

Принцип использования ветровой энергии прост: движущийся поток ветра, так же как и поток воды, действует на подвижную часть двигателя, заставляя его вращаться и передавать полученную энергию ротору генератора электрического тока.

Энергия $Э$, Дж, воздушного потока с поперечным сечением F

$$Э = mu^2/2. \qquad (7.2)$$

Секундная масса m воздуха, кг/с, при его плотности ϱ, кг/м^3, протекающая со скоростью u, м/с, через сечение F, м^2, равна

$$m = \varrho u F. \tag{7.3}$$

После подстановки (7.3) в (7.2) получим мощность, развиваемую потоком воздуха, Дж/с:

$$N = \frac{1}{2} \varrho u^3 F, \tag{7.4}$$

где ϱ — плотность воздуха при нормальных условиях ($t = 15°$ С, $p = 760$ мм рт. ст., или 101,3 кПа), равная 1,23 кг/м^3.

Переводя размерность (7.4) Дж/с в кВт, получаем

$$N = \frac{9{,}81}{2 \cdot 1000} \varrho u^3 F = 0{,}0049 \varrho u^3 F. \tag{7.5}$$

Мощность, развиваемая ветроэнергетической установкой (ВЭУ), отличается от мощности, развиваемой воздушным потоком, потерями, связанными с преобразованием механической энергии в электрическую (в редукторе и генераторе), а также потерями энергии ветрового потока в процессе взаимодействия его с лопастями ветрового колеса. Последние определяются так называемым коэффициентом использования энергии ветра ξ. Учитывая это и выражая площадь F в (7.4) через диаметр ветрового колеса D, м, получаем мощность ветроэнергетической установки, кВт:

$$N = 0{,}0049 \varrho \xi u^3 D^2 \eta_р \eta_г, \tag{7.6}$$

где $\eta_р$ и $\eta_г$ — КПД редуктора и генератора соответственно.

Для идеального крыльчатого ветроколеса максимальное значение ξ по Н. Е. Жуковскому равно 0,593. Общий КПД ВЭУ при ее работе в номинальном (расчетном) режиме не превышает 45—48%.

Таким образом, как видно из (7.6), мощность ВЭУ изменяется пропорционально кубу скорости ветра, квадрату диаметра ветроколеса, т. е. его площади, и в явном виде не зависит от числа лопастей ветроколеса.

Отсюда следует, что для того чтобы при заданной скорости ветра увеличить мощность ВЭУ, необходимо увеличивать площадь, захватываемую ветроэнергетической установкой. Но это может привести к резкому увеличению стоимости ветроколеса, худшему использованию малых скоростей ветра и другим нежелательным последствиям. Поэтому площадь, через которую протекает ветровой поток, может быть увеличена лишь при использовании большего числа установок с заданным диаметром ветроколеса. Группу совместно работающих и территориально совмещенных ветроэнергетических установок принято называть ветроэлектрической станцией (ВЭС).

При определении мощности ВЭС следует принимать во внимание, что скорость ветра в околоземном пограничном слое не является постоянной и увеличивается по мере возрастания расстояния от поверхности земли. Это изменение обычно определяется степенной зависимостью вида

$$u = u_1 \left(\frac{h}{h_1}\right)^{\alpha}, \qquad (7.7)$$

где α — безразмерный показатель степени, значение которого зависит от скорости ветра, устойчивости атмосферы и шероховатости поверхности (принимается в среднем 1/5).

Существует много типов ветроприемных устройств. Наиболее распространенными являются устройства:

с горизонтальной осью вращения, параллельной направлению ветрового потока (типа ветряных мельниц) или перпендикулярной ему (типа водяного колеса);

с вертикальной осью вращения, перпендикулярной (ортогональной) направлению ветрового потока.

Наибольшее распространение получили первый и третий типы.

Ветроприемник первого типа выполняется в виде ветроколеса с различным числом лопастей (от 1 до 50 и более), расположенных по радиусам и под некоторым углом к плоскости вращения.

Важной характеристикой ветроколеса является его быстроходность, определяемая как отношение окружной скорости элемента лопасти к скорости ветра:

$$n_s = \omega R / u, \qquad (7.8)$$

где ω — угловая скорость, рад/с; R — радиус ветроколеса, м.

При неизменных аэродинамических показателях ветроколеса частота его вращения пропорциональна быстроходности и скорости ветра и обратно пропорциональна диаметру.

Рабочий момент на ветроколесе создается за счет аэродинамических сил, возникающих на лопастях, имеющих специальный аэродинамический профиль. Физическая картина происходящего процесса аналогична обтеканию воздушным потоком крыла самолета. В этом случае под крылом создается зона повышенного давления (рис. 7.5), а над ним, напротив,— пониженного. Это обусловливает возникновение подъемной силы P, которая на ветроколесе преломляется во вращающий момент.

Описанные колеса снабжаются устройствами, автоматически регулирующими развиваемую мощность, ограничивающими частоту вращения и поворачивающими ось ветроколеса по направлению вектора скорости воздушного потока. Выдачу энергии ВЭУ начинает осуществлять при минимальной скорости ветра, составляющей 30—40% расчетной. При меньших скоростях

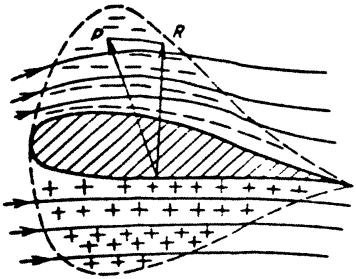


Рис. 7.5. Аэродинамика крыла самолета

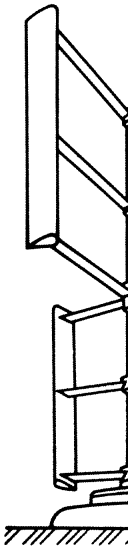
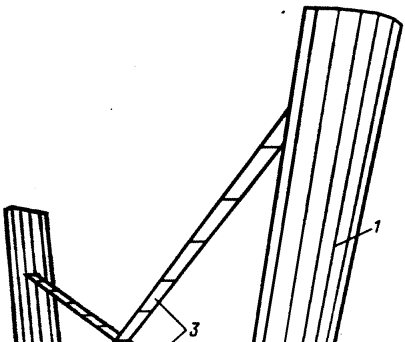


Рис. 7.6. Вертрусный двухлрегат (ВДД)



так что номинальная скорость и мощность остаются в пределах допустимых значений. При очень больших скоростях ветра лопасти ветроколеса устанавливаются во флюгерное положение.

Ортогональные ветроагрегаты могут иметь горизонтальную, наклонную или вертикальную ось. Наибольшее распространение получили агрегаты с вертикальной осью (роторы).

Они имеют важные преимущества перед крыльчатым ветроколесом с горизонтальной осью, так как для них отпадает необходимость в устройствах для ориентации на направление ветра. Кроме того, упрощаются конструкция и монтаж, более удобным становится расположение генератора и редуктора, что важно при эксплуатации. Снижаются также дополнительные напряжения в лопастях, системе передач и других элементах крыльчатых установок, вызванные гироскопическими нагрузками.

Существует много типов ветроагрегатов (ветроколес) с вертикальной осью, однако достоинства (и недостатки) их еще не полностью определены. К ним относятся:

ветроагрегат с двухъярусными вертикальными лопастями на общем валу (ВДД) (рис. 7.6);

ветроагрегат с двумя лопастями в вертикальной плоскости, расположенными на тележках и наклоненными во внешнюю сторону от оси, а также объединенными горизонтальным крылом в единую конструкцию с центральной опорой (ВЛ-2) (рис. 7.7);

ветроагрегат со многими лопастями, расположенными на тележках, связанных между собой и движущихся по окружности, диаметр которой много больше высоты лопастей (до 20 высот) (ВЛ-МЛП). Это своеобразный поезд, замкнутый в кольце и движущийся по кольцевому пути (рис. 7.8). Исследуются и другие конструкции.

Во всех схемах с закрепленными на оси лопастями трудность составляет преобразование низкой частоты вращения агрегата до значений, приемлемых для современных электрогенераторов.

В качестве лопастей ветроагрегатов типа ВЛ-2 или ВЛ-МЛП предлагается использовать крылья современных самолетов.

Как показывают расчеты, выполненные в Гидропроекте под руководством докт. техн. наук В. М. Лятхера, используемые крылья самолета ИЛ-86 (размахом 48 м и площадью 361 м^2) позволяют при диаметре трассы 48 м получить для агрегата типа ВЛ-2 мощность 2300 кВт. Используя эти же крылья для ветроагрегата ВЛ-МЛП, при диаметре трассы 480 м можно получить мощность 5900 МВт. Но это пока только расчеты.

Мощность, кВт, развиваемая ветроагрегатами таких типов, определяется по формуле (7.5), которая с учетом коэффициента использования мощности ветра ξ и КПД редуктора и генератора

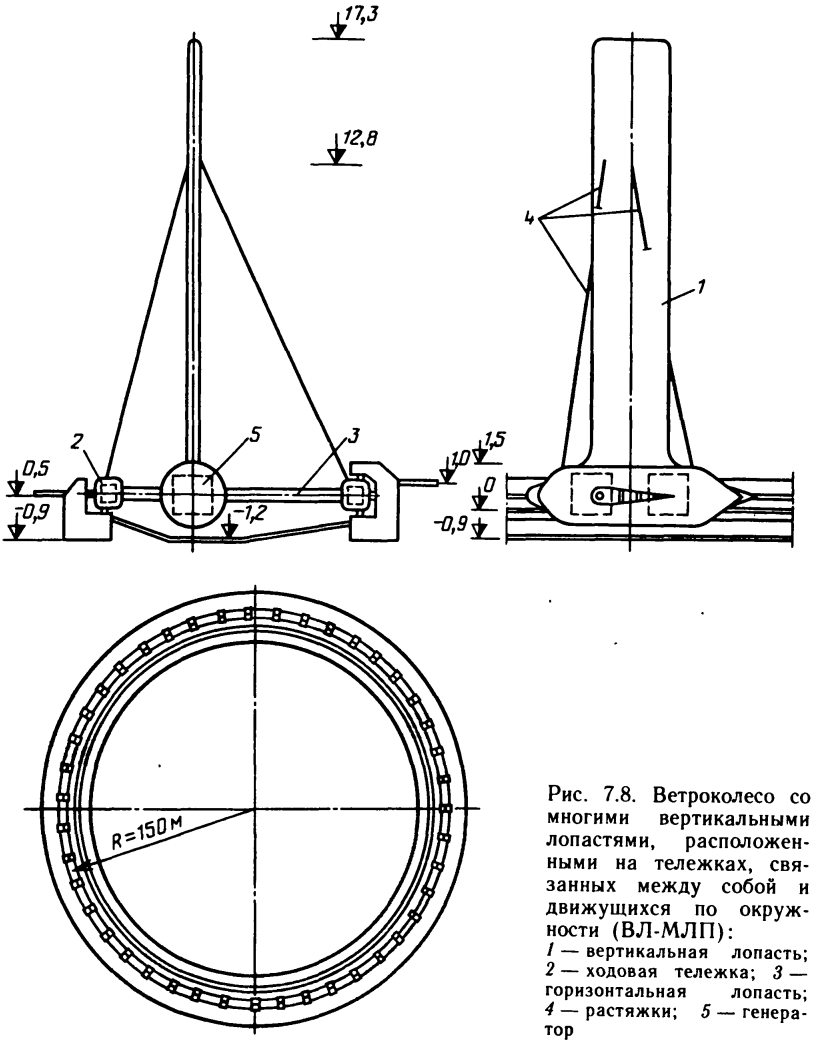


Рис. 7.8. Ветроколесо со многими вертикальными лопастями, расположенными на тележках, связанных между собой и движущихся по окружности (ВЛ-МЛП):
1 — вертикальная лопасть; *2* — ходовая тележка; *3* — горизонтальная лопасть; *4* — растяжки; *5* — генератор

($\eta_р$ и $\eta_г$) примет вид

$$N = 0{,}0049\varrho u^3 F \xi \eta_р \eta_г, \qquad (7.9)$$

где F — площадь сечения плоскости, проходящей через ось агрегата.

Максимальное значение коэффициента использования мощности для агрегатов с вертикальной осью обычной конструкции не превышает значений ξ для горизонтальных ВЭУ. Лишь для

агрегатов ВЛ-МЛП значение ξ может быть выше за счет использования эффектов пространственного затекания потока воздуха и привлечения энергии вышележащих слоев атмосферы.

В обеих схемах лопасть движется быстрее ветра за счет действия тянущей силы, являющейся частью проекции подъемной силы на направление движения.

Мощность, кВт, вертикальной ВЭУ может быть рассчитана также по формуле

$$N = \bar{N}(\varrho u^3/2)\, ibL\xi\eta_р\eta_г, \tag{7.10}$$

где i — количество лопастей; b — длина хорды лопасти; L — длина (высота) лопасти; $\bar{N}$ — относительная мощность, зависящая от конструкции агрегата, относительной скорости движения лопасти $\bar{u}_л = u_л/u$ и аэродинамических качеств лопасти, суммарно учитываемых параметром $\bar{N}_0$, а также коэффициентом сопротивления конструктивных элементов $\alpha_к$ (второго порядка малости):

$$\bar{N} = \bar{N}_0 - \frac{\alpha_к}{4}(\bar{u}_л + 1)^2 + 2\bar{u}_л^2 + (\bar{u}_л - 1)^2. \tag{7.11}$$

Значение $\bar{N}_0$ изменяется примерно от 3 для агрегата ВЛ-2 (при $u_л = 4 \div 5$) до 7 для агрегата ВЛ-МЛП (при $u_л = 7 \div 9{,}5$).

Есть и другие формулы для определения мощности ВЭУ.

Представляет интерес и предложение по созданию ВЭУ на высотах в несколько километров над поверхностью земли, где скорости ветра значительно больше и более постоянны. Предполагается, что такая ВЭУ, удерживаемая в воздухе, например, аэростатом и связанная с землей тросом-кабелем, может иметь мощность в крыльчатом исполнении несколько мегаватт.

Большое значение в ветровой энергетике имеет правильный подбор расчетной скорости ветра. Поскольку мощность ВЭУ пропорциональна кубу скорости, ошибочно выбранное ее значение может повлечь за собой весьма грубые технические просчеты.

Ветроэнергетика в СССР. На территории Советского Союза наиболее богатыми ветроэнергетическим потенциалом являются северные районы (Кольский полуостров и полоса шириной 100—150 км вдоль побережья Северного Ледовитого океана) и некоторые прибрежные районы Дальнего Востока. Среднегодовая скорость ветра здесь на высоте примерно 10 м от поверхности земли составляет не менее 6 м/с, а в отдельных местах — 9—12 м/с. Ограниченные области с такими скоростями ветра имеются также в некоторых прибрежных районах Черного и Каспийского морей.

Теоретический ветроэнергетический потенциал только на малообжитой прибрежной полосе Кольского полуострова составляет более 100 млн. кВт, а на территории от Кольского полуострова до устья р. Лены — около 1,8 млрд. кВт при годовом числе часов использования установленной мощности ВЭУ 2500—4000.

Однако действительный общий ветроэнергетический потенциал может быть установлен только с учетом технических и экономических ограничений. В НИС Гидропроекта считают, что если ввести эти ограничения, располагая ВЭС в узлах сетки размером 20 × 20 км на территории суши СССР, и отбирать энергию в приземном слое толщиной 500 м, то при коэффициенте использования энергии ветра $\xi = 0{,}5$ среднемноголетний ветроэнергетический потенциал может составить $3 \cdot 10^{13}$ кВт·ч в год. Отсюда потенциальная мощность наземных ВЭС при числе часов использования установленной мощности, равном 2000, может быть оценена в $1{,}5 \cdot 10^7$ МВт. Для сравнения заметим, что суммарная мощность всех действующих в СССР ГЭС на конец 1987 г. составляла $62{,}7 \times 10^3$ МВт при годовой выработке электроэнергии $219{,}8 \cdot 10^9$ кВт·ч. Общий технический потенциал рек СССР оценивается в $2{,}10 \cdot 10^{12}$ кВт·ч в год, т. е. примерно в 15 раз меньше технически доступного и экологически оправданного ветроэнергетического потенциала.

Экологические аспекты ветровой энергетики. Ветровые электростанции не производят никаких вредных выбросов в окружающую среду, и в этом отношении ветроэнергетика экологически абсолютно чиста. Однако негативное воздействие ВЭС на природу все же имеется. Оно заключается прежде всего в том, что при сооружении приемлемой для энергосистемы мощной ВЭС, имеющей в своем составе большое число крыльчатых ВЭУ, необходимо использовать большие территории. Дело в том, что при близком расположении ВЭУ их ветровые колеса оказывают взаимовлияние на формирование воздушных потоков всей ВЭС, создавая взаимопомехи, приводящие к потерям энергии. Поэтому размещение ВЭУ должно производиться при условии минимума взаимовлияния ВЭУ при любых возможных направлениях ветра с учетом возможно меньшей площадки отчуждаемой ими территории. Считается, что такого влияния ВЭУ друг на друга можно в значительной мере избежать, если расстояние между ними будет не меньше 6—18 диаметров ветроколеса, т. е. ВЭУ будет располагаться на пределе видимости, причем это расстояние должно сохраняться во всех направлениях. Это означает, например, что для одной ВЭУ с диаметром ветрового колеса 100 м необходимая территория составит 5—7 км^2, а для всей ВЭС она может измеряться десятками квадратных километров. И эти территории не только изменят свой ландшафт, но и в ряде случаев станут непригодными для других целей, так как опоры ЛЭП, вспомогательное оборудование, подстанции и подъездные пути могут занять практически всю территорию ВЭС. Наличие густой сети высоковольтных ЛЭП, создающих мощные электромагнитные поля, и вращающиеся ветроколеса дополнительно снижают возможность использования территории ВЭС для неэнергетических целей. Подобное воздействие ВЭС на окружающую среду отпадает при использовании ветроколес с вертикальной осью вращения.

Отрицательное воздействие может оказать на фауну приле-

гающей территории производимый ВЭУ шумовой эффект. В литературе приводится немало иллюстраций тому. Мощное вращающееся ветровое колесо создает экранирующее действие, аналогичное тому, которое оказывает возвышенность площадью несколько десятков квадратных километров и высотой 150—200 м, в результате чего появляются помехи в приеме телевизионных и радиопередач. Такие помехи возникают и просто от работы ВЭУ. Имеются и другие формы воздействия ВЭУ на окружающую среду.

7.2.4. ЭНЕРГИЯ ОКЕАНОВ И МОРЕЙ

Волновые энергетические установки. Энергия Мирового океана объединяет энергию ветровых волн, океанических течений, приливов, прибоев, градиентов солености и теплоты. Наиболее перспективными из них для электроэнергетики считаются: приливная (см. § 2.7), волновая, тепловая и энергия течения. Только волновая мощность Мирового океана оценивается по разным источникам от 10 до 90 млрд. кВт. Однако мощность, которая может быть полезно использована, значительно меньше — всего 2,7 млрд. кВт. Но и она примерно равна мощности всех действующих электростанций мира и в 1,5 раза выше мощности, развиваемой приливными явлениями.

Ветровые волны являются следствием проявления солнечного излучения, поскольку последнее служит причиной глобальных перепадов давления в различных точках Земли, вызывающих перемещение воздушных масс (ветер).

Первый в мире патент на способ использования энергии волн был выдан в 1799 г. отцу и сыну Жерар из Парижа. До 1980 г. в 20 странах мира было зарегистрировано около 1000 различных предложений по использованию энергии волн и почти половина из них датирована периодом с 1974 по 1981 г. Только в США за этот период зарегистрировано более 400, в Великобритании — около 350, во Франции — более 100, в СССР — более 20 различных предложений.

Целесообразность использования энергии волн определяется ее высокой удельной мощностью. Считается, что в открытом море при высоте волны более 10 м (обеспеченность не более 1%) удельная мощность может достигать 2 МВт/м. Однако технически возможно использовать энергию волн лишь в прибрежных зонах, где ее удельная мощность не превышает 80 кВт/м (Гебридские острова), в США, Японии и Англии — 40—60 кВт/м. В Советском Союзе для Черного моря удельная мощность ветрового волнения, как утверждает Г. В. Матушевский, составляет 6—8, Каспийского — 7—11, Баренцева — 22—29, Балтийского — 7—8, Охотского — 12—20 кВт/м. Суммарная мощность волн, набегающих на береговую линию этих морей (в пределах территории СССР), составляет соответственно 14,7;

67,5; 55,9; 9,1; 129 млн. кВт. Итого около 280 ГВт. Более поздние данные, приводимые на Всесоюзном совещании по волновой энергетике (1983 г.), определяют суммарную мощность примерно в 100 ГВт.

На волновых электростанциях (установках) потенциальная и кинетическая энергия волн преобразуется в электрическую. Энергия волн может или непосредственно преобразовываться в энергию вращения вала генератора, или служить основой привода турбины, на одном валу с которой (или через редуктор) устанавливается генератор.

Создание мощных волновых электростанций (ВлЭС) встречает определенные трудности, связанные с креплением их на больших расстояниях от берега, защитой от коррозии в агрессивной морской среде, обеспечением надежности работы установок в штормовых условиях.

Все известные волновые установки состоят из четырех основных частей — рабочего органа, рабочего тела, силового преобразователя и системы крепления. Рабочий орган находится в непосредственном контакте с водой, совершает под действием волн те или иные движения или изменяет тем или иным образом условия движения волн. К числу рабочих органов относятся всевозможные системы поплавков, водяные колеса и другие подобные устройства. Рабочее тело — это среда, воздействующая на силовой преобразователь. Им может быть вода или воздух. Силовой преобразователь предназначен для преобразования энергии, запасенной рабочим органом (механической энергии движения рабочего органа, перепада уровней в бассейнах, давления воздуха или масла), в энергию электрическую. В качестве силовых преобразователей выступают многочисленные цепные, зубчатые и другие передачи, гидравлические насосы и турбины, воздушные турбины, генераторы и другие механизмы и машины.

Система крепления удерживает волновую установку на месте. В случае, если установка по своему принципу действия является плавучей, она гибкими связями соединяется с транспортирующим ее судном. Если же установка располагается на берегу, то системой крепления служит конструкция самой установки.

Имеется большое число различных схем использования волновой энергии, воплощенных в проекты, модели и действующие электростанции разных масштабов и типов. Общепринятых названий этим типам нет, поэтому приводимые здесь названия являются в достаточной степени условными.

Наиболее растространенными и достаточно исследованными волновыми установками являются поплавковые установки.

Основной рабочий орган таких установок находится на поверхности моря и совершает вертикальные колебания согласно

Рис. 7.9. Волновая поплавковая энергетическая установка

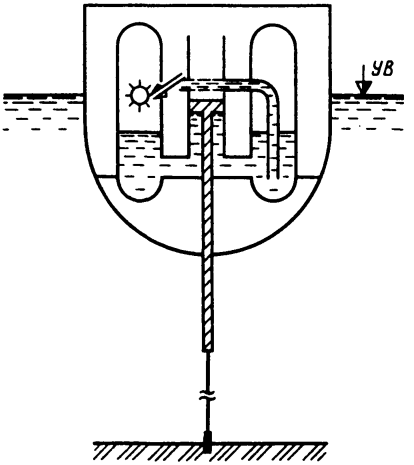
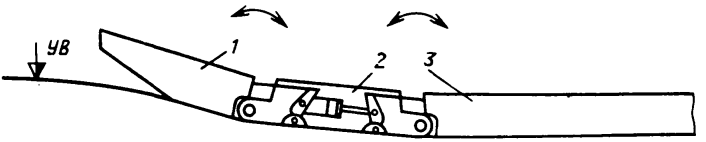


Рис. 7.10. Плот Кокерелля



изменяющемуся в фиксированной точке уровню моря под воздействием ветровых волн. Вертикальные перемещения поплавка с помощью различных приспособлений переводятся во вращательное движение вала генератора.

Наиболее простая и не нуждающаяся в пояснении волновая поплавковая установка представлена на рис. 7.9. С использованием такого принципа действия в Швеции разработан проект ВлЭС мощностью 10 МВт. Станция будет иметь 720 подобных поплавковых преобразователей.

Из других поплавковых волновых установок, наиболее интенсивно исследуемых в различных странах, следует отметить плот Кокерелля, качающуюся «утку» Солтера, пульсирующий столб Масуды и преобразователь Рассела.

Плот Кокерелля представляет собой плавающую по поверхности воды конструкцию, состоящую из трех шарнирно связанных между собой понтонов, при волнении принимающих очертания поверхности моря (рис. 7.10). Передний понтон *1* свободно движется вверх и вниз, подчиняясь колебаниям волн. Движения второго понтона *2* более ограничены, ибо поверхность воды под ним становится более пологой после того, как большую часть энергии волны перехватит первый понтон. Третий понтон *3* в цепочке вдвое длиннее первых двух и относительно устойчивее.

Таким образом, работа плота в целом основана на относительных поворотах смежных понтонов.

Каждое шарнирное крепление через два длинных шатуна и специальные рычаги соединено с поршнями гидравлических цилиндров. Движение плота заставляет поршни двигаться вперед и назад, перекачивая жидкость в изолированной замкнутой системе. Жидкость перекачивается через четыре патрубка и под низким давлением поступает из резервуара под поршень, а под высоким давлением подается с рабочей стороны поршня в трубу и далее в турбину, вал которой соединен с валом генератора. Вся конструкция плота закрепляется якорями.

В случае очень длинных волн энергия на подобных ВлЭС не вырабатывается, ибо тогда все три понтона представляют собой единый поплавок и приводы в шарнирных сцеплениях неподвижны, но это бывает крайне редко.

Качающаяся «утка» Солтера («нырок» Солтера) состоит из опорных стенок с балластом и подвижного элемента («утки»), перемещающегося вокруг оси в соответствии с колебаниями уровня моря (рис. 7.11). Несколько «уток» соединяются между собой опорным валом, который приводится во вращение с помощью храповиков, имеющихся на каждой «утке». Непрерывность вращения вала обеспечивается тем, что хотя бы одна «утка» из нескольких посаженных на вал стремится повернуть

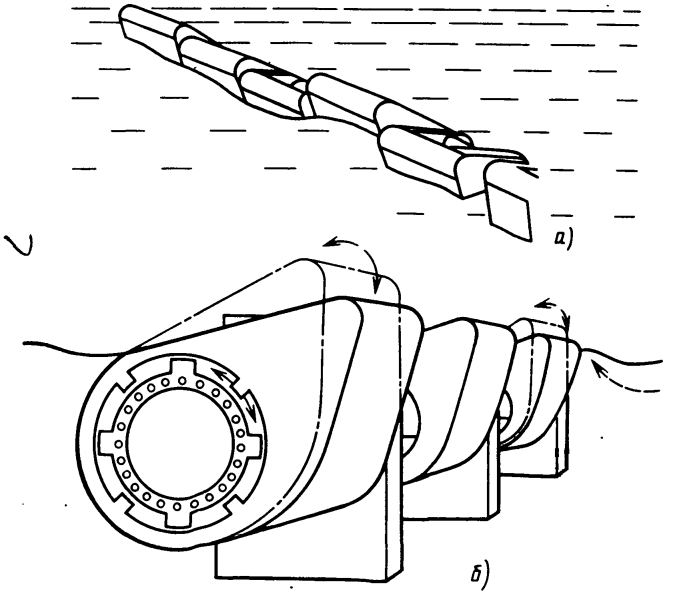


Рис. 7.11. Качающаяся «утка» Солтера:
а — часть плота на водяной поверхности; *б* — отдельный элемент плота

его в нужном направлении. После того как эта «утка» перестанет принимать воздействия волны, всегда найдется другая «утка», находящаяся на подъеме какой-либо волны.

Имеется другая конструкция ныряющей «утки». В ней на одном опорном валу также находится несколько «уток», каждая из которых приводит в движение несколько гидравлических насосов, расположенных внутри вала. Насосы в свою очередь подают под давлением воду в гидравлическую турбину, на одном валу с которой или через редуктор находится ротор генератора.

Считается, что с одного метра цепи, состоящей из описанных «уток», можно получить в среднем от 30 до 50 кВт мощности, а с цепи длиной 480 км можно удовлетворить все современные потребности в электроэнергии всей Англии. Диаметр опорного вала такой цепи достигает 15 м. Размер «утки» близок к размеру небольшого коттеджа. Наиболее трудной проблемой в использовании принципа качающейся «утки» является согласование движения «уток» с постоянно меняющимися параметрами волны (высотой, частотой, направлением).

Третьим типом ВлЭС является пульсирующий водный столб Масуды. Конструктивно это устройство представляет собой плавающий перевернутый бак, нижняя открытая часть которого погружена под наинизший уровень воды (впадины волны). При подъеме и опускании уровня воды в баке происходит циклическое сжатие и расширение воздуха, движение которого через систему клапанов приводит во вращение рабочее колесо воздушной турбины, расположенной в отверстии наверху бака (рис. 7.12).

В числе достоинств столба Масуды отметим отсутствие в его конструкции значительных по размерам подвижных элементов, использование воздушной турбины с высокой частотой

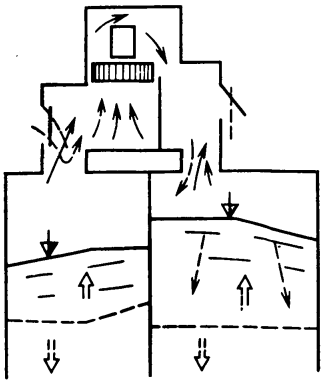


Рис. 7.12. Пульсирующий водный столб Масуды

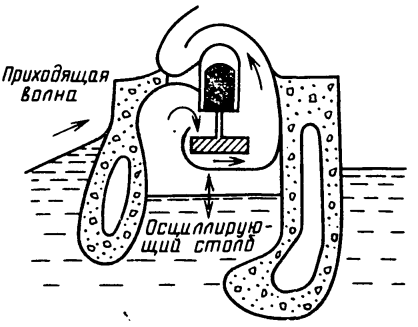


Рис. 7.13. Осциллирующий водный столб

вращения, а также незначительную зависимость КПД от направления движения волн. Вместе с тем эффективность столба Масуды сильно зависит от частоты колебания волн, достигая максимума в интервале 1,2—1,3 Гц.

Конструкция столба Масуды впоследствии была усовершенствована в Англии, где ее назвали осциллирующим столбом (рис. 7.13).

Волновая электростанция, называемая преобразователем Рассела, в отличие от рассмотренных сооружений, являющихся плавучими, устанавливается на морском дне. Преобразователь состоит из нескольких последовательно расположенных коробкообразных конструкций (рис. 7.14). Смежные перегородки между ними образуют резервуары с разными уровнями воды (в зависимости от положения и размера приходящих волн). Заполнение и опорожнение этих резервуаров водой происходит в соответствии с заданной программой работы клапанов и режимов поднятия-опускания уровня моря в данном месте. Из этих резервуаров вода попадает в верхний бассейн, поднимая в нем уровень. Единственный выход из этого бассейна ведет через турбину в другой бассейн с более низким уровнем.

КПД созданной на основе этих устройств волновой электростанции несколько ниже, чем рассмотренных выше.

Есть и другие принципы использования энергии волн для сооружения ВлЭС.

Широкое развитие использования энергии ветровых волн пока затруднено. Во-первых, эта энергия имеет случайный характер и непостоянна во времени, во-вторых, мощность волновой установки зависит от размера волн и не может изменяться в соответствии с необходимым режимом потребления, вследствие чего необходимо использовать аккумуляцию энергии. Кроме того, еще

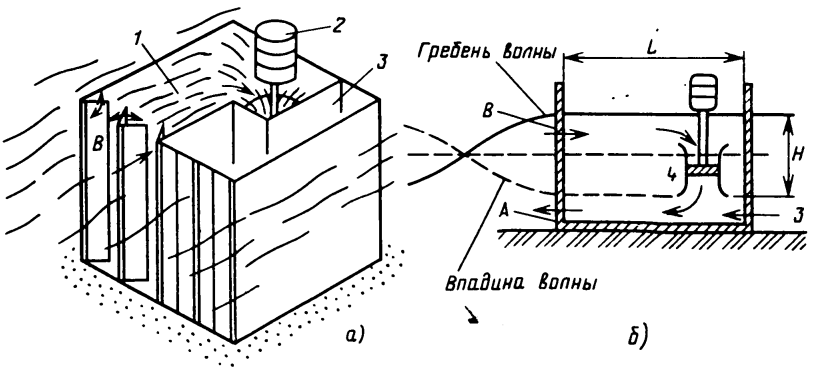


Рис. 7.14. Преобразователь Рассела:
а — общий вид; *б* — схема работы; *1* — резервуар; *2* — генератор; *3* — водоприемник; *4* — турбина

не полностью решены такие технические проблемы, как крепление установок в море, противокоррозионная защита и долговечность оборудования, передача энергии (особенно на большие расстояния и при больших глубинах) и др.

Процесс преобразования волновой энергии в электрическую экологически чист. Однако при расположении волновой энергетической установки типа ныряющих «уток» Солтера в открытом океане специалисты опасаются, что в результате преобразования энергии волн произойдет воздействие на жизнь моря, поскольку волны способствуют обогащению поверхностного слоя воды кислородом и питательными веществами.

Вместе с тем удельная плотность волновой энергии примерно в 10 раз больше плотности ветровой и еще более значительно превышает солнечную. Волновые установки не требуют изъятия земельных угодий, что свойственно всем существующим электростанциям и другим, использующим возобновляемые энергоресурсы.

Отметим также, что ВлЭС, располагаемые в береговых зонах морей, в результате отбора ими энергии волн будут снижать их размывающую способность и тем самым заменят дорогостоящие и эстетически отнюдь не всегда привлекательные гидротехнические сооружения, предназначенные для берегозащитных целей.

Подобные заманчивые стороны волновой энергетики стимулируют дальнейшее развитие исследований по совершенствованию технологических схем преобразования волновой энергии и тем самым улучшению технико-экономических показателей ВлЭС.

Океанические тепловые электростанции. Солнце нагревает лишь верхний слой воды морей и океанов, и нагретая вода не опускается вниз, поскольку по плотности она меньше, чем холодная. В тропических морях верхний слой воды, толщина которого не превышает нескольких метров, нагревается до 25—30° С. В то же время температура воды на глубине одного километра не превышает 5° С. Получающийся тепловой градиент создает громадные запасы тепловой энергии, равные $3{,}4 \cdot 10^{20}$ Дж/год ($95 \cdot 10^{12}$ кВт · ч/год).

Идею использования разности температур слоев морской воды в энергетических целях по замкнутому циклу высказал в 1881 г. французский физик Жак Д'Арсонваль. Используемый принцип действия, опирающийся на основные законы термодинамики, весьма прост. Теплая морская (океаническая) вода из верхних слоев используется для испарения жидкости, точка кипения которой не превышает 25—30° С (фреон, пропан, аммиак). Пар этой жидкости подается в турбогенератор и приводит его в движение. Отработавший после выхода из трубины пар охлаждается более холодной водой, поступающей из глубинных слоев, конденсируется и вновь используется в цикле. Тем самым поддерживается перепад давления пара на входе в турби-

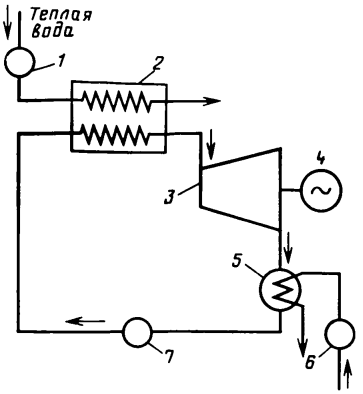


Рис. 7.15. Технологическая схема океанической ТЭС

ну и выходе из нее, необходимый для вращения ее вала. Технологически это выглядит таким образом. Насос *1* (рис. 7.15) подает теплую воду, взятую с поверхностного слоя моря, в теплообменник *2*, где рабочая жидкость превращается в пар. Пар под давлением поступает в турбину *3* и приводит в движение ее вал, который соединен с валом генератора *4*. После прохождения через турбину пар поступает в конденсатор *5*, где под воздействием холодной воды, подаваемой насосом *6*, вновь превращается в рабочую жидкость, которая насосом *7* вновь подается в теплообменник, и цикл повторяется.

В 1930 г. была предложена установка с открытым циклом. В таких установках рабочим телом служит теплая поверхностная вода (25—30° С), испаряющаяся при пониженном (в 12—15 раз) давлении. Получающийся при этом пар приводит в движение турбогенератор. На выходе из турбины пар конденсируется холодной глубинной водой и превращается в качестве побочной продукции в пресную воду, что подтверждает дополнительную практическую значимость этих установок.

Однако при использовании открытого цикла возникает и довольно существенный недостаток. Дело в том, что при кипении морской воды из нее выделяется растворенный воздух, повышая давление в вакуумной камере и приостанавливая кипение. Требуется его непрерывная откачка. На это необходимо затрачивать до 10% вырабатываемой электроэнергии, что значительно увеличивает расход на собственные нужды. В настоящее время ведутся интенсивные исследования в обоих направлениях, однако наибольшие практические результаты получены при использовании схемы с замкнутым циклом.

Возможность использования тепловой энергии входит ныне в национальные научно-технические программы таких стран, как США, Япония, Франция, Швеция, Индия. В 1979 г. в США вблизи Гавайских островов была испытана первая в мире океаническая ТЭС (ОТЭС) мощностью 50 кВт, смонтированная на барже. В 1980 г. там же была пущена ОТЭС мощностью

1 МВт, смонтированная на переоборудованном танкере. Обе установки по существу являлись опытно-демонстрационными, работали по замкнутому циклу и предназначались для исследовательских целей.

В октябре 1981 г. на острове Науру в Тихом океане (Япония) была пущена опытная ОТЭС мощностью 100 кВт, использующая замкнутый цикл. Это — первая в мире океаническая береговая электростанция. Ее успешная работа показала целесообразность сооружения на японских островах береговых ОТЭС мощностью до 10 МВт.

Первые опыты и расчеты показывают, что себестоимость электроэнергии ОТЭС примерно соответствует себестоимости энергии, вырабатываемой современными ТЭС и АЭС.

Однако широкому развитию строительства ОТЭС в настоящее время препятствуют некоторые технические проблемы. Так, например, еще нет достаточно эффективных и экономически приемлемых средств в борьбе с коррозией и биологическим обрастанием оборудования и трубопроводов.

В экологическом отношении ОТЭС безвредна. Правда, если в контуре, по которому циркулирует рабочая жидкость, возникает утечка, то это может привести к ощутимому ущербу морской флоры и фауны.

Согласно прогнозам некоторых американских ученых промышленные ОТЭС, работающие на основе использования разности температур поверхностных и глубинных слоев воды, будут созданы к 1990 г., а к 2000 г. их суммарная мощность достигнет примерно 10 000 МВт.

Описанный способ преобразования тепловой энергии океана будет, естественно, наиболее эффективен там, где выше перепад температур между рассматриваемыми слоями воды. Наиболее перспективны в этом смысле многие тропические и субтропические районы океана.

Разновидностью описанного способа утилизации тепловой энергии океана является способ, основанный на использовании разности температур воды и воздуха над ее поверхностью. Этот способ перспективен для арктических районов океана.

В Советском Союзе в Дальневосточном научном центре исследуется возможность сооружения таких ОТЭС в условиях побережья Северного Ледовитого океана, где температура воды на 30—40° С выше температуры атмосферного воздуха. Предполагается, что в этом случае ОТЭС, обеспечивая растущие потребности в электроэнергии Крайнего Севера СССР, смогут конкурировать по экономическим показателям с любыми электростанциями, работающими в этом регионе на привозном топливе.

Энергетические установки, использующие энергию океанических течений. Всю акваторию Мирового океана в различных

направлениях пересекают течения. Под поверхностными течениями есть и глубинные. Некоторые из них описывают огромные окружности. Их направления и скорость различные. В них сосредоточены неисчерпаемые запасы кинетической энергии (около $2{,}6 \cdot 10^{19}$ Дж/год или $7{,}2 \cdot 10^{12}$ кВт·ч), которую превращают в механическую и далее в электрическую.

Важнейшее и самое известное морское течение — Гольфстрим. Оно проходит близ полуострова Флорида (США) и несет воды в 50 раз больше, чем все реки мира. Его ширина составляет 60 км, глубина — до 800 м. Мощность, которую развивает такой поток воды со скоростью примерно 2 м/с, почти в 2 раза превышает суммарную мощность всех ГЭС Советского Союза. Конечно, полностью реализовать энергию Гольфстрима не удастся, но даже некоторое практическое его использование, скажем, вблизи Флориды дает экологически чистую и неизменную во времени электроэнергию.

Отметим в связи с этим разрабатываемую в 1973 г. в США так называемую «программу Кориолис». Она предусматривает установку во Флоридском проливе, в 30 км восточнее г. Майами, 242 подводных установок мощностью 83 МВт каждая (суммарно 20 086 МВт). В качестве первичного двигателя таких установок рассматривается возможность использования прямоточной турбины диаметром 168 м с частотой вращения 1 об/мин. Расстояние между лопастями турбины будет таково, что обеспечит безопасный проход самых крупных рыб. Предполагается, что вся установка будет погружена на 30 м под уровень океана, с тем чтобы не препятствовать судоходству. Стоимость всего сооружения оценивается в 20 млрд. долл., что соизмеримо со стоимостью строительства ТЭС такой же мощности, но позволяет экономить около 130 млн. баррелей нефти в год.

В Японии исследуется возможность использования энергии теплого течения Куросио, расход воды которого $55 \cdot 10^6$ м^3/с, а скорость у восточного побережья страны 1,5 м/с. Используемые для этого две трехлопастные гидротурбины имеют каждая диаметр рабочего колеса 53 м.

Разработан проект использования течения в Гибралтарском проливе, расход воды которого 20—40 тыс. м^3/с достаточен для получения 150 млрд. кВт·ч/год электроэнергии.

Имеется много предложений конструктивно иных способов использования морских течений. Большинство из них относится к использованию течения Гольфстрим на Флоридском участке.

7.2.5. РАБОТА СОЛНЕЧНЫХ И ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

При технико-экономическом обосновании строительства солнечной электростанции или ветровой электростанции наряду со

стоимостью замыкающего топлива большое значение имеет энергетическая эффективность их использования. Последняя во многом зависит от соотношения установленных мощностей этих электростанций и установленных мощностей энергосистем, в которых они работают. Чем меньше установленная мощность СЭС или ВЭС по отношению к мощности энергосистемы, тем меньшее значение они будут иметь для нее. При этом, разумеется, на эффективность их использования может оказать влияние наличие (или отсутствие) каких-либо режимных ограничений, диктуемых как энергосистемой в целом, так и ее отдельными элементами. Эти ограничения в свою очередь определяются как характером энергопотребления, так и условиями использования отдельных энергоресурсов. Энергетическая эффективность использования СЭС или ВЭС будет также зависеть и от характера структуры генерирующих мощностей энергосистемы. Имеются и некоторые другие факторы, менее значимые, определяющие энергоэкономическую эффективность СЭС и ВЭС и влияющие на экономическое обоснование их строительства и эффективность эксплуатации.

Во всех случаях, безусловно, будет иметь значение возможность участия рассматриваемой СЭС или ВЭС в балансе мощностей энергосистем, т. е. будут ли они вытеснять соответствующую мощность традиционных электростанций в графике нагрузки систем в требуемое время или вырабатываемая ими электроэнергия позволит лишь экономить расход других энергоресурсов.

Поскольку солнечные и ветровые электростанции действуют только при наличии соответствующих погодных условий, энергоотдача их носит случайный характер и поэтому возможность осуществления ими требуемого системой режима по природе своей одинакова. Наряду с этим среднемноголетняя выработка СЭС или ВЭС является стабильной, определяемой соответственно среднегодовыми значениями солнечной радиации или скорости ветра.

Таким образом, включая СЭС или ВЭС в энергосистему, их энергоотдачу нельзя считать достаточно надежной во времени и по размерам. С этой точки зрения мощности этих электростанций в общем случае следует считать дублирующими, т. е. они будут работать только в режиме экономии других энергоресурсов, в частности органического топлива. При этом энергосистема должна располагать необходимой разгрузочной способностью в любое время суток и года. Выполнение этого условия усложняется по мере роста удельного веса СЭС или ВЭС в энергосистеме. При прочих равных условиях наиболее неблагоприятные условия использования ВЭС или СЭС создаются в энергосистемах в летние ночные часы, т. е. при прохождении ночного провала нагрузки, требующего дополнительной разгрузки и остановки блочных агрегатов ТЭС.

При выходе в аварийное состояние традиционных энерго-

источников и в случае совпадения с ними в этот период времени работы СЭС или ВЭС часть мощности последних можно рассматривать также, как вытесняющие (гарантированные). Однако это следует расценить как частный случай.

Видимо, следует ожидать, что если ВЭС расположить на расстоянии нескольких сотен километров друг от друга, но работающих в одной объединенной энергосистеме, для энергосистемы также можно получить некоторую дополнительную гарантийную мощность.

Большое значение для планирования в условиях эксплуатации участия СЭС или ВЭС в покрытии суточных графиков нагрузки энергосистемы имело бы наличие достаточно достоверных и заблаговременных метеорологических прогнозов как на сутки в целом, так и на отдельные их интервалы. Но пока такие прогнозы еще отсутствуют.

Таким образом, сооружение СЭС или ВЭС практически не позволяет уменьшать строительство других электростанций в энергосистеме без снижения надежности электроснабжения.

Практическим выходом из этого положения может служить использование эффекта аккумуляции энергии. Здесь возможны два варианта: или аккумуляция вырабатываемой СЭС или ВЭС электроэнергии, или аккумуляция первичных источников энергии, используемых другими входящими в данную энергосистему типами электростанций. Аккумуляция электроэнергии в больших масштабах пока еще практически не осуществима, а что касается второго варианта, то в последнее время обсуждается возможность использования аккумуляции с помощью водохранилища ГЭС (или группы ГЭС). В этом случае также возможны два варианта. Первый сводится к тому, что во время работы СЭС или ВЭС (возможна также совместная их работа) снижается на соответствующее значение мощность ГЭС и сэкономленная за счет этого в водохранилище вода расходуется гидроэлектростанцией по требованию энергосистемы. Второй вариант предполагает использование обычного принципа гидроаккумуляции (ГАЭС), при котором мощность, развиваемая СЭС или ВЭС, используется для перекачки воды из нижнего бьефа ГЭС в водохранилище. Для этого могут быть использованы или обратимые агрегаты ГЭС (должна быть ГЭС-ГАЭС), или специально установленные насосы для заряда водохранилища ГЭС (НАЭС).

При этом в обоих вариантах должна иметься свободная емкость водохранилища ГЭС. Если же ее нет, то СЭС и ВЭС могут работать по свободному графику в режиме экономии топлива (например, во время весеннего половодья) или в режиме дополнительной выработки электроэнергии. И в том и в другом случае при малом удельном весе СЭС и ВЭС в энергосистеме функцию дублирования их мощностей могла бы взять на себя

энергосистема за счет и в пределах своего нагрузочного резерва.

Совместная работа СЭС, ВЭС и ГЭС может привести к ощутимому повышению гарантированной мощности последней, что в свою очередь повысит энергоэкономическую эффективность всего комплекса и даже энергосистемы в целом. В этом случае может оказаться целесообразным развитие установленной мощности ГЭС за счет установки дополнительных агрегатов. Прирост установленной мощности ГЭС определяется экономическим обоснованием исходя из конкретных условий возможности использования привлекаемых дополнительных источников энергии, существующих параметров ГЭС и установленных условий функционирования ее в энергосистеме. Возможна также дополнительная выработка электроэнергии ГЭС за счет работы ее на повышенных напорах. Эти напоры создаются за счет повышения уровня верхнего бьефа водохранилища ГЭС при аккумуляции гидроэнергии.

Определенное влияние на экономическую эффективность предполагаемой к сооружению СЭС (ВЭС) может оказать протяженность ВЛ, соединяющей ее с энергосистемой.

Ограничением аккумуляции гидроэнергии может служить режим ее нижнего бьефа, диктуемый неэнергетическими потребителями воды. Именно это будет важно в южных районах страны, где вода из нижнего бьефа ГЭС по особому режиму забирается для орошения полей.

Аккумуляция солнечной или ветровой энергии в водохранилище ГЭС (через использование гидроэнергии) может, по-видимому, оказаться эффективной и при работе СЭС или ВЭС совместно с малыми ГЭС в автономных системах. Однако здесь также возможны ограничения, в основном режимного характера.

При указанной общности функционирования СЭС или ВЭС в энергосистеме имеются и некоторые особенности, присущие каждой из них, которые следует учитывать при обосновании их сооружения.

Определенную специфику имеет работа энергоустановок на автономного потребителя, использующих нетрадиционные возобновляемые источники энергии.

Рассмотрим этот вопрос на примере использования ВЭУ.

В условиях использования случайного характера энергии ветра режим генерации ВЭУ электроэнергии и ее потребления будет соответствовать естественному режиму и интенсивности энергии ветра. Потребителями такого характера генерируемой электроэнергии могут быть лишь такие, которые не требуют ни определенного режима, ни бесперебойности ее использования. Ими, в частности, могут быть электролизеры для производства водорода как весьма ценного энергетического источника, насосные установки для подъема подземных вод и др. Словом, такие установки, которые позволяют запасать производимую ими

продукцию при любом режиме электропотребления. Ясно, что число таких (по форме) потребителей является весьма ограниченным и для всех других использование ВЭУ необходимо дублировать каким-либо иным, но гарантированным источником энергии. Им может быть любая энергетическая установка, способная работать в резкопеременном режиме при колебании мощности от нуля до номинальной. Важно, разумеется, чтобы эта установка потребляла достаточно доступный и дешевый носитель энергии, что затруднительно.

Такое положение будет, очевидно, равноценным тому случаю, когда ВЭУ является не дублируемой энергоустановкой, потребляющей дефицитное дорогое и труднотранспортируемое топливо, а дублирующей эту установку, работая в режиме его экономии.

Подобный эффект может быть достигнут и при использовании аккумуляции энергии как на стороне потребляемого энергоресурса, так и на стороне вырабатываемой ВЭУ электроэнергии. Энергоэкономический эффект при этом будет определяться конкретными условиями, среди которых решающее значение имеют метеорологические условия, характер потребителя электроэнергии и используемые тип и энергоемкость накопителя энергии.

Для того чтобы использовать аккумуляцию первичной энергии, необходимо ветровую энергию преобразовать в другой вид энергии. Носителем такой энергии может быть, в частности, гидроэнергия, запасаемая в водохранилище ГЭС. Возможность и эффективность использования такой аккумуляции определяется сочетанием номинальных (установленных) мощностей ВЭС и ГЭС, полезной емкостью водохранилища и режимами приточности воды и потребления электроэнергии. Ясно, например, что в периоды маловодности и повышенного спроса на электроэнергию равномерный режим ее потребления вовсе не позволит аккумулировать гидроэнергию. Не будет возможным осуществлять аккумуляцию гидроэнергии и в том случае, если водохранилище ГЭС не может выполнять функцию регулирования стока, т. е. когда ГЭС работает в режиме водотока. Такое положение может возникнуть или при отсутствии необходимой емкости водохранилища, или если оно заполнено до НПУ.

Создание энергокомплекса ГЭС — ВЭС, видимо, будет целесообразно также, когда в основе его будет малая ГЭС.

Некоторую разновидность описанного энергокомплекса внесет наличие на ГЭС обратимых агрегатов или специальных насосов для перекачки воды из нижнего бьефа в верхний при спаде нагрузки. Обратимые агрегаты (или насосы) должны при этом использовать электроэнергию, получаемую от ВЭС. Целесообразность использования энергокомплекса ГЭС — ГАЭС — ВЭС должна определяться исходя из постановки задачи для конкретных условий, в которых первостепенное значение имеют напор ГЭС и характер электропотребления.

Более эффективные перспективы использования энергии ветра появляются при создании энергокомплекса, состоящего из ВЭС и подземной ГАЭС. Использование в этом случае двух подземных бассейнов воды практически полностью исключает всякие ограничения, свойственные функционированию водохранилищ ГЭС, при сохранении в то же время достоинств энергокомплекса ГЭС — ВЭС.

Расширяются также возможности использования возобновляемых нетрадиционных источников энергии при создании более широких по энергетическому составу энергокомплексов. Однако если эти источники имеют случайные составляющие (например, солнечная или волновая энергии), то также необходимо использовать тот или другой способ дублирования негарантированных мощностей указанных энергоустановок. Надобность дублирования, очевидно, отпадает лишь в том случае, когда потребитель электроэнергии не диктует условия по режиму ее генерации.

Эффективность использования нетрадиционных энергетических установок (или комплексов) для питания соответствующих автономных потребителей электроэнергии будет, очевидно, тем выше, чем более ценный продукт может быть при этом произведен. В этом смысле производство водорода на основе электролиза воды представляется достаточно перспективным даже в том случае, если его придется в сжиженном состоянии транспортировать к потребителю. Это справедливо лишь при осутствии возможности получить более дешевую электроэнергию от других энергетических источников.

Заманчивой является также перспектива использования ВЭС или СЭС (на основе солнечных элементов) для обеспечения питьевой водой пастбищ из подземных источников в условиях безводных районов Среднеазиатских республик.

Все большее развитие нетрадиционные энергоустановки получают за рубежом в коммунальном хозяйстве небольших потребителей.

Оптимальное управление технологическим процессом нетрадиционных энергоустановок (энергокомплексов) при совместной работе их с дублирующей установкой (электростанцией) является задачей достаточно сложной. Это объясняется прежде всего тем, что здесь основная исходная информация, в частности поступление во времени первичной энергии в рассматриваемый период, в принципе не может быть детерминированной и даже вероятностной (т. е. не имеет вероятностного описания). Поэтому достаточно освоенные методы стохастического программирования, используемые при вероятностной постановке задачи, здесь не применимы. Более того, правомерно утверждать, что определение единственного экстремума в условиях неопределенной информации строго формальными методами в принципе невозможно.

Решение подобных задач осуществляется на основе игровых

методов с использованием различных стратегий. Наиболее распространенной стратегией является минимаксная (или максиминная), записываемая в виде критерия Вальда

$$X^{\text{опт}} = \min \max X_{ij}, \qquad (7.12)$$

где X_{ij} — искомый параметр, соответствующий i-му решению для j-го условия с учетом имеющихся ограничений.

Согласно критерию Вальда для выбора решения составляется так называемая платежная матрица, строки которой соответствуют решениям, а столбцы — различным условиям из числа наихудших возможных вариантов. Окончательное (оптимальное) решение выбирается из наилучших среди них с помощью неформальных эвристических процедур на основе экспертных оценок или опыта и профессиональной интуиции оператора. Имеются и проблемы включения энергетических установок в сеть.

Что касается эффективности использования волновой энергии океанов и морей, то, не считая присущих ВлЭС конструктивных особенностей, никаких принципиально новых условий работы ее в энергосистеме по сравнению с СЭС и ВЭС она не вносит.

Поскольку энергия течения постоянна, электростанции, использующие ее, должны работать в базе графика нагрузки, если, конечно, не возникнут особые требования, диктуемые энергосистемой.

7.3. Невозобновляемые нетрадиционные источники электроэнергии

7.3.1. МАГНИТОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Магнитогидродинамические генераторы (МГД-генераторы) относятся к прямым преобразователям тепловой энергии (в общем случае движущегося рабочего тела) в электрическую, т. е. они позволяют миновать промежуточную стадию превращения теплоты в механическую работу. Это, как нетрудно себе представить, дает возможность прежде всего уменьшить различные потери при использовании подведенной энергии и тем самым повысить КПД установки по сравнению с классическим тепловым агрегатом котел — турбина — генератор.

Принцип действия МГД-генератора основан на использовании закона Фарадея об электромагнитной индукции, согласно которому в проводнике, движущемся в магнитном поле, индуцируется ЭДС. В качестве проводника (рабочего тела) в МГД-генераторе может быть использован нагретый до температуры 2500—3000° С ионизированный газ (плазма). В качестве основы плазмы могут также применяться газовые продукты сгорания органических топлив.

В простейшем случае МГД-генератор состоит из постоянного

Рис. 7.16. Схема МГД-генератора

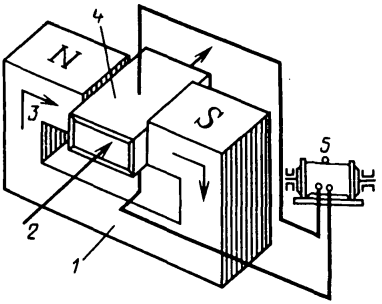
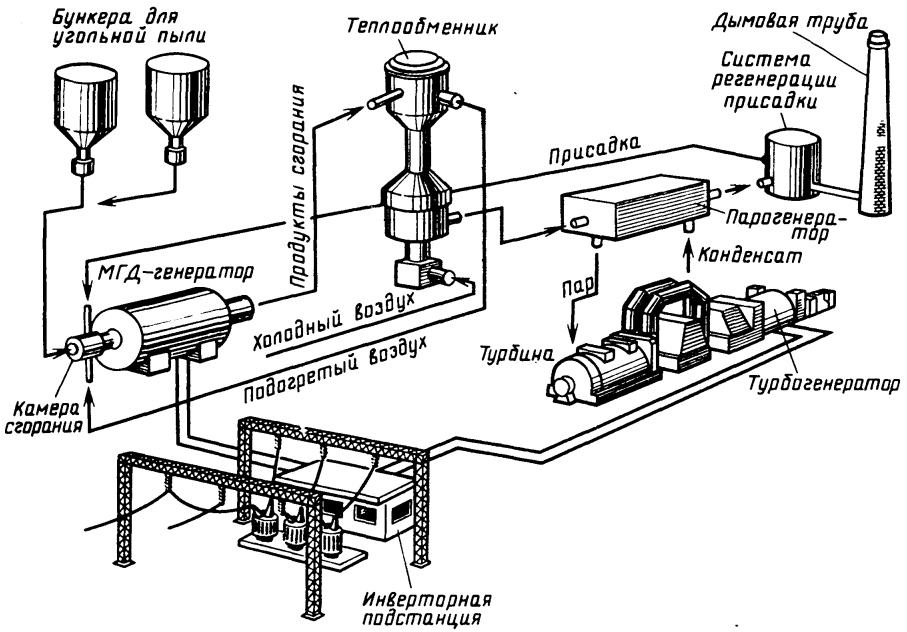


Рис. 7.17. МГД-установка, совмещенная с паротурбинным блоком ТЭС



магнита *1* (рис. 7.16), поле которого пересекает канал прямоугольного сечения *4*. Верхняя и нижняя стенки канала являются электродами, соприкасающимися своими внутренними сторонами с движущейся по каналу со скоростью около 1000 м/с плазмой *2*. Боковые стенки, расположенные перпендикулярно магнитному полю *3*, служат электрическими изоляторами. К электродам подключается внешняя нагрузка *5*.

В результате пересечения потоком плазмы магнитного поля между электродами возникает ЭДС, которая пропорциональна скорости плазмы, магнитной индукции и длине проводника, т. е. ширине струи плазмы. Присоединенная к электродам нагрузка вместе с токопроводящей плазмой образует замкнутую цепь, по

которой протекает постоянный ток, преобразуемый при надобности в переменный промышленной частоты.

В реальном МГД-генераторе плазма подается в канал через сопло, в котором ее тепловая энергия преобразуется в кинетическую, а самому каналу придается форма диффузора или он завершается им.

Электропроводность плазмы в значительной степени определяет эффективность и конструкцию МГД-генератора.

Чем выше электропроводность, тем лучшими техническими и экономическими показателями обладают МГД-генераторы.

Однако электропроводность плазмы примерно пропорциональна ее температуре в 14-й степени. В силу ряда причин повышать температуру плазмы пока можно лишь до известного предела. Поэтому в целях дальнейшего увеличения электропроводности в плазму добавляют пары легко ионизирующихся щелочных металлов (присадку). Так, в поток продуктов сгорания органических топлив добавляют калий, кальций, натрий, а к инертным газам — гелию, неону или аргону — более дорогой металл — цезий, обладающий наименьшим потенциалом ионизации. Однако присадка должна быть по возможности дешевой, технологичной, не должна оказывать вредного воздействия на окружающую среду и элементы конструкции МГД-генератора.

Необходимое для работы МГД-генератора сильное магнитное поле создается электромагнитом, по обмоткам которого пропускаются огромные токи. Во избежание перегрева обмоток и потерь энергии в них сопротивление проводников должно быть очень незначительным, поэтому ведутся интенсивные работы по использованию для них сверхпроводящих материалов.

Электропроводность плазмы быстро убывает по мере снижения ее температуры при прохождении по каналу, вместе с этим уменьшается и магнитогидродинамическое взаимодействие плазмы с магнитным полем. Этим определяется необходимость ограничения минимальной температуры выходящих из канала отработавших газов, что неизбежно приводит к потере энергии.

Для эффективного использования энергии уходящих из МГД-генератора газов целесообразно использовать его совместно с паротурбинной или парогазовой установками (рис. 7.17). В этом случае за счет повышения начальной температуры пара повышается термический КПД ТЭС и при добавлении ее мощности к мощности МГД-генератора получают КПД комбинированной электростанции до 50—60%. На таких электростанциях по экономическим и санитарным соображениям предусматривается очистка выходящих из МГД-генератора отработавших газов от ионизирующей присадки.

Претворение принципа действия рассмотренного МГД-генератора в реальную установку требует применения огнеупорных,

жаростойких и термостойких материалов. К таким материалам относятся керамика, нитриды, карбиды, оксиды металлов, некоторые чистые металлы (вольфрам, тантал, ниобий, молибден и др.).

По принципу использования в качестве рабочего тела (теплоносителя) различных веществ МГД-генераторы могут выполняться по двум основным схемам (циклам) — открытой и закрытой (замкнутой).

В открытой схеме отработавшие газы выбрасываются в атмосферу. Поэтому плазма в такой схеме должна быть дешевой, а выбрасываемые в атмосферу газы — нетоксичными. Это достигается сжиганием органического топлива в воздухе, предварительно подогретом и обогащенном кислородом, и очисткой выходящих газов от ионизирующих присадок.

На рис. 7.18 представлена схема такой комбинированной установки. В ней в качестве топлива используется природный газ, плазма образуется из продуктов его сгорания, обогащенных для повышения электропроводности оксидами цезия. Для повы-

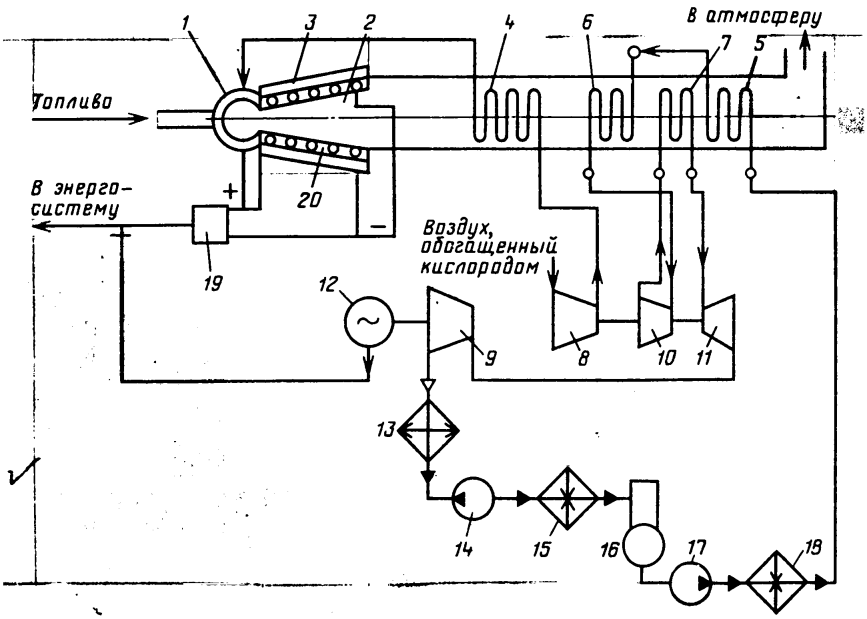


Рис. 7.18. Схема МГД-установки открытого типа:
1 — камера сгорания; *2* — рабочий канал МГД-генератора; *3* — электромагнит; *4* — регенеративный подогреватель; *5* — парогенератор; *6* — пароперегреватель; *7* — промежуточный пароперегреватель; *8* — компрессор; *9—11* — турбины соответственно низкого, высокого и среднего давления; *12* — генератор; *13* — конденсатор; *14, 17* — конденсатный и питательный насосы; *15, 18* — подогреватели соответственно низкого и высокого давления; *16* — деаэратор; *19* — преобразователь постоянного тока в переменный; *20* — охладитель

шения начальной температуры продуктов сгорания до 2500—2600° С с помощью компрессора в камеру сгорания подается воздух, обогащенный кислородом и подогретый регенераторным подогревателем до 1000—1200° С.

Отработавшие в МГД-генераторе газы с температурой 1800—2000° С служат как для подогрева воздуха, так и для выработки электроэнергии в паротурбинной части комбинированной установки. В ней примерно до 40% мощности получается в МГД-генераторе, а 60% — в паротурбинной установке. При суммарной мощности более 500 МВт общий КПД такой установки может составить 55—60%.

Большинство спроектированных и действующих в настоящее время МГД-установок (электростанций) открытого цикла работают на газомазутном топливе при КПД, достигающем 50%, что в 1,25 раза выше КПД тепловой электростанции обычного типа. Расход топлива на ту же электрическую мощность в этом случае на 20% меньше, а тепловое загрязнение окружающей среды в 1,5 раза меньше, чем для обычной ТЭС. Этим объясняется то, что электростанции с МГД-генераторами, выполненные по открытой схеме, представляются наиболее перспективными.

В Советском Союзе в 1971 г. введена в эксплуатацию опытно-промышленная МГД-установка У-25, выполненная по открытой схеме и разработанная в Институте высоких температур АН СССР. В 1975 г. на этой установке была достигнута проектная мощность (20,4 МВт), а проведенные позднее на ней исследования значительно продвинули вперед проблему создания МГД-генератора. Аналогичные установки исследуются и за рубежом.

В закрытой схеме осуществляется замкнутая циркуляция газового теплоносителя и его потери практически отсутствуют. В качестве теплоносителя используются газы (гелий, неон, аргон) или пары металлов. Поскольку эти газы обладают электропроводностью значительно большей, чем продукты сгорания органического топлива, нужного уровня электропроводности можно достичь при относительно низких температурах.

Кроме МГД-генераторов, работающих на газообразном, жидком и твердом органическом топливе, ведутся исследования по применению ядерного горючего. На рис. 7.19 представлена возможная тепловая схема комбинированной установки на ядерном горючем, в которой в качестве теплоносителя МГД-генератора используется гелий, обогащенный цезием. Из канала МГД-генератора отработавшие газы поступают в подогреватель цезия, а затем — в подогреватель гелия. Далее газы направляются в подогреватель питательной воды котла паросиловой части установки, после чего — в холодильник цезия для его конденсации. Жидкий цезий из холодильника подается через фильтр с помощью электромагнитного насоса в подогреватель. Очищен-

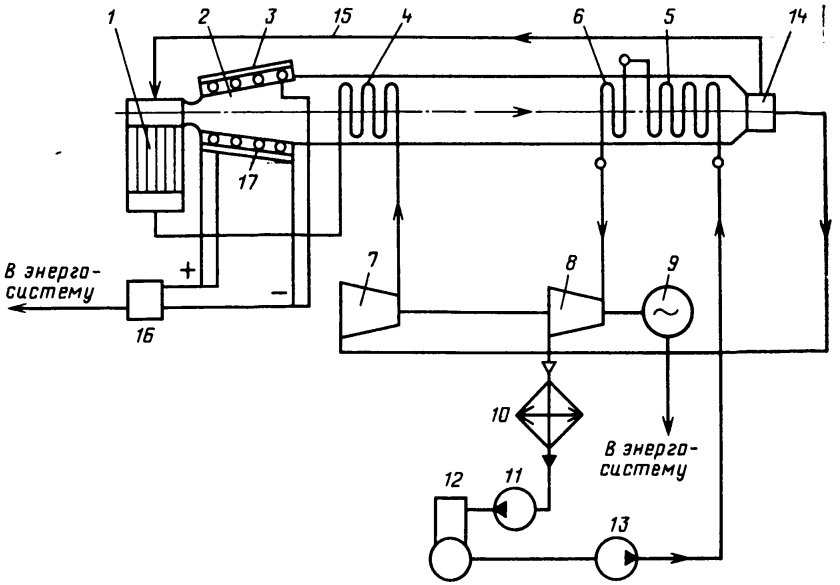


Рис. 7.19. Схема МГД-установки закрытого типа с ядерным реактором и гелием: *1* — реактор; *2* — рабочий канал МГД-генератора; *3* — электромагнит; *4* — регенеративный подогреватель; *5* — парогенератор; *6* — пароперегреватель; *7* — компрессор; *8* — паровая турбина; *9* — генератор; *10* — конденсатор; *11, 13* — конденсатный и питательный насосы; *12* — деаэратор; *14* — отделитель цезия; *15* — линия регенерации цезия; *16* — преобразователь постоянного тока в переменный; *17* — охладитель

ный от цезия гелий направляется в компрессор и с помощью его — в подогреватель. Таким образом осуществляется замкнутый контур циркуляции теплоносителя. Воздух в камеру сгорания топлива через воздухоподогреватель подается воздуходувкой. В камере сгорания устанавливается радиационный пароперегреватель паросиловой части установки, состоящий из подогревателей питательной воды, испарительных поверхностей нагрева, размещенных в канале МГД-генератора, радиационного пароперегревателя, турбогенератора с системой регенеративных подогревателей питательной воды и питательных насосов. Начальные параметры пара 23,6 МПа и 560° С.

Расчетный КПД всей установки при соответствующей температуре гелиево-цезиевой смеси на входе в МГД-генератор и на выходе из него может превышать 55%.

Представляет интерес использование высоких электропроводных свойств жидких металлов (электропроводность их выше, чем ионизованных газов, примерно в 10^6 раз). Рассматривается возможность использования этих свойств на АЭС с реакторами на быстрых нейтронах.

Есть ряд других схем МГД-генераторов, которые интенсивно прорабатываются как в Советском Союзе, так и за рубежом.

7.3.2. ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Впервые о топливных элементах (ТЭ) заговорили в середине XIX в., когда в основном была завершена разработка теории гальванического элемента. В России первый топливный элемент был предложен П. Н. Яблочковым в 1878 г.

Топливный элемент относится к химическим источникам тока и представляет собой гальванический элемент, в котором химическая энергия топлива (восстановителя) и окислителя преобразуется электрохимическим путем непосредственно в электрическую энергию. Или иначе топливный элемент — это обычный электрохимический элемент, отличающийся тем, что активные вещества к нему подаются извне, а электроды в электрохимических превращениях не участвуют. В топливных элементах электрическая энергия получается за счет реакции окисления-восстановления топлива (например, водорода) и окислителя (например, кислорода). Это элемент длительного действия, и непрерывность его работы обеспечивается в результате как непрерывного подвода к соответствующим электродам восстановителя и окислителя, между которыми находится электролит, так и своевременного вывода продуктов реакции и поддержания на должном уровне температуры и напряжения.

Основное отличие реакции, происходящей в ТЭ, от реакции окисления при горении заключается в том, что в ТЭ разность энергий электронов у исходного вещества и продуктов реакции непосредственно превращается в энергию, а не переходит в энергию броуновского теплового движения молекул, как при горении.

Объединение в одной установке батареи ТЭ, системы переработки и подвода топлива и окислителя, системы вывода продуктов реакции, системы терморегулирования, системы автоматики и ряда других устройств носит название электрохимического генератора (ЭХГ).

Топливные элементы классифицируются по многим признакам, в числе которых одними из главнейших являются агрегатные состояния горючего и электролита. В соответствии с этим в зависимости от агрегатного состояния горючего различают твердые, жидкостные и газовые ТЭ, а в зависимости от агрегатного состояния и вида электролита различают элементы с водными электролитами (растворы кислот и щелочей) и элементы с расплавленными и твердыми электролитами — вещества, обладающие ионной проводимостью и имеющие ионное строение.

По рабочей температуре ТЭ подразделяются на низкотемпературные (ниже 100° С), среднетемпературные (100—250° С) и высокотемпературные (выше 450—

500° С). Встречаются и другие классификации по рабочей температуре. В низкотемпературных ТЭ в качестве электролитов используются водные растворы щелочей или кислот, а в качестве реагентов (топлива и окислителя) — лишь те, которые обладают высокой активностью (гидразин, водород и др.).

В среднетемпературных ТЭ для предотвращения кипения раствора электролита либо применяют высококонцентрированные растворы кислот и щелочей, либо создают высокое давление реагентов.

В высокотемпературных ТЭ в качестве электролита используются либо расплавленные соли в виде смесей карбонатов калия, натрия и лития, либо твердые электролиты.

Рассмотрим в качестве примера принцип действия газового (водородно-кислородного) ТЭ с жидким щелочным электролитом (рис. 7.20). В таком элементе две газовые полости *А* и *Б*, в которые непрерывно подводятся водород (восстановитель *6*) и кислород (окислитель *7*), разделены пористыми электродами, между которыми находится электролит. Электролит пропускает ионы водорода H^+ и не пропускает молекулы O_2.

На аноде *1* ТЭ происходит электрохимическое окисление водорода и положительные ионы водорода переходят в электролит *3* и далее по цепи к нагрузке *5*:

$$2H_2+4OH \rightarrow 4H_2O+4e,$$

где e — заряд электрона.

Оставшиеся электроны создают отрицательный потенциал и по внешней цепи перемещаются к катоду *2*.

На катоде происходит восстановление кислорода, в результате чего его атомы присоединяют к себе электроны, создавая отрицательные ионы. Последние, присоединяя из воды атомы водорода, переходят в электролит в виде гидроксил-ионов OH^-. Происходящая реакция имеет вид

$$O_2+2H_2O+4e \rightarrow 4OH^-.$$

В электролите гидроксил-ионы движутся от катода к аноду. Электролит, таким образом, является ионным проводником тока между электродами и, кроме того, отделяет топливо от окислителя, не давая возможности прямому взаимодействию их между собой.

Суммарная реакция в элементе происходит следующим образом:

$$2H_2+O_2=2H_2O.$$

При непрерывном подводе топлива (водорода) и окислителя (кислорода) будет происходить непрерывная реакция электрохимического окисления топлива ионами с одновременным гене-

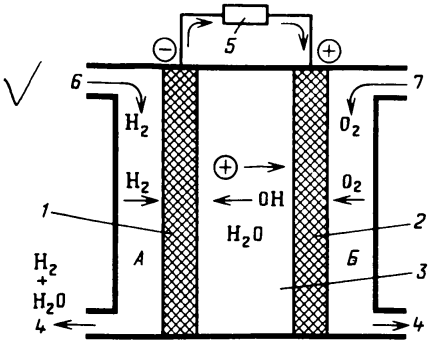
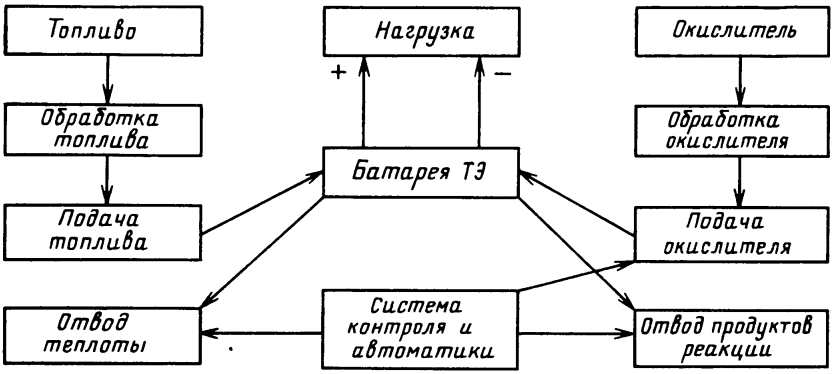


Рис. 7.20. Схема водородно-кислородного топливного элемента

Рис. 7.21. Упрощенная схема электрохимического генератора на топливных элементах



рированием электроэнергии. Разумеется, состав электролита при этом не должен изменяться во времени.

В ТЭ в качестве топлива можно использовать не только водород, но и углеводороды, например метан или пропан. Несомненным достоинством подобных элементов является отсутствие вредных отходов.

Электродвижущая сила ТЭ определяется природой реакции, температурой и концентрацией (давлением) реагирующих веществ и продуктов реакции. Обычно напряжение на выводах элемента не превышает 1 В. КПД ТЭ теоретически близок к единице, а практически колеблется от 40 до 70%. Ресурс ТЭ составляет несколько тысяч часов.

В электрохимическом генераторе батарея ТЭ состоит из набора элементов, соединенных последовательно, параллельно или смешанно. Группа ЭХГ образует электрохимическую энергетическую установку (ЭЭУ), а группа энергетических установок — электрохимическую электростанцию (ЭЭС).

ЭХГ вырабатывают электроэнергию по мере подвода окисли-

теля и восстановителя. Поэтому такие генераторы должны иметь систему подачи реагентов.

При необходимости топливо и окислитель перед поступлением в батарею ТЭ подвергаются обработке, включающей очистку, превращение в электрохимически активные реагенты и т. п.

В результате электрохимических процессов, происходящих в ТЭ, образуются продукты реакции *4* (рис. 7.20), влияющие на состав электролита и активность электродов, а также приводящие к разбавлению реагентов в электродных камерах. Стабильная работа ТЭ требует непрерывного отвода реагентов и обеспечения контроля состава электролита или характеристик элементов, на которые влияют продукты реакции.

При работе топливные элементы выделяют теплоту, которая растет с увеличением силы тока, и его с соответствующей скоростью необходимо отводить. Схема взаимодействия отдельных систем ЭХГ представлена на рис. 7.21.

Топливные элементы, входящие в ЭХГ, могут применяться в качестве энергетических установок для транспортных и передвижных машин и аппаратов. Вместе с тем в настоящее время ведутся широкие исследования различных типов ТЭ с целью выявления возможности использования их для стационарных энергетических установок.

С начала 80-х годов ведется активное исследование и разработка электрохимических электроустановок и электростанций трех поколений.

Первое поколение ЭЭУ и ЭЭС базируется на низко- и среднетемпературных ТЭ и давлении газа, близком к атмосферному. При использовании щелочных электролитов такие ТЭ требуют чистого водорода и кислорода и поэтому топливо предварительно очищается от серы и других примесей. Разработаны и испытаны ЭЭУ мощностью до 100 кВт с ресурсом до 5000 ч. Так как ЭХГ имеют блочный характер, то могут быть созданы ЭЭУ и ЭЭС мощностью до сотен мегаватт. ТЭ используют платиновый катализатор, однако в перспективе считается возможным создание ТЭ без такого катализатора.

На основе фосфорно-кислого электролита созданы и испытаны ЭЭУ и ЭЭС мощностью до 4,8 МВт с ресурсом до 40 000 ч, КПД (электрический) при работе на природном газе и нефти составляет 37—41%. Разрабатываются и испытываются ЭЭУ мощностью 7,5—11 МВт при КПД 41—42%.

Установки первого поколения нашли применение в космической технике, в будующем они могут применяться для электромобиля и в системах аккумуляции энергии.

Разрабатываемые в настоящее время ТЭ второго поколения при использовании в качестве топлива углеводородов не нуждаются в предварительной их очистке от примесей. Они могут обходиться также без дорогостоящих катализаторов из

благородных металлов. Такие топливные элементы работают при температурах до 750° С, поэтому в качестве электролита используются расплавы карбинитов. Ожидается, что полный КПД установок будет составлять 40—55%.

Началась также разработка ТЭ третьего поколения, работающих на твердом топливе (уголь) с температурой твердого окисного электролита свыше 750° С. Разработаны и испытаны макеты ЭХГ мощностью до 1 кВт. Планируется создание к 2000 г. ЭЭС мощностью в несколько мегаватт с общим КПД 55—60%. Топливные элементы этого поколения обеспечат реальные предпосылки создания ЭЭУ и ЭЭС с установленными мощностями, приближающимися к мощностям современных крупных ТЭС.

Электростанции на топливных элементах имеют значительные преимущества перед ТЭС как по экономическим (выше КПД, ниже удельный расход топлива), так и по экологическим (отсутствие вредных выбросов, меньше тепловое загрязнение) показателям. Правда, удельные капиталовложения пока еще в 2—3 раза превышают аналогичные показатели различных типов ТЭС. Имеются и другие существенные преимущества ЭЭС перед ТЭС.

Большие перспективы высвечиваются при использовании электрохимических энергетических установок при совместной работе их с некоторыми типами ГЭС, а также при использовании их в различных схемах аккумуляции энергии.

Характер выполненных в большом масштабе исследований, полученные результаты как за рубежом, так и в СССР позволяют утверждать, что ЭХГ — *экологически чистая, экономичная и малометаллоемкая установка* — займет одну из основных позиций в энергетике будущего.

7.3.3. ТЕРМОЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Основой термоядерной энергетики является слияние (синтез) легких ядер в более тяжелые при очень высоких температурах. Такие реакции в определенном смысле противоположны реакциям, происходящим при делении тяжелых ядер в более легкие.

Так как нуклоны наиболее сильно связаны (упакованы) в ядрах элементов, расположенных в середине таблицы Менделеева, то попадание нуклонов, входящих в состав легких ядер, в группу более тяжелых ядер может привести к большей их связанности и как следствие — к выделению энергии. Основной проблемой здесь является осуществление процесса слияния ядер, которому препятствуют довольно значительные кулоновские силы отталкивания. Если рассматривать два отдельных ядра, то проблема слияния их будет состоять в том, что необходимо каждое из этих ядер разогнать относительно друг друга до таких энер-

гий, которые позволили бы им подойти на расстояния, где ядерные силы притяжения преобладают над кулоновскими. Только в этом случае будут созданы необходимые условия для слияния ядер с соответствующим выделением энергии. Очевидно, что при этом чем больше атомный номер ядра, тем больше энергии нужно сообщить ядрам, чтобы они вошли в зону взаимного притяжения за счет ядерных сил. Следовательно, если использовать для энергетики реакцию синтеза, то «подходящее» топливо следует искать среди элементов с малым атомным номером. Таким элементом может быть прежде всего водород, имеющий наименьший атомный номер. У водорода помимо основного изотопа имеются два других — дейтерий (массовое число 2) и тритий (массовое число 3), однако наибольшее распространение имеет водород. Дейтерий составляет 0,016% водорода, а радиоактивный тритий может быть получен только искусственным путем.

Наибольшую скорость среди реакций синтеза, происходящих с изотопами водорода, имеет реакция слияния дейтерия с тритием, при которой рождаются ядро гелия и нейтрон (*dt*-реакция), при этом высвобождается кинетическая энергия $E_к = 17{,}6$ МэВ, которая распределяется между нейтроном и гелием примерно в отношении 5:1. Трития в природе, как было сказано, практически нет, но он может быть легко воспроизведен из изотопа лития ^6Li в том же термоядерном реакторе, в котором будет протекать реакция горения смеси дейтерия с тритием. Таким образом, фактическим топливом для термоядерной энергетики, основанной на использовании *dt*-реакций, является ^6Li, запасов которого хватит человечеству на многие века.

Практический интерес вызывает также реакция слияния двух ядер дейтерия (*dd*-реакция). При такой реакции выделяется в $50 \cdot 10^6$ раз больше энергии, чем при сгорании угля. Мировые запасы дейтерия, содержащегося в воде, составляют $4{,}6 \cdot 10^{13}$ т. Энергия, которая заключена в этом запасе топлива, в $60 \cdot 10^9$ раз превосходит уровень мирового энергопотребления (в 1985 г.). Однако вследствие того что подобные реакции протекают медленнее (примерно в 100 раз) и при существенно более высоких температурах, чем *dt*-реакции, создать термоядерный реактор на такой основе значительно труднее. Именно этим объясняется, что основные усилия исследователей сейчас направлены в первую очередь на овладение *dt*-реакцией, как наиболее легко воспламеняющейся и интенсивно протекающей. Но если реакторы, в основе которых лежат *dt*-реакции, будут созданы, то баснословно дешевого топлива для них, получаемого из вод морей и океанов, хватит на миллиарды лет, т. е. оно будет практически неограниченным.

Итак, термоядерная энергетика прежде всего практически исключает проблему топлива.

Термоядерная энергетика (см. § 4.2) имеет большое преиму-

щество перед ядерной и в вопросах экологии. Развитие термоядерной энергетики не сопряжено с угрозой распространения ядерного горючего.

Преимуществом термоядерной энергетики перед ядерной является также и то, что в термоядерном реакторе вследствие недостаточности топлива для термоядерного взрыва *принципиально исключена возможность катастрофы* (у атомного реактора этому препятствуют рассредоточение топлива в активной зоне и специальная поглощающая установка, которые не дают реактору пойти в «разгон»).

В существующих проектах термоядерных установок на основе *dt*-реакции их общий тепловой КПД составляет не менее 35—38%. Однако при объединении их с МГД-генераторами КПД достигает 60%. Использование в перспективе термоядерных топливных циклов, продуктами которых являются только заряженные частицы, позволит применить схемы прямого преобразования кинетической энергии продуктов реакции в электрическую с КПД около 90%. Тепловое загрязнение среды будет при этом ничтожным. Кроме того, в результате высокого уровня безопасности термоядерных электростанций появится возможность размещения их в городах и промышленных центрах и сокращения протяженности линии электропередачи.

Поскольку рабочие температуры термодинамического цикла таких электростанций очень высоки, то и температура отводимой воды может составлять 100—200° С без всякого ущерба для КПД. Это позволит использовать ее в качестве источника технологической теплоты для отопления зданий и т. п.

Несмотря на указанные значительные преимущества термоядерной энергетики перед ядерной (есть и другие) она еще далека от практического использования. Здесь есть значительные трудности. Дело в том, что термоядерные реакции синтеза, как было уже сказано, возможны лишь при больших энергиях сталкивающихся ядер. Для этого исходное сырье должно быть разогрето до очень высокой температуры (порядка 100 млн.° С) и находиться в состоянии плазмы. Но это еще не все. Самоподдерживающаяся термоядерная реакция будет возможна лишь при определенном сочетании указанной температуры плазмы T с ее плотностью n (число ядер горючего в одном кубическом сантиметре) и временем удержания плазмы τ, необходимым по условию протекания реакции синтеза. По критерию Лоусена считается, что для *dt*-реакции необходимо, чтобы параметр удержания составлял $n\tau \geqslant 4 \cdot 10^{14}$ с·см$^{-3}$ при температуре около 100 млн.° С, а для *dd*-реакции $n\tau \geqslant 10^{16}$ с·см$^{-3}$. Эти условия в настоящее время еще не достигнуты, и по существу исследования управляемого термоядерного синтеза — это исследования длительности удержания высокотемпературной плазмы. При этом плазма не должна иметь контакта со стенками камеры.

Отметим, что в США, как сообщалось в печати, достигнута температура около 80 млн.° С. Вместе с тем ученые считают, что получение нужных температур сегодня не является существенной физической проблемой. Скорее, это задача чисто техническая, поскольку экспериментально установлено что температура линейно зависит от вводимой мощности. Что же касается времени удержания высокотемпературной плазмы, то в Англии и США оно доведено уже до 0,6—0,9 с. Таким образом, исследователи уже приближаются к времени удержания, измеряемому секундами.

В настоящее время наиболее разработаны проекты термоядерных реакторов стационарного и инерционного (импульсного) типов. В термоядерном реакторе реакция синтеза дейтерия и трития (dt-реакция) протекает в плазменном объеме, ограниченном так называемой первой вакуумной стенкой. С помощью специальной системы инжекции топливо непрерывно вводится в горячую плазму, а продукты реакции выводятся. Энергия из горячей зоны реактора переносится нейтронами, которые проникают сквозь вакуумную стенку и тормозятся, замедляются или захватываются в специальном слое лития или его соединений. Нейтроны отдают свою энергию этому теплоносителю и в результате ядерных реакций с ядрами лития воспроизводят тритий. Тепловая энергия, выделяемая в слое лития или его соединений, отводится в систему преобразования энергии (газовую или паровую турбину либо в жидкометаллический МГД-генератор).

В соответствии со стационарными и инерционными термоядерными реакторами различают стационарные и импульсные методы удержания плазмы. В стационарных системах для этой цели используется магнитное поле. Существует три метода удержания плазмы. Первый заключается в том, что необходимое для удержания плазмы магнитное поле создается очень сильным током (несколько миллионов ампер), проходящим по самой этой плазме, заключенной в тороидальную вакуумную камеру. Это по сути дела трансформаторы с одновитковой вторичной обмоткой в виде тора (рис. 7.22).

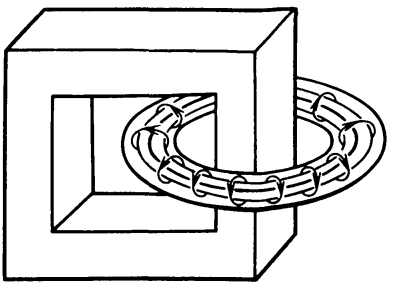


Рис. 7.22. Принцип действия токамака

Термоядерный реактор на таком принципе удержания плазмы, впервые созданный в институте атомной энергии имени И. В. Курчатова, получил название «Токамак». Слово образовано от первых букв слов, обозначающих основные элементы установки — ток, камеры, магнитные катушки.

Второй метод тоже сводится к использованию тороидальных камер, но магнитное поле создает ток, проходящий не по плазме, а по внешним винтовым обмоткам, окружающим камеру. Этот тип установки получил название стелларатор. Стеллараторы по своим термоядерным параметрам — как по времени удержания плазмы, так и по температуре нагрева — значительно уступают токамакам и поэтому в настоящее время практически не используются.

Обе системы тороидального типа являются замкнутыми.

Третий метод удержания плазмы используется в открытых, т. е. незамкнутых, установках. Суть этого метода сводится к следующему. Известно, что одна из принципиальных трудностей создания цилиндрического типа термоядерного реактора с открытыми торцами заключается в том, что высокотемпературный плазменный «шнур» должен соприкасаться своими концами с электродами, которые в этом случае будут немедленно испарены. Чтобы избежать этого, используется явление так называемых «магнитных пробок», заключающееся в том, что если окружить высокотемпературную плазму по концам сильным магнитным полем, то плазма, обладающая свойством диамагнетизма, будет выталкиваться из более сильных внешних областей магнитного поля. Иначе говоря, для того чтобы «закупорить» плазму в цилиндрической камере, необходимо на концах ее сгустить силовые линии магнитного поля. Использующие такой прием удержания плазмы ловушки называют открытыми магнитными ловушками в отличие от закрытых — тороидальных.

В настоящее время трудно предсказать, в каком из указанных типов установок (и в них ли) удастся получить первую самоподдерживающуюся реакцию синтеза, но наибольшее внимание пока обращено на токамаки.

В рамках международного сотрудничества создана новая серия крупных токамаков: Т-15 в СССР, объединенный европейский токамак в Англии, испытательный термоядерный реактор в США и Японии. Все эти установки значительно крупнее своих предшественников и взаимно дополняют друг друга. На них предстоит изучить плазму с реакторными параметрами. И, видимо, уже в ближайшие годы ученые получат все необходимые физические результаты, которые позволят приступить к сооружению опытного термоядерного реактора.

Сравнительно недавно, лет 20—30 назад, начались теоретические и экспериментальные исследования по использованию

инерционного принципа удержания плазмы, основанного на применении мощных лазерных пучков. При использовании этого принципа открываются перспективы создания так называемого лазерного термоядерного синтеза (ЛТС).

Идея ЛТС заключается в том, что не нужно стремиться удерживать стационарное состояние плазмы в реакторе. Она появляется в нем периодически в импульсном режиме на очень короткое время.

Ядерное горючее вводится в лазерный реактор микроскопическими порциями, заключенными в стеклянных или полиэтиленовых шариках диаметром около 0,1 мм и толщиной оболочки, измеряемой микронами. Такой шарик вместе с находящимся в нем горючим называется мишенью. Мишени устанавливаются в центре взрывной камеры. Через специальные окна во взрывную камеру вводится мощный импульс лазерного излучения, направленный на мишень, в результате чего в мишени развиваются реакции ядерного синтеза и происходит своеобразный термоядерный взрыв. Так как мишени, обладая инерцией, разлетаются не мгновенно, то при определенных условиях за время разлета успевает «сгореть» достаточное количество термоядерного топлива. Затем под лазерный луч попадает следующая мишень, и процесс повторяется. Теплообменники, смонтированные за прочной камерой реактора, получат теплоту, которую выделит данная очередь микровзрывов, и с помощью жидкого теплоносителя передадут его рабочему телу (пару) турбины.

У установок ЛТС есть один существенный недостаток — малый КПД мощных лазеров. Для устранения этого недостатка советские физики Е. К. Завойский и Л. И. Рудаков предложили лазерные пучки заменить мощными релятивистскими электронными пучками. И хотя при этом требуется решить другую проблему — создать очень точную фокусировку пучка, в котором одноименно заряженные электроны стремятся оттолкнуться друг от друга, ученые высказывают надежду на то, что электронные пучки могут быть успешно использованы для осуществления контролируемого термоядерного синтеза на основе идей инерционного удержания.

Исследуются также предложения о замене электронных пучков ионными.

В 1988—1989 гг. в печати появилось сообщение, что в США и СССР в лабораторных условиях осуществлена реакция ядерного синтеза при низких (даже низкоотрицательных) температурах. Продолжаются дальнейшие исследования, и может быть, они приведут к совершенно новому практическому способу ядерного синтеза, пригодному для использования в энергосистемах больше, чем термоядерный синтез. Это обстоятельство послужит революционным переворотом в энергетике.

Контрольные вопросы

1. Какова численная оценка доказуемых мировых запасов органического топлива, гидравлической и ядерной энергии?
2. В чем сущность экологического предела потребления невозобновляемых и возобновляемых источников энергии?
3. Каковы достоинства и недостатки солнечной энергии?
4. Какова численная оценка солнечной энергии, падающей на Землю? Сопоставьте эти данные с современными данными о производстве энергии в мире.
5. Принципы действия башенных СЭС.
6. Принцип действия СЭС с солнечными прудами.
7. Космические СЭС, их достоинства и трудности создания.
8. Принципы использования ветровой энергии.
9. От каких параметров зависит мощность ветроэнергетической установки?
10. Каковы преимущества ВЭУ с вертикальной осью вращения рабочего колеса перед ВЭУ с горизонтальной осью вращения рабочего колеса?
11. Перечислите и опишите типы волновых энергетических установок.
12. Принципы действия океанических тепловых электростанций.
13. Каковы условия и возможность работы ВЭС и СЭС в современных энергосистемах?
14. Принцип действия МГД-генератора.
15. Принципы действия водородно-кислородного топливного элемента.

Темы рефератов

1. Необходимость поиска новых источников электроэнергии.
2. Ветровая энергетика.
3. Солнечная энергетика.
4. Энергия океанов и морей.

Глава 8

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ АККУМУЛЯТОРЫ ЭНЕРГИИ

8.1. Общие положения

Как пиковые электростанции, так и различные современные мероприятия, направленные на снижение технического минимума существующих и перспективных ТЭС, не могут пока еще решить проблему рационального расходования энергетических ресурсов и обеспечения должного уровня надежности и качества энергоснабжения (см. § 3.9). Там же было отмечено, что в связи с ориентацией развития отечественной энергетики на строительство мощных блочных ТЭС и АЭС и одновременного вывода из эксплуатации на реконструкцию и демонтаж устаревшего и малоэкономичного оборудования ТЭС указанная проблема может только

обостриться. Основным направлением в ее решении в современных условиях должно быть не только и не столько развитие ввода пиковых и полупиковых электростанций, сколько использование эффекта аккумуляции энергии. В этом случае главной целью аккумуляции энергии является обеспечение баланса вырабатываемой энергии определенных источников и смещение во времени потребности в ней потребителя. Тем самым аккумуляция энергии позволяет более эффективно использовать базовые электростанции, обеспечивая им оптимальные режимы. Используемые для этого аккумуляторы (накопители) энергии различаются по виду накапливаемой энергии.

Правомерно ожидать, что использование аккумуляторов энергии в энергосистеме возрастет в связи с развитием использования имеющих прерывистый характер нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

В перспективе получат также развитие энергокомплексы, состоящие из мощных АЭС и аккумуляторов энергии, расположенных в непосредственной близости от последних и обеспечивающих их постоянный режим при максимальном значении КПД.

Итак, *аккумуляторы энергии являются необходимым элементом энергосистемы* и эффективность их будет проявляться в ускоренном темпе по мере роста блочных электростанций, нагрузки и увеличения разнообразия энергосистемы.

Аккумуляторы энергии по длительности цикла работы делятся на кратковременные (краткосрочные) и долговременные (длительные или долгосрочные). Под аккумуляторами краткосрочного цикла подразумевают аккумуляторы, применяемые для сглаживания суточных и недельных колебаний нагрузки. Аккумуляторы длительного цикла служат, главным образом, для выравнивания сезонных колебаний потребления энергии.

Аккумуляторы энергии могут выполняться как в виде отдельных установок, так и в виде аккумулирующих электростанций.

Независимо от цикла аккумуляции, а также в соответствии с современным уровнем исследований и возможностями использования для целей системной энергетики, кроме рассмотренной ранее ГАЭС, представляют интерес следующие аккумуляторы: тепловые, воздушные, емкостные, индуктивные и водородные. Со временем эти аккумуляторы, а некоторые уже и сегодня, могут служить альтернативными по отношению к ГАЭС. Ниже они описаны под принятыми в литературе названиями.

8.2. Тепловые аккумуляторы

Идея аккумуляции теплоты была сформулирована в 1875 г. Мак-Магоном. Аккумуляторы теплоты подразделяются на па-

ровые (ПА), пароводяные (ПВА), горячей воды — питательной или сетевой (АПВ, АСВ) и фазового перехода (АФП).

Широкое применение получили аккумуляторы типа ПВА Рутса (рис. 8.1). Аккумулятор заряжается за счет конденсации аккумулируемого пара *4* в объеме более холодной воды, хранящейся в водяном баке *8* ПВА, что приводит к повышению ее давления и температуры. Надежная конденсация поступающего пара, а также циркуляция воды и ее быстрый прогрев обеспечиваются диффузором *7*.

При разряде ПВА паровое пространство *1*, объединенное корпусом *6* с водяным баком *8*, через разрядные сопла Лаваля *2, 3* и *5* и паропровод, давление в котором ниже, чем давление горячей воды в ПВА, соединяется с потребителем пара. В результате давление в баке снижается и вода оказывается перегретой по отношению к состоянию ее насыщения при пониженном давлении пара, что приводит к резкому вскипанию и испарению части воды.

ПВА заряжают обычно в ночной период. Для этого подается острый пар от парогенератора или отработавшего пара из отборов турбин, что приводит к уменьшению выработки электроэнергии (снижению мощности генератора). Разряд ПВА происходит в часы пиков нагрузки. Для этого запасенный пар срабатывается в специальной пиковой турбине, соединенной с генератором, или пар подается в основную турбину, что позволяет увеличить мощность генератора против той, которую он развивает в нормальных условиях при использовании пара от своего парового котла или реактора на АЭС. Вид, конструкция и стоимость тепловых аккумуляторов существенно зависят от желаемой длительности хранения теплоты.

В настоящее время возрос интерес к использованию тепловой аккумуляции в атомной энергетике. Предложено множество

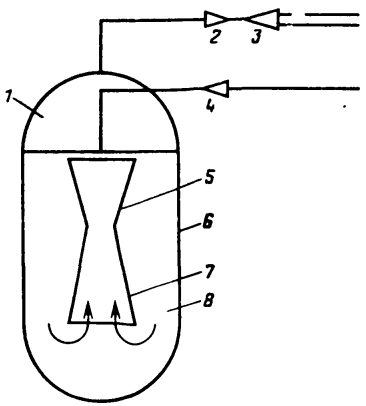


Рис. 8.1. Схема теплового аккумулятора ПВА Рутса

схем использования АТ на АЭС. Одна из них заключается в следующем.

Теплота аккумулируется путем нагрева высококипящей жидкости избыточной питательной водой в специальном теплообменнике во время заряда. Во время разряда, когда частично или полностью отключают регенеративные подогреватели, направление движения жидкости меняется на обратное и питательная вода перед поступлением в парогенераторы нагревается за счет теплоты в теплообменнике.

Изменение мощности турбины в эти периоды пропорционально изменению расхода пара, пропускаемого через ее проточную часть. При этом КПД аккумуляции составляет 75—85%.

За счет применения аккумулятора теплоты мощность АЭС во время нагрузки можно увеличить на 25—30%, т. е. при разряде аккумулятора, а в период заряда мощность можно снизить на 40—50% номинальной. Предварительно перегретый пар, вырабатываемый в главном аккумуляторе, подается в пиковые турбины.

8.3. Воздушные аккумуляторы

Воздушно-компрессионный (пневматический) способ аккумуляции энергии был впервые запатентован фирмой «Стал Лаваль» в 1949 г. Однако первая в мире установка, работающая по этому принципу, была построена в конце 70-х годов фирмой «Браун Бовери» в г. Гунторф в ФРГ для снабжения энергией местных потребителей.

Воздушно-компрессионная аккумуляция осуществляется в случаях, когда воздух под давлением используется в качестве одного из основных реагентов топочного процесса энергетической установки. В качестве такой установки используется газотурбинная (ГТУ) (см. § 2.3).

В газотурбинной установке мощность на валу турбины должна превышать мощность генератора на значение мощности компрессора, большей мощности самого генератора.

Принцип действия воздушно-аккумулирующей газотурбинной установки (ВАГТУ) заключается в следующем. В подземном резервуаре под давлением аккумулируется воздух, при необходимости пуска в работу ГТУ (пик нагрузки) этот воздух подается в ее камеру сгорания для сжигания топлива. В часы суточного провала нагрузки (или в нерабочие дни) включается компрессор, который, дополняя израсходованный в подземном резервуаре воздух, одновременно создает дополнительную нагрузку системы, выравнивая режим базовых электростанций. Считается, что при этом полезная мощность турбины повысится не менее чем в 3 раза вследствие устранения потерь мощности в компрессоре. КПД ГТУ составляет примерно 30%.

Поскольку при сжатии воздух нагревается, хранить его в подземных резервуарах следует, предварительно охладив. Для этого сооружаются охладители башенного типа, равные по своим размерам градирням обычной ТЭС, имеющей примерно в 3 раза меньшую мощность, чем аккумулирующая станция.

К числу основных недостатков ВАГТУ следует отнести работу на дорогом и дефицитном жидком и газообразном топливе, а также необходимость привязки установки к местности, вблизи которой имеется достаточно емкий естественный подземный резервуар, так как сооружение искусственного резервуара значительно удорожает установку. В случае использования природного газа сооружение ГТУ привязывается к крупным населенным пунктам или газопроводу.

8.4. Сверхпроводящие индуктивные накопители

В индуктивном (электромагнитном) накопителе энергия хранится в виде энергии электромагнитного поля, связанного с электрическим током, протекающим в обмотке накопителя. Схема индуктивного накопителя представлена на рис. 8.2. Запасенная в накопителе энергия определяется по формуле

$$E=LI^2/2, \tag{8.1}$$

где I — ток, протекающий в катушке; L — индуктивность катушки, которая для катушки прямоугольного сечения определяется по уравнению

$$L=ArN, \tag{8.2}$$

где A — коэффициент пропорциональности, зависящий от соотношений геометрических размеров катушки; r — внутренний радиус катушки; N — число витков.

Подставляя (8.2) и (8.1), получаем

$$E=\frac{Ar}{2}(NI)^2. \tag{8.3}$$

Таким образом, *энергия, запасенная в катушке, пропорциональна квадрату числа ампер-витков.*

Удельная энергия такой катушки, если предположить, что все ее сечение (заштриховано на рис. 8.2) заполнено проводни-

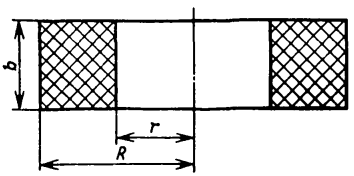


Рис. 8.2. Индуктивная катушка

ком с удельной плотностью ϱ, определяется по формуле

$$e=B\frac{(NI)^2}{\varrho r^2}, \qquad (8.4)$$

где B — коэффициент пропорциональности, определяемый геометрическими размерами катушки.

Из (8.3) и (8.4) следует, что *для данной катушки запасаемая энергия пропорциональна квадрату силы тока.*

Таким образом, для увеличения запасаемой энергии необходимо увеличивать силу тока. Однако это приводит к увеличению джоулевых потерь, приводящих к нагреву катушек. Для уменьшения их следует увеличивать сечения проводника катушки, но это приведет к увеличению габаритов катушки, затратам большего количества цветных металлов (сплавов меди), а следовательно, к удорожанию всей установки.

На практике для увеличения пропуска через катушку сильных токов используется известный в электротехнике эффект сверхпроводимости — уменьшение сопротивления проводника по мере снижения его температуры. Так, например, сопротивление охлажденного до —200° С проводника из чистого металла уменьшается в сотни раз.

Аккумулирующие устройства на сверхпроводящих магнитах позволяют запасать непосредственно электрическую (или магнитную) энергию. Конструкция основана на использовании катушки больших размеров, изготовленной из сверхпроводящего материала, по которой течет постоянный ток, вызывающий усиление магнитного поля.

Функциональная схема сверхпроводящего индуктивного накопителя (СПИН) в упрощенном виде представлена на рис. 8.3.

Так как электроэнергия генерируется, передается и потребляется почти полностью в виде переменного тока, а запасается в виде постоянного, то связь СПИН с энергосистемой должна осуществляться с помощью трансформатора и управляемого вентильного преобразователя. В режиме заряда СПИН преобразо-

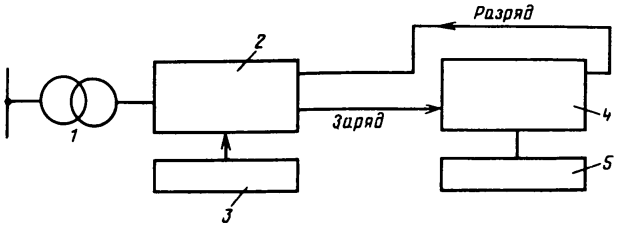


Рис. 8.3. Функциональная схема СПИН:
1 — трансформатор напряжения; *2* — преобразователь; *3* — блок управления; *4* — сверхпроводящая катушка; *5* — рефрижератор

ватель работает в выпрямительном режиме. В режиме выдачи мощности (разряд СПИН) преобразователь работает в режиме инвертора. Трансформатор напряжения работает во время заряда как понизительный, а во время разряда — как повысительный.

Мощность преобразователя определяется конкретно в зависимости от объема накопителя (мощность 1000 МВт уже освоена — вставка на ВЛ СССР — Финляндия). С учетом сложного характера работы накопителя в режиме разряда, а также в условиях различных режимов его работы в энергосистеме управление преобразователем должно производиться автоматически с применением ЭВМ.

Рефрижераторы предназначены для поддержания обмотки катушки в сверхпроводящем состоянии при температуре кипения жидкого гелия (4,2 К). Необходимы также криостаты, изолирующие обмотку от притоков тепла извне.

Сверхпроводящие индуктивные накопители с энергоемкостью 10 000 МВт·ч (обычные ГАЭС мощностью 800—1000 МВт) представляют собой весьма сложное и дорогостоящее сооружение диаметром до 300 м и высотой около 100 м, устраиваемое под землей на глубине 150—500 м в зависимости от прочности пород. Такие параметры катушки объясняются тем, что возникающие в ней чрезвычайно большие электромагнитные силы стремятся разорвать ее, если же вместо катушек применять соленоиды, то они подвергаются разрушительному растягиванию по продольной оси. Во избежание в этом случае опасных последствий обмотки соленоида следует помещать в кольцевые туннели, пройденные в прочных коренных породах. Если установка будет расположена достаточно глубоко под землей, то благодаря большой массе кровли силы, возникающие в толще пород, будут действовать в основном сжимающе. Такое расположение катушек под землей помогает устранять вредное воздействие на окружающую среду сильного магнитного поля.

Особо следует остановиться на системе аварийной защиты СПИН. Энергия, запасенная в СПИН, сравнима по энергоемкости с современными крупными ГАЭС (10^{13}—10^{14} Дж или 2780—27 800 МВт·ч) и сопоставима с энергией крупного землетрясения, эквивалентной энергии выделенного при взрыве 10000 т тринитротолуола. Можно предполагать, что при спонтанной потере токонесущим элементом сверхпроводящих свойств запасенная в накопителе энергия выделится в виде джоулева тепла на участке обмотки, перешедшем в нормальное состояние, и произойдет катастрофический взрыв. Поэтому нельзя допускать, чтобы такая энергия могла высвобождаться самопроизвольно.

При дальнейшем развитии техники сверхпроводящих материалов с температурами перехода к сверхпроводимости выше

ибо отпадет надобность в использовании дорогостоящей криогенной техники и упростится их эксплуатация.

8.5. Емкостные накопители

Принцип устройства конденсатора и его работы хорошо известен. В конденсаторе (рис. 8.4) энергия хранится в виде энергии электрического поля в изоляторе конденсатора, находящегося между пластинами. Энергия, Дж, хранящаяся в конденсаторе емкостью C, Ф, при напряжении между пластинами U, В, определяется по формуле

$$E=CU^2/2. \qquad (8.5)$$

Емкость конденсатора равна

$$C=\varepsilon\varepsilon_0 S/\delta, \qquad (8.6)$$

где $\varepsilon_0=8{,}85\cdot10^{-12}$ Ф/м — электрическая постоянная; ε — относительная диэлектрическая проницаемость изолятора или диэлектрическая постоянная; S — площадь пластины (обкладки) конденсатора, м^2; δ — толщина изолятора.

Из (8.5) и (8.6) видно, что энергия, запасенная в конденсаторе, будет тем больше, чем меньше δ.

Удельная энергия конденсатора e определяется делением полной его энергии на массу, в качестве которой принимается масса изолятора $m=S\delta\varrho$ (массой пластин в первом приближении можно пренебречь):

$$e=E/m=CU^2/(2S\delta\varrho).$$

Подставляя полученное значение в (8.5) и учитывая (8.6), получаем

$$e=\frac{\varepsilon\varepsilon_0}{2}\left(\frac{U}{\delta}\right)^2\frac{1}{\varrho}. \qquad (8.7)$$

Таким образом, *удельная энергия конденсатора определяется в основном физическими свойствами примененного в нем изолятора* — диэлектрической постоянной ε, удельной плотностью ϱ и пробивным напряжением $U_{пр}=U/\delta$.

Емкостные накопители (ЕН) представляют собой батарею последовательно и параллельно соединенных конденсаторов. В СССР разработаны конденсаторы, обладающие аномаль-

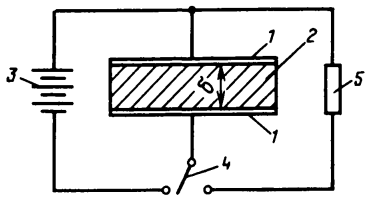


Рис. 8.4. Схема емкостного накопителя:
1 — обкладки конденсатора; *2* — диэлектрик; *3* — источник постоянного тока; *4* — переключатель; *5* — нагрузка

но высокой удельной емкостью — до 1 Ф/см^3. Эти конденсаторы имеют модульную конструкцию, что позволяет создавать достаточно мощные батареи из конденсаторов, рассчитанных на большие напряжения (до нескольких киловольт) и ток (в несколько килоампер). Энергоемкость батареи таких конденсаторов может достигать нескольких миллионов мегаджоулей, что позволяет использовать ее в качестве аккумулятора электроэнергии, работающего в экстремальные часы графика нагрузки энергосистемы.

Для того чтобы емкостный аккумулятор мог запасать энергию из сети переменного напряжения, он включается в эту сеть через управляемый вентильный преобразователь (рис. 8.5).

В режиме потребления мощности (заряд) преобразователь работает в выпрямительном режиме, заряжая ЕН. В режиме выдачи мощности (разряд) производится изменение полярности подключения ЕН к преобразователю, который при этом работает в режиме инвертора.

При работе ЕН выдаваемая им активная мощность в режиме разряда и потребление им ее в режиме заряда определяются режимным графиком энергосистемы и не зависят от значения заряда ЕН. Иными словами, активная мощность на шинах переменного тока ЕН не должна зависеть от изменяющегося напряжения на ЕН. Это достигается применением управляемых преобразователей.

Так как ЕН состоит из электротехнического оборудования, обладающего достаточно высоким КПД, то КПД всей установки также достаточно высок, т. е. существенно выше КПД всех остальных как мощных, так и маломощных накопителей энергии.

ЕН может иметь практически любую мощность, необходимую энергосистеме для покрытия пика нагрузки. Конкурирующая в этом смысле с ней ГАЭС занимает площадь в 100 раз больше, чем ЕН.

Емкостный накопитель может устанавливаться на земле, т. е. не требует заглубления в грунт, как это имеет место, например, для СПИН.

При эксплуатации ЕН не требуется специальных устройств для поддержания своей емкости, не создает внешних магнитных

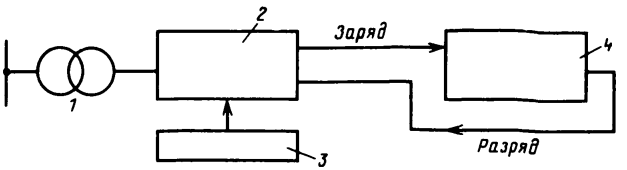


Рис. 8.5. Функциональная схема ЕН:
1 — трансформатор напряжения; *2* — преобразователь; *3* — блок управления; *4* — емкостный накопитель

полей и не взрывоопасен. По мнению некоторых исследователей, ЕН может иметь лучшие технико-экономические характеристики, чем другие накопители энергии.

8.6. Аккумуляция водорода

В водородной энергетике водород рассматривается не только как химический реагент, применяемый в химии, металлургии и других отраслях народного хозяйства, но и как энергоноситель. В этом качестве водород обладает рядом уникальных свойств: наивысшей удельной теплотой сгорания (28 000 ккал/кг), широким диапазоном воспламенения, высокой температурой сгорания. Водород не токсичен, при его сжигании в продуктах сгорания отсутствуют окись углерода и радикалы CH_x. Водород может быть получен из воды, запасы которой не ограничены.

Аккумуляция и использование водорода в энергетике осуществляется путем накопления его в часы провала графика нагрузки и использования его в газовых турбинах, котлах или топливных элементах для покрытия пиков нагрузки.

Водород в газообразном состоянии можно хранить при высоких давлениях в баках, в виде жидкости при криогенных температурах или в виде гидрида металла, например MgH_2 или $FeTiH_2$. Эти гидриды металла абсорбируют большие количества водорода при слегка повышенных давлениях, при этом их плотность стремится стать равной плотности жидкого водорода. В часы пиков нагрузки путем понижения давления и повышения температуры гидридов металла водород высвобождается из гидридов и используется в качестве топлива или в топливном элементе.

Функциональная схема аккумуляции водорода и использования его в ГТУ представлена на рис. 8.6.

Преобразователь переменного тока в постоянный работает в ночные часы как выпрямитель для электролиза. Для производства электроэнергии может использоваться модифицированная ГТУ, в которой водород используется в качестве топлива вместо газа. Трансформатор напряжения работает в этом случае как

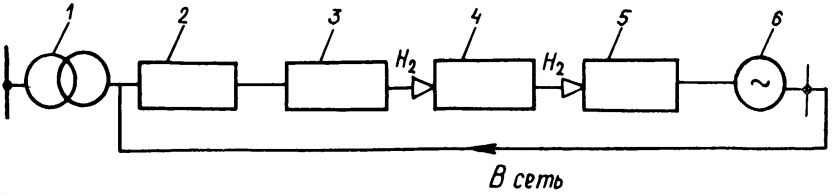


Рис. 8.6. Функциональная схема аккумуляции и использования водорода:
1 — трансформатор напряжения; *2* — преобразователь; *3* — электролизер; *4* — гидрид

Таблица 8.1. **Сравнительные параметры рассмотренных типов аккумуляторов энергии**

Тип аккумуляторов	Экономически оптимальная мощность, МВт (или энергоемкость, МВт·ч)	Удельные капитальные затраты, отн. ед.	КПД, %	Ожидаемый срок службы, годы
ГАЭС	200—2000	1,0	70—75	50
Тепловые	50—200	1,65	75—85	30
Воздушные	200—1000	1,05—1,33	до 75	20
СПИН	До 3000	1,1—1,5	80—90	30
Емкостные	200—2000	0,87	90—95	30
Водородные	20—50	3,45—4,45	25—30	30

понизительный в часы спада нагрузки (на электролиз) и как повысительный в часы пиков нагрузки, отдавая после использования водорода в газовой турбине вырабатываемую генератором электроэнергию в сеть. В том случае, когда водород используется в топливных элементах, вырабатываемый ими постоянный ток подается на преобразователь, который работает уже как инвертор.

При использовании водорода в ГТУ электролизер может быть расположен вблизи генератора, а в случае использования в электрохимической установке — вблизи потребителя.

В настоящее время водородные элементы используются также в космической технике.

Вместе с тем следует иметь в виду, что КПД водородной аккумуляции даже при использовании водородосжигающих установок и первоклассных электролизеров равен 22—30%, а при обычных электролизерах в мелких водородосжигающих установках не превышает 10—12%.

На базе рассмотренных накопителей возможно создание системных аккумулирующих электростанций (АкЭС). В табл. 8.1 приведены данные исследований (США) некоторых показателей рассмотренных типов накопителей энергии.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях необходима и целесообразна аккумуляция энергии?
2. Какие виды аккумуляции энергии могут явиться альтернативой ГАЭС?
3. Расскажите о принципе действия теплового аккумулятора.
4. Укажите область использования воздушных аккумуляторов.
5. Каковы принципы действия СПИН?
6. Каковы принципы действия емкостного аккумулятора?
7. Каково назначение водородной аккумуляции?

Темы рефератов

1. Роль аккумуляции энергии в регулировании графика нагрузки энергосистем.

3. Перспективы использования емкостных накопителей.
4. Перспективы использования сверхпроводящих индуктивных накопителей.
5. Перспективы использования тепловых аккумуляторов.

Глава 9

ТРАНСПОРТ ЭНЕРГИИ

9.1. Общие положения

Различают транспорт первичной энергии (энергоносителя) или ископаемых топлив и транспорт вторичной энергии, т. е. той, которая является результатом преобразования первичной энергии в вид, необходимый для непосредственного использования.

В основе развития отечественной энергетики лежит концентрация и централизация производства электроэнергии. При этом строительство крупных электростанций осуществлялось и будет осуществляться вдали от центров электропотребления. Это положение объясняется крайне неравномерным распределением энергоресурсов по территории страны, в результате чего центр европейской части СССР, где сосредоточено до 80% промышленности и населения, имея ограниченные собственные энергетические ресурсы (18% общесоюзных), вынужден транспортировать их из азиатской части СССР. Неравномерно и размещение по стране крупных генерирующих источников электроэнергии, территориально тяготеющих к энергообильным рекам (Ангаре и Енисею) и к дешевым и богатым залежам углей Канско-Ачинского и Экибастузского бассейнов. Это приводит к необходимости передачи электроэнергии на сверхдальние расстояния.

Вследствие непрерывного процесса концентрации и укрупнения нагрузки становится уже обычным, когда нагрузка отдельных потребителей и их местных объединений становится соизмеримой с мощностью крупных электростанций. Растут нагрузки городов. Все это создает определенные трудности в транспортировке энергии, которые со временем будут еще более усиливаться, перерастая в сложные проблемы. Уже сейчас в таких крупных городах, как Гамбург и Мюнхен (ФРГ), на каждый квадратный километр городской площади поставляется 2500 кВт электроэнергии, а в некоторых городах — еще больше, например, в Лондоне — в 2,5, в Нью-Йорке — в 3 с лишним, в Париже — в 5,5 раза. По оценкам специалистов эти цифры в 2000 г. возрастут более чем в 10 раз.

Ни одна из существующих ныне транспортных систем передачи электроэнергии не в состоянии выйти по передаваемой

мощности на такой уровень. Только одно это вызывает необходимость поиска новых способов передачи электроэнергии с многократным превышением пропускной способности современных линий электропередачи.

9.2. Транспорт первичной энергии

Говоря о первичной энергии, будем считать, что речь идет только о той энергии, которую необходимо передать из одного места в другое с помощью различных транспортных средств. Вопрос о передаче возобновляемой энергии из рассмотрения исключается. С этой точки зрения рассмотрим транспорт энергии, заключенной в органическом топливе. Например, эту энергию можно рассматривать как химическую, способную вступать в реакцию с выделением теплоты.

Транспорт органического топлива может осуществляться по железной дороге, воздуху, воде или трубопроводам. Во всех случаях основными требованиями, предъявляемыми к транспорту, являются его экономичность и надежность.

Наиболее дешевым видом транспорта энергоносителя является в настоящее время транспорт жидких топлив — нефти и нефтепродуктов по нефтепроводам. Почти столь же дешевым оказывается и морской транспорт нефти в современных супертанкерах водоизмещением несколько сотен тысяч тонн. Именно дешевизной транспорта нефти объясняется тот факт, что цена на нефть почти неизменна в любой точке земного шара.

Более дорогим является транспорт газа по газопроводам. Это объясняется тем, что при транспортировке по ним газа наблюдаются большие затраты энергии в газовых компрессорах. Эти компрессоры устанавливаются на длинных магистральных газопроводах на расстоянии 100—150 км друг от друга для того, чтобы поддерживать в нем постоянное оптимальное давление [$(75 \div 100) \cdot 10^5$ Па)]. Количество и дальность транспортирования газа определяют в этом случае оптимальный диаметр газопровода, который увеличивается по мере возрастания первого параметра. В современных условиях на газовых магистралях, доставляющих природный газ от мощных месторождений к крупным центрам потребления, используются газопроводы диаметром до 1,5 м. При давлении газа $75 \cdot 10^5$ Па и скорости его течения 10 м/с по таким газопроводам в год можно передать около 32 млрд. $м^3$, или в пересчете на теплоту сгорания около 10^{15} кДж/год, что в электроэнергетическом эквиваленте соответствует $85 \cdot 10^9$ кВт·ч электроэнергии (при КПД энергоустановки 30%). Это почти столько, сколько вырабатывают в расчетных условиях все пять ныне действующих гидроэлектростанций Ангаро-Енисейского каскада ($92 \cdot 10^9$ кВт·ч).

Однако стоимость газа с учетом затрат на его транспортировку оказывается для далеко расположенного потребителя существенно выше, чем вблизи места добычи.

Напомним для сравнения, что уникальный газопровод Уренгой—Помары—Ужгород длиной 4451 км и диаметром 1420 мм способен транспортировать 32 млрд. $м^3$ западно-сибирского газа в год. При этом на газопроводе для поддержания постоянного давления газа $75 \cdot 10^5$ Па (75 атм) действует 41 компрессорная станция общей мощностью 3000 МВт.

При сооружении такого газопровода строителям пришлось преодолевать многочисленные и весьма значительные трудности. Только за 14 мес. строительства было использовано 3 млн. т труб (ежемесячно в среднем укладывалось 370 км труб), выполнено 130 млн. $м^3$ земляных и скальных работ, для чего пришлось создавать новые специальные машины, так же как и для перевозки труб и их сварки. Строителям пришлось преодолеть две горные цепи — Урал и Карпаты, перебросить газопровод примерно через 600 рек, в том числе через такие многоводные, как Обь (3 км шириной), Кама, Волга, Дон и Днепр, а также через озера и водохранилища (всего более 200 км подводных газопроводов).

Любопытно отметить, что к началу двенадцатой пятилетки общая длина трубопроводов в стране была такой, которой хватило бы 6,5 раза опоясать земной шар по экватору.

Несмотря на имевшийся в СССР большой опыт строительства и эксплуатации мощных газопроводов сооружение их в сложных геологических и климатических условиях встретило ряд технических трудностей, которые проектировщикам и строителям пришлось преодолевать в сжатые сроки. Эти трудности появились прежде всего при прокладке газопроводов в северных районах Западной Сибири, где температура воздуха нередко опускается до —60° С. В этих условиях обычные конструкционные стали (легированные слишком дорогие) уже при температуре —40° С теряют вязкость, становятся хрупкими и являются практически неработоспособными. Преодолевая эту трудность, отечественные специалисты создали новую дешевую сталь (карбонитридную), допускающую ее применение при температуре —70° С с одновременным повышением прочности на 20—30% против углеродистой. Из этой стали изготовляется и вся необходимая северная техника.

Наиболее дешевым способом прокладки газопровода является подземный. Однако в сложных геологических условиях вечной мерзлоты укладывать газопроводы в замерзший грунт нельзя, так как более теплый газ, подогревая грунт, превратит траншею в водосточную канаву. Использование при этом обычных способов теплоизоляции лишь затормозит этот процесс, но не устранит его. Эту трудность успешно преодолели путем снижения темпе-

чающееся при этом уплотнение газа позволяет значительно увеличить производительность газопровода.

Однако охлаждение газа в масштабе нескольких миллиардов кубометров явилось само по себе достаточно сложной технической проблемой, потребовавшей создания очень большой мощности холодильников.

Одним из путей увеличения пропускной способности газопровода является повышение в нем давления. Однако это влечет за собой увеличение толщины стенок труб. Так, при диаметре трубопровода 1400 мм повышение в нем давления с $75 \cdot 10^5$ до $100 \cdot 10^5$ Па повлечет за собой увеличение толщины стенок с 18 до 25 мм и более. Изготовить такие трубы достаточно сложно. Однако в Советском Союзе разработана технология изготовления труб путем навивки их из относительно тонкой (4 — 6 мм) полосы спиралью в несколько слоев. Такие многослойные трубы не только проще в технологии изготовления, но и значительно повышают прочность, а следовательно, и надежность эксплуатации. Они не подвержены угрозе лавинного разрушения, когда первоначальное малое отверстие в трубе превращается в многометровый ее разрыв. Устранение подобных аварий крайне затруднительно в условиях Крайнего Севера.

Новые возможности увеличения производительности газопроводов появляются в связи с перекачкой газа в сжиженном состоянии. В результате создающегося при этом сильного уплотнения газа пропускная способность газопровода увеличивается в 4—5 раз. Сжиженный природный газ — криогенная жидкость, имеющая температуру кипения примерно 110 К. Из одного объема этой жидкости в результате регазификации образуется 600 объемов обычного газа.

По газопроводу диаметром 1420 мм можно транспортировать в год около 100 млрд. $м^3$ сжиженного газа, что более чем в 3 раза повышает производительность газовых магистралей в обычных условиях. При этом примерно в 3—4 раза снижаются металлозатраты.

Сравнительно недорогим оказывается железнодорожный транспорт твердого топлива. Однако в этом случае стоимость транспортировки его уже зависит от качества топлива, т. е. теплоты сгорания. Сказанное легко проиллюстрировать следующим примером. Пусть транспортируется по электрифицированной железной дороге два вида углей — один с теплотой сгорания A кДж/т, а другой — с теплотой B кДж/т, причем $A>B$. Тогда при перемещении одинаковой массы этих углей на одно и то же расстояние будет затрачено одинаковое количество электроэнергии, а следовательно, и денежных средств на ее потребление. Но так как энергетически эффективность единицы массы первого вида углей выше, чем второго, то, следовательно,

новкой на месте их потребления, в первом случае будет дешевле, чем во втором, т. е. транспортировка угля с большей калорийностью будет более выгодна, чем угля с меньшей калорийностью. Ясно, что это положение будет тем сильнее проявляться, чем выше стоимость и протяженность транспортировки.

Таким образом, при использовании низкокалорийного топлива (например, бурых углей) может оказаться более целесообразным транспортировать электроэнергию, получаемую от его сжигания на месте добычи, а не само топливо. Это положение особенно важно, когда транспорт топлива осуществляется на большие расстояния. Именно так обстоит дело с использованием экибастузских и канско-ачинских углей.

Возможен и другой способ транспорта угля, заключающийся в том, что на месте добычи он перерабатывается в более калорийное топливо, которое и транспортируется к месту потребления. В этом случае становится особенно рентабельным транспорт улучшенного топлива по трубопроводам, включая контейнерный.

В ЭНИН им. Г. М. Кржижановского разработан метод комплексной технологической переработки канско-ачинских углей, при котором получают высококалорийный коксик и жидкий беззольный мазут. Такие топлива уже рентабельно перевозить на дальние расстояния.

По трубопроводам возможен транспорт угля и без облагораживания. В этом случае высокопроизводительные мельницы размельчают уголь, который затем смешивается с водой, и получающаяся водоугольная пульпа передается в пункты назначения, где вода отделяется, а угольные частицы высушиваются до необходимой кондиции. Несмотря на внешнюю привлекательность такого способа транспорта угля он не получил пока развития в широких масштабах. К тому имеются свои причины: при увеличении концентрации угля выше некоторой критической резко возрастает гидравлическое сопротивление, а следовательно, энергоемкость установки и гидротранспорт становится неэффективным. Кроме того, установки для приготовления пульпы громоздки и сравнительно дороги.

Экономические показатели трубопроводного транспорта повышаются с увеличением диаметра труб и количества транспортируемого груза. Так, расчеты показывают, что по углепроводу диаметром 4120 мм можно транспортировать до 37 млн. т угля в год и эксплуатационные затраты при этом будут ниже, чем при перевозке угля железнодорожным транспортом и даже при использовании специализированной железнодорожной магистрали высокой пропускной способности.

Есть и другие способы транспорта угля по трубопроводам. Трубопроводный транспорт (включая контейнерный) для перевозки угля считается весьма перспективным как с технической,

так и с экономической точки зрения. Подсчитано, что уголь из Красноярского края по трубам большого диаметра приходил бы в европейскую часть Советского Союза в 10 раз быстрее и к тому же такая транспортировка была бы дешевле, чем по железной дороге.

Ядерное топливо для современных АЭС добывается в основном из урановой руды. АЭС мощностью 1000 МВт потребляет в год всего около 1 т топлива в готовом виде, в то время как современная ГРЭС той же мощности сжигает $4 \cdot 10^6$ т угля. Отсюда следует, что для АЭС не возникает проблемы непрерывного транспорта топлива, требуется лишь строжайшее соблюдение особых мер безопасности. Однако проблема все же имеется, и она заключается в транспортировке и захоронении чрезвычайно опасных отходов атомного производства, сосредоточенных, главным образом, в отработавших твэлах. Эти твэлы сначала погружаются в специальные бассейны с водой (бассейны выдержки) определенного уровня. Затем, после того как радиоактивность твэлов снизится до некоторого установленного порога, их с особыми мерами предосторожности транспортируют на заводы переработки, а оттуда после переработки остатки с не меньшими мерами предосторожности отвозят на захоронение. В этих перевозках и заключается основная проблема транспорта отходов АЭС.

9.3. Транспорт электроэнергии

9.3.1. ТРАНСПОРТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ВЫСОКОВОЛЬТНЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОДЗЕМНЫМ КАБЕЛЯМ

Наряду с крупномасштабным транспортом традиционных первичных энергоносителей (ископаемых топлив) необходимо использовать и транспорт электроэнергии, т. е. вторичной энергии.

Разделим условно все способы передачи электроэнергии на традиционные и нетрадиционные. К первой группе относятся передачи по высоковольтным линиям электропередачи (ВЛ) и подземным кабелям. Вторая группа включает в себя газонаполненные (газоизолированные) криогенные сверхпроводящие линии электропередачи, а также передачу электромагнитным излучением.

Воздушные линии электропередачи состоят из проводов и опор, на которых они подвешиваются (крепятся). ВЛ являются одними из основных звеньев электрических систем и вместе с электрическими подстанциями образуют электрические сети.

Так же как и для любой системы транспорта, для ВЛ прежде всего важна такая характеристика, как пропускная спо-

собность, т. е. та мощность или количество электроэнергии, которые могут быть переданы потребителю по линии при отсутствии каких-либо нарушений ее эксплуатационных качеств.

Пропускная способность ВЛ определяется допустимым значением плотности тока, т. е. током, приходящимся на единицу площади поперечного сечения провода. Из определения плотности тока следует, что она не зависит от напряжения в линии, но пропускная способность линии возрастает с ростом напряжения. Пропускная способность трехфазной линии переменного тока определяется по формуле

$$P=3VI\cos\varphi, \qquad (9.1)$$

где V — фазовое напряжение, I — ток в проводе; $\cos\varphi$ — величина, определяемая соотношением активного сопротивления, емкости и индуктивности линии.

Пусть площадь сечения провода S в сравниваемых линиях разного напряжения одинакова. Тогда в силу равенства оптимальных плотностей тока i должны быть равны и полные токи:

$$I=iS. \qquad (9.3)$$

Если в первом приближении считать, что $\cos\varphi$ не зависит от напряжения, то

$$P=3VI\cos\varphi=AV, \qquad (9.3)$$

где A — постоянный коэффициент. Таким образом, пропускные способности ВЛ одинакового сечения относятся между собой как фазовые напряжения.

Пропускную способность ВЛ более низкого напряжения можно увеличить и за счет увеличения площади сечения провода. Однако при этом, во-первых, на одну и ту же передаваемую мощность придется увеличить количество проводникового материала (обычно используется алюминий), а во-вторых, в линии низкого напряжения увеличатся потери на нагрев провода пропорционально квадрату тока. Выбор оптимальной плотности тока производится на основании технико-экономических соображений.

По значению номинального напряжения различают ВЛ низкого (до 1 кВ), среднего (3—35 кВ), высокого (110—220 кВ), сверхвысокого (330—1000 кВ) и ультравысокого (свыше 1000 кВ) напряжения. Стандартными номинальными напряжениями в СССР являются 35, 110, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ.

Вторым путем увеличения пропускной способности линии является увеличение количества параллельно идущих линий.

При эксплуатации линий электропередачи в них могут возникнуть перенапряжения от удара молний или в результате различных коммутационных переключений. Чтобы предохранить

разрушение изоляции линий и аппаратуры, предусматриваются специальные средства защиты.

При больших напряжениях наблюдается интенсивный разряд вокруг проводов — корона. Появление ее влечет за собой возникновение радиопомех и потерь энергии. На корону приходится четвертая часть всех потерь в проводах (две трети идут на нагрев). Чтобы уменьшить нежелательное влияние короны на передачу электроэнергии, используют разделение провода (фазы) на несколько проводов. Однако от этого линии становятся более громоздкими и дорогими.

Увеличение габаритов линий электропередачи и особенно количества параллельных линий влечет за собой увеличение площади отчуждаемых земель. Ширина полосы отчуждения достигает 100—600 м, что приводит к потере от 10 до 60 га земель на каждом километре линии. В СССР линии передачи номинальным напряжением 35—500 кВ занимают более 15 000 км^2. Только две цепи ВЛ 750 кВ протяженностью 1500 км занимают полосу отчуждения, равную территории Москвы.

Поскольку ВЛ создают электромагнитные поля, отрицательно сказывающиеся на здоровье человека, необходимо провода размещать на достаточно высоких опорах, а в полосах отчуждения запрещать строительство жилья и вообще длительное пребывание человека.

В связи с относительно большими потерями в ВЛ и высокими капитальными затратами на их сооружение стоимость транспорта энергии в виде электроэнергии по линиям переменного тока обычно оказываются значительно выше, чем при трубопроводном транспорте жидких и газообразных топлив.

Вторым традиционным способом передачи электроэнергии потребителям является передача постоянным током.

Применение этого способа для передачи электроэнергии на большие расстояния оказывается более выгодным, чем передача по ВЛ переменного тока. Это, в частности, объясняется тем, что сопротивления ВЛ переменного тока состоят из омического, емкостного и индуктивного, в то время как сопротивление ВЛ постоянного тока — только из омического. В результате этого падение напряжения в линии одной и той же длины при постоянном токе будет меньше, чем при переменном, и как следствие при одинаковом напряжении в линиях пропускная способность ВЛ постоянного тока может быть увеличена примерно вдвое по сравнению с ВЛ переменного. Кроме того, ВЛ постоянного тока более предпочтительны при межсистемных связях, так как при этом связываемые системы необязательно синхронизировать и управлять по частоте. Это делает связи и параллельную работу систем более надежными.

Однако у линии электропередачи постоянного тока есть один крупный недостаток. Она требует установки на концевых участках

преобразователей, преобразующих сначала переменный ток в постоянный, а затем наоборот — постоянный в переменный. Это, с одной стороны, несколько снижает надежность передачи и удорожает ее, а с другой, исключает возможность промежуточных отборов электроэнергии.

В СССР вот уже более 20 лет эксплуатируется опытная линия постоянного тока с напряжением 800 кВ (±400 кВ), соединяющая Волгоград с Донбассом. Линия позволяет передавать около 700 МВт. Строится линия Экибастуз — Тамбов напряжением 1500 кВ (±750 кВ) длиной 2400 км с пропускной способностью 6000 МВт.

Наряду с рассмотренными выше воздушными линиями электропередачи переменного и постоянного тока используются подземные кабельные линии. Они используются главным образом в крупных городах, где воздушные ВЛ не могут быть применены из-за высокой стоимости городской земли, а также из-за проблем, связанных с техникой безопасности и охраной окружающей среды.

Одним из основных требований, предъявляемых к кабельным линиям, является также обеспечение высокой пропускной способности. Так же как и для воздушных линий, пропускная способность кабельных линий растет с ростом напряжения. В Советском Союзе изготовляются кабели на напряжения до 750 кВ. Пропускная способность кабелей ограничивается его температурным режимом, при котором выделяемая теплота влияет на окружающую среду. Отметим, что эта теплота связана не только с джоулевыми потерями в токоведущих проводниках, но и с электрическими потерями в изоляции. Это приводит к тому, что увеличение площади поперечного сечения собственно проводника лишь незначительно увеличивает его пропускную способность, так как при этом увеличивается толщина внешнего защитного слоя, а следовательно, и потери в кабельной линии. Немаловажно и то, что охлаждение обычных наиболее распространенных кабелей с бумажно-масляной изоляцией является весьма затруднительным. Поэтому пропускная способность кабелей хотя и может быть достаточно высокой, но вряд ли сможет быть выше некоторого предельного значения (видимо, 1000 МВт). Следует отметить также, что стоимость существующих кабелей значительно (более чем в 12 раз) превышает стоимость воздушных ВЛ той же пропускной способности. Однако подчеркнем еще раз, что для городских электросетей кабельные линии пока являются единственно оправданным способом транспорта электроэнергии. К тому же кабельные линии непрерывно совершенствуются: уже созданы кабели с твердожидкостной изоляцией, имеющие значительную пропускную способность (1500 МВт при 400 кВ).

Другим направлением в повышении пропускной способности ВЛ является использование настроенных линий электропе-

редачи. Теоретические и экспериментальные исследования на электродинамических моделях показали, что настроенные линии электропередачи имеют высокий предел передаваемости мощности. Объединенным диспетчерским управлением ЕЭС европейской части СССР при участии многих научных организаций были проведены широкомасштабные натурные испытания по проверке нагрузочных характеристик настроенных линий электропередачи, условий появления самораскачивания и возможности ликвидации качаний с помощью регуляторов сильного действия. Энергия передавалась по линиям электропередачи 500 кВ, настроенным на полуволну, от Волжских ГЭС им. Ленина и им. XXII съезда КПСС в Москву и на Урал. Испытания показали принципиальную возможность осуществления настроенных электропередач.

Другая возможность увеличения пропускной способности ВЛ заключается в создании передачи пульсирующего тока, при которой на каждую из трех фаз линии переменного тока накладывается постоянное напряжение. В настоящее вемя всесторонне исследуется поведение трансформаторов и высоковольтной аппаратуры при воздействии на них пульсирующего напряжения, а также изучается возможность разработки специальных регулирующих устройств, релейной защиты и другой аппаратуры как звена переменного и постоянного тока.

9.3.2. КРИОГЕННЫЕ И СВЕРХПРОВОДЯЩИЕ ЛИНИИ

Создание ВЛ весьма высокой пропускной способности основано на использовании двух изестных физических явлений. Первое состоит в том, что электрическое сопротивление чистых металлических проводников с уменьшением температуры очень сильно снижается. Так, сопротивление меди чистотой 99,999 при температуре жидкого азота (77 К или — 196° С) меньше примерно в 8 раз, чем при комнатной температуре, а при температуре жидкого гелия (4,2 К или — 269° С) — более чем в 1000 раз.

Второе явление сводится к тому, что электрическое сопротивление ряда чистых металлов, а также сплавов при некоторой весьма низкой температуре (порядка нескольких градусов Кельвина) скачком падает до нуля. Температура, при которой для данного проводника происходит этот переход, называется критической.

Оба эти явления послужили основой для создания криогенных ВЛ, которые позволяют получить достаточно высокую плотность потока энергии (10^8—10^{11} Вт/см^2) при сравнительно низких рабочих напряжениях, незначительных потерях мощности (КПД 98—99%) и малых габаритах.

На основе использования первого явления создаются криогенные (криопроводящие) кабели (КПК) с жилами из металлов,

не переходящих в сверхпроводящее состояние в диапазоне 20—120 К. Для охлаждения таких жил могут быть использованы следующие хладагенты: метан, кислород, аргон, азот, неон и водород, температуры кипения которых при атмосферном давлении соответственно равны 117,7; 90,2; 87,3; 77,3; 27,2; 21,2 К.

Основными элементами криогенной кабельной линии являются собственно криогенный кабель, токовводы, обеспечивающие переход токопроводящих жил из холодной зоны в зону нормальных температур, и рефрижераторные установки (часть холодильной установки, где происходит испарение жидкости и получение низкой температуры). Принципиальная схема криогенной кабельной линии представлена на рис. 9.1.

Схематично конструкция криопроводящего кабеля выглядит так (рис. 9.2): в жестких теплоизоляционных оболочках размещаются три (по числу фаз) гибкие токоведущие жилы из алюминиевых проволок, навитых на опорную спираль или трубку, внутреннее пространство которых служит каналом для прокачки прямого потока хладагента (например, азота). Тем самым жилы охлаждаются до криогенной температуры. Свободное пространство в оболочке холодной зоны используется для обратного потока.

Чтобы создать теплоизоляцию от окружающей среды, вся эта конструкция помещается в защитную трубу большого диаметра и в полученном пространстве между этими трубами создается вакуум. Внешний диаметр кабеля такой конструкции на

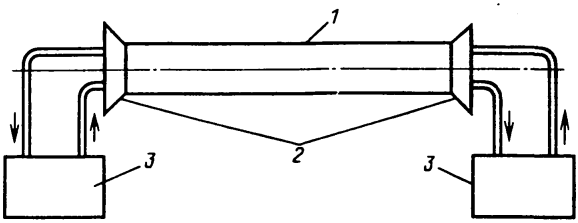


Рис. 9.1. Принципиальная схема криогенной кабельной линии:
1 — криогенный кабель; *2* — токовводы; *3* — рефрижераторная установка

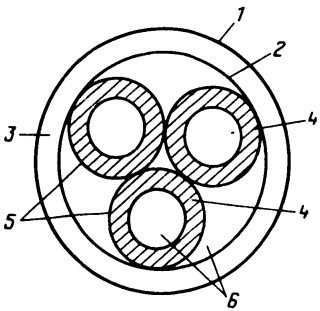


Рис. 9.2. Конструкция криопроводящего кабеля:
1 — внешняя защитная труба; *2* — оболочка холодной зоны; *3* — вакуум; *4* — многожильный алюминиевый проводник; *5* — теплоизоляционные оболочки; *6* — каналы прокачки

напряжение 500 кВ и номинальную мощность 3500 МВ·А составляет примерно 0,5 м.

Прямые электрические потери в криогенных ВЛ даже при температуре азота примерно в 10 раз меньше, чем при комнатных, а при температуре водорода — уже в 100 раз. Однако исследования показывают, что создание и применение подобных ВЛ при температуре азота не дает существенных преимуществ по сравнению с обычными высоковольтными линиями. При температуре водорода криогенные ВЛ обеспечивают увеличение пропускной способности примерно в 3 раза по сравнению с воздушной ВЛ и в 8 раз по сравнению с традиционным подземным кабелем с бумажно-масляной изоляцией. Это уже существенно.

Но криогенные линии пока еще очень дороги, что объясняется необходимостью больших затрат на сверхпроводящие материалы, проводниковые материалы высокой чистоты, хладагенты, рефрижераторные установки и тепловую изоляцию. Экономически оправдываемая мощность криогенного кабеля очень велика, поэтому область использования их пока ограничена. Вводить их, скажем, даже в крупные города может оказаться нецелесообразным. Другим недостатком криогенных линий является то, что криогенное оборудование, необходимое для поддержания низких температур, требует больших затрат энергии.

Иное направление разработки криогенных линий сводится к использованию материалов, обладающих способностью полностью терять электрическое сопротивление при снижении температуры ниже критического значения. По такому сверхпроводнику постоянный ток будет передаваться без потерь, а переменный — почти без потерь. Но без потерь энергии не будет и потерь тепла, за счет которых нагревался бы изнутри жидкий хладагент. Использование этого явления приводит к тому, что такого рода сверхпроводник, несмотря на более высокие расходы по его прокладке, становится более рентабельным, чем описанный выше криогенный кабель, температура охлаждения которого на 70° С выше. В сравнении с обычными подземными силовыми кабелями его пропускная способность в 15 раз выше.

В связи с этим в настоящее время широким фронтом идет поиск новых сверхпроводящих материалов с такой критической температурой, которая позволила бы использовать в качестве хладагента водород или какой-либо другой более дешевый элемент, чем гелий. Уже получены материалы на основе соединений ниобий — германий и ниобий — алюминий — германий с критическими температурами до 23 К, и это позволяет использовать в качестве хладагента водород. Конструктивно такие сверхпроводящие линии принципиально ничем не отличаются от криопроводящих кабелей. В качестве хладагента используется гелий.

Как показывают исследования, расчетные затраты на пере-

дачу электроэнергии по сверхпроводящим линиям меньше, чем по обычным высоковольтным кабелям. По сравнению с воздушными ВЛ сверхпроводящие линии еще дороги, но их основным достоинством будет отсутствие отчуждения больших площадей земли, что особенно важно в густо населенных районах.

Разрабатываются сверхпроводящие кабели переменного и постоянного тока для передачи мощности 5—10 ГВт при напряжении до 500 и 1200 кВ соответственно.

Особое значение для электроэнергетики представляет возможность создания сверхпроводящих линий, работающих при комнатной температуре. Это уже не такая далекая фантазия. Вспомним, что недавно открыта сверхтемпературная (около 100 К) сверхпроводимость некоторых керамических материалов. Достижение практической реализации этого открытия совершенно по-иному поставит всю проблему производства и передачи электроэнергии.

9.3.3. ДРУГИЕ СПОСОБЫ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Трудно себе представить, что даже в далеком будущем удастся энергетическую установку совместить с местом потребления вырабатываемой ею энергии. Так же невозможно приблизить всех потребителей первичной энергии к месту ее добычи. Поэтому проблема транспорта энергетических ресурсов и электроэнергии будет всегда. Более того, острота ее будет возрастать, коль скоро и далее будет наблюдаться укрупнение потребителей энергетических ресурсов и генераторов энергии. Пытаться однозначно предсказать пути развития транспорта энергии в далеком будущем — дело рискованное. Известно, например, что в свое время гениальный изобретатель Эдисон утверждал, что у переменного тока нет никакой перспективы, так как он, по его мнению, и опасен, и сложен, и конструктивно неудобен.

В то же время анализ современных тенденций развития энергетики и способов транспорта энергии, включая передачу электроэнергии, позволяет сделать некоторые научно достаточно обоснованные предположения о его будущих основных направлениях развития. Видимо, нет оснований сомневаться в том, что стремление человечества найти новые, более прогрессивные пути транспорта энергии по-прежнему заключается в необходимости снижения его стоимости, повышения пропускной способности и сохранения в природе экологического равновесия.

Наиболее дешевым видом транспорта энергии является, как уже отмечалось, трубопроводной. По американским данным стоимость передачи энергии 10^6 кДж в виде газа по трубопроводам в 7 раз ниже, чем по ВЛ переменного тока. Поэтому трубопроводный транспорт станет главным объектом исследования ученых и конструкторов. Одновременно будет интенсивно

исследоваться идея о возможности передачи электроэнергии без проводов.

В настоящее время в стадии теоретических и экспериментальных исследований находятся различные способы передачи больших количеств электроэнергии без проводов. Отметим среди них способ, основанный на известном в радиотехнике явлении, заключающемся в том, что в диапазоне высокочастотных колебаний есть «окно» (при частоте 2—3 ГГц), которое можно использовать для передачи на большие расстояния огромной мощности. Исследования показывают (см. п. 7.2.2), что, используя это явление, можно, преобразуя солнечную энергию в электрическую, передавать последнюю на дальние расстояния. С этой целью используются космические солнечные электростанции (КСЭС).

Есть и другой способ использовать спутники для передачи электроэнергии. Заключается он в следующем. Запускаются два геоцентрических спутника, расположенных друг от друга на требуемом для передачи электроэнергии расстоянии. Первый, находящийся над мощной электростанцией, энергию которой следует передать с помощью ультравысоких радиоволн принимает с Земли указанную энергию и таким же образом передает ее другому спутнику. В свою очередь этот спутник по ультравысокочастотному каналу передает принятую энергию в конечный пункт. Такой способ передачи электроэнергии полностью устраняет ее потери и уменьшает отчуждение земель, неизбежное при использовании обычных ВЛ, а также позволяет сэкономить большое количество материала (в том числе цветного металла).

Известны также опыты передачи электроэнергии с помощью электромагнитного излучения и без использования спутниковых СЭС, например передача электроэнергии с помощью микроволн по трубчатым волноводам. Такие волноводы представляют собой тонкостенную трубу из стали или пластмассы с внутренней поверхностью, покрытой медью или алюминием. Мощность, передаваемая по волноводу при данной частоте, зависит от напряженности электрического поля в трубе и ее сечения. Потери в волноводе определяются током, проходящим по очень тонкому слою его внутренней поверхности. Чтобы исключить образование паразитных волн, на конструкцию волновода накладывают жесткие требования по допустимой кривизне трассы (радиус кривизны должен быть не менее 900—1000 м), неизменности радиуса трубы и чистоте обработки внутренней поверхности.

Современная тенденция развития энергетики неизбежно будет приводить в перспективе к дальнейшей централизации электроэнергетического производства. Следовательно, непрерывно будут возрастать и необходимость передачи электроэнергии

на расстояние, а с ней вместе и дальнейшие поиски новых способов ее осуществления и совершенствования существующих.

Контрольные вопросы

1. Какой самый дешевый вид транспорта энергии?
2. Почему энергоэкономическая эффективность использования твердого топлива при перевозке его железнодорожным транспортом зависит от энергетических качеств топлива?
3. Какова технология транспорта угля по трубопроводам?
4. В каких случаях передача электроэнергии постоянным током более выгодна, чем переменным?
5. Недостатки передачи электроэнергии подземным кабелем.
6. От чего зависит пропускная способность ВЛ?
7. В чем сущность передачи электроэнергии по криогенным кабелям?

Темы рефератов

1. Транспорт первичных ресурсов.
2 Современные способы передачи электроэнергии.
3. Криогенная техника в электроэнергетике.

Заключение

В книге рассмотрен общий круг вопросов, охватывающих первоначальную подготовку специалистов-гидроэлектроэнергетиков в техническом вузе. Некоторые из них рассмотрены более широко, чем требуется в учебной программе, но это оправдывается тем, что книга может быть полезна студентам других специальностей, а также и в процессе изучения общих курсов гидроэнергетики, особенно по вечерней форме обучения.

При сохранении существующих технологий и темпов роста производства электроэнергии масштабы мировой энергетики непременно достигнут такого уровня, при котором ее взаимодействие с окружающей средой может стать соизмеримым с естественными планетарными процессами, охватывающими всю биосферу. Вследствие ограниченности топливно-энергетических ресурсов и их непрерывного удорожания эти процессы тесно связаны с необходимостью совершенствования структуры потребляемых энергетических источников и осуществления энергосберегающей политики. В этих условиях современная энергетика становится одной из основных отраслей народного хозяйства, обеспечивающих почти всю его экономическую эффективность.

Первое знакомство студентов энергетических специальностей с глобальными проблемами энергетики, а также формирование у них творческого подхода при их решении происходит при изучении курса «Введение в специальность», значимость которого важна для всего последующего процесса обучения и становления будущего специалиста. Сознавая это обстоятельство, авторы старались содержание книги и методику изложения материала соотнести с этими задачами возможно лучшим образом.

В двенадцатой пятилетке осуществлено дальнейшее развитие гидроэнергетики. Это выдвигает новые требования по подготовке инженерных кадров, способных обеспечить непрерывное повышение энергоэкономической эффективности гидроэнергетики, с тем чтобы гидроэлектростанции и в дальнейшем остались наиболее надежным, мобильным и экономичным источником электрической энергии.

Список литературы

Основной

1. **Материалы** XXVII съезда КПСС. М.: Политиздат, 1986.
2. **План** электрификации РСФСР. М.: Госполитиздат, 1955.
3. **Веников В. А., Путятин Е. В.** Введение в специальность, М.: Высшая школа, 1988.
4. **Гидроэнергетика**/Под ред. В. И. Обрезкова. М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. **Гидроэнергетика** и комплексное использование водных ресурсов СССР/ Под ред. П. С. Непорожнего. М.: Энергоиздат, 1982.
6. **Малинин Н. К.** Теоретические основы гидроэнергетики. М.: Энергоатомиздат, 1985.
7. **Основные** положения Энергетической программы СССР на длительную перспективу. М.: Политиздат, 1984.
8. **Петросьянц А. М.** Атомная энергетика в науке и промышленности. М.: Энергоатомиздат, 1984.
9. **Современные** проблемы энергетики/Под ред. Д. Г. Жимерина. М.: Энергоатомиздат, 1984.
10. **Технический** прогресс энергетики СССР/Под ред. П. С. Непорожнего. М.: Энергоатомиздат, 1986.
11. **60 лет** Ленинского плана ГОЭЛРО/Под ред. П. С. Непорожнего. М.: Энергия, 1980.
12. **Энергетика** мира/Под ред. П. С. Непорожнего и В. И. Попкова. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Дополнительный

К главе 1

13. **Белоусов В. Н., Копытин Ю. В.** Пути экономии энергоресурсов в народном хозяйстве. М.: Энергоатомиздат, 1986.
14. **Бесчинский А. А., Коган Ю. М.** Экономические проблемы электрификации. М.: Энергоатомиздат, 1983.
15. **Более** чем достаточно/Под ред. Р. Кларка. М.: Энергоатомиздат, 1984.
16. **Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А.** Энергетика в современном мире. М.: Знание, 1986.
17. **Веников В. А., Шнейберг Я. А.** Мировоззренческие и воспитательные аспекты преподавания технических дисциплин. М.: Высшая школа, 1979.
18. **Глобальная** энергетическая проблема/Под ред. И. Д. Иванова. М.: Мысль, 1985.
19. **Ион Д. С.** Мировые энергетические ресурсы/Под ред. А. С. Астахова. М.: Недра, 1984.
20. **Карцев В. Л., Хазанский А. М.** Тысячелетие энергетики. М.: Знание, 1984.
21. **Пьер Агресс.** Ключи экологии. М.: Гидрометеоиздат, 1982.

22. **Стырикович М. А., Шпильрайн Э. Э.** Энергетика, проблемы и перспективы. М.: Энергоиздат, 1981.
23. **Телдеши Ю., Лесны Ю.** Мир ищет энергию: Пер. со словацкого/Под ред. Ю. А. Мазитова. М.: Мир, 1984.
24. **Энергетика** СССР в 1986—1990 годах/Под ред. А. А. Троицкого. М.: Энергоатомиздат, 1987.
25. **Энергетический** комплекс СССР/Под ред. Л. А. Мелентьева и А. А. Макарова. М.: Высшая школа, 1983.

К главе 2

26. **Волков Э. П., Ведяев В. А., Обрезков В. И.** Энергетические установки электростанций/Под ред. Э. П. Волкова. М.: Энергоатомиздат, 1983.
27. **Гидроэнергетические** установки/Под ред. Д. С. Щавелева. Л.: Энергоиздат, 1981.
28. **Гидроэлектрические** станции/Под ред. В. Я. Карелина и Г. И. Кривченко. М.: Энергоатомиздат, 1987.
29. **Гиршвельд В. Я., Князев А. М., Куликов В. Е.** Режимы работы и эксплуатация ТЭС. М.: Энергия, 1980.
30. **Карелин В. Я., Волшаник В. В.** Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986.
31. **Основы** управления энергетическим производством/В. Р. Окороков, Л. И. Албегова, Л. П. Подалко и др.; Под ред. В. Р. Окорокова. М.: Высшая школа, 1987.
32. **Приливные** электростанции/Под ред. Л. Б. Бернштейна. М.: Энергоатомиздат, 1987.
33. **Промышленные** тепловые электростанции/Под ред. Е. Я. Соколова. М.: Энергия, 1979.
34. **Стерман Л. С., Тевлин С. А., Шарков А. Т.** Тепловые и атомные электростанции/Под ред. Л. С. Стермана. М.: Энергоиздат, 1982.

К главе 3

35. **Авакян А. Б., Салтанкин В. П., Шарапов В. А.** Водохранилища. М.: Мысль, 1987.
36. **Введение** в гидротехнику/Под ред. А. Л. Можевитинова. М.: Энергоатомиздат, 1984.
37. **Вендров С. Л.** Жизнь наших рек. Л.: Гидрометеоиздат, 1986.
38. **Елаховский С. Б.** Гидроэлектростанции в водохозяйственных системах. М.: Энергия, 1979.
39. **Использование** водной энергии/Под ред. Д. С. Щавелева. Л.: Энергия, 1976.
40. **Комплексное** использование и охрана водных ресурсов/Под ред. О. Л. Юшманова. М.: Агропромиздат, 1985.
41. **Кривченко Г. И.** Гидравлические машины. М.: Энергоатомиздат, 1983.
42. **Лаукс Д., Стединжер Дж., Хейт Д.** Планирование и анализ водохозяйственных систем: Пер. с англ./Под ред. Г. В. Воропаева и А. Л. Великанова. М.: Энергоатомиздат, 1984.
43. **Соколов А. А.** Вода: проблемы на рубеже XXI века. Л.: Гидрометеоиздат, 1986.

К главе 4

44. **Бабаев Н. С., Демин В. Ф., Ильин Л. А. и др.** Ядерная энергетика, человек и окружающая среда/Под ред. А. П. Александрова. М.: Энергоатомиздат, 1984.
45. **Васильев Ю. С., Хрисанов Н. И.** Экологические аспекты гидроэнергетики. Л.: Изд-во ЛГУ, 1985.

46. **Вергун В. А.** Экологические проблемы в системе международных экологических отношений. Киев: Вища школа, 1985.
47. **Воробьев Б. В., Косолапов Л. А.** Водотоки и водоемы: взаимосвязь экологии и экономики. Л.: Гидрометеоиздат, 1987.
48. **Козлов В. Б.** Энергетика и природа. М.: Мысль, 1985.
49. **Моисеев Н. Н., Александров В. В., Тарко А. М.** Человек и биосфера. М.: Наука, 1985.
50. **Новиков Ю. В.** Охрана окружающей среды. М.: Высшая школа, 1987.
51. **Рихтер Л. А., Волков Э. П., Покровский В. Н.** Охрана водного и воздушного бассейна от выбросов ТЭС. М.: Энергоиздат, 1981.
52. **Плотников В. В.** На перекрестках экологии. М.: Мысль, 1985.
53. **Скалкин Ф. В., Канаев А. А., Копп И. З.** Энергетика и окружающая среда. М.: Энергоиздат, 1981.
54. **Соломина С. Н.** Взаимодействие общества и природы (философские проблемы). М.: Мысль, 1983.
55. **Фролов И. Т.** Перспективы человека. М., Политиздат, 1983.

К главе 5

56. **Асарин А. Е., Бестужева К. Н.** Водно-энергетические расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1986.
57. **Будзко И. А., Веников В. А.** Современные проблемы энергетики. М.: Знание, 1982.
58. **Мелентьев Л. А.** Очерки истории отечественной энергетики. М.: Наука, 1987.
59. **Совалов С. А.** Режимы Единой энергосистемы. М.: Энергоатомиздат, 1983.
60. **Тягунов М. Г.** Управление режимами ГЭС/Под ред. В. И. Обрезкова. М.: Изд-во МЭИ, 1984.
61. **Цветков Е. В., Алябышева Т. М., Парфенов Л. Г.** Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах/Под ред. Е. В. Цветкова. М.: Энергоатомиздат, 1984.

К главе 6

62. **Бабурин Б. Л., Файн И. И.** Экономическое обоснование гидроэнергостроительства. М.: Энергия, 1979.
63. **Непорожний П. С.** Гидроэнергетика Сибири и Дальнего Востока. М.: Энергия, 1979.
64. **Современные** проблемы энергетики/Под ред. Д. Г. Жимерина. М.: Энергоатомиздат, 1984.
65. **Технический** прогресс энергетики СССР/Под ред. П. С. Непорожнего. М.: Энергоатомиздат, 1986.

К главе 7

66. **Аугуста Голдин.** Океаны энергии. Источники энергии будущего: Пер. с англ. М.: Знание, 1983.
67. **Вершинский Н. В.** Энергия океана. М.: Наука, 1986.
68. **Ветроэнергетика**/Под ред. Д. де Рензо. М.: Энергоатомиздат, 1982.
69. **Денисенко Г. И.** Возобновляемые источники энергии. Киев: Вища школа, 1983.
70. **Дэвид Росс.** Энергия волн. Л.: Гидрометеоиздат, 1981.
71. **Дэвис Д.** Энергия: Пер. с англ./Под ред. Д. Б. Вольфберга. М.: Энергоатомиздат, 1985.
72. **Коровин Н. В.** Новые химические источники тока. М.: Энергия, 1978.
73. **Мак-Кормик М.** Преобразование энергии волн: Пер. с англ. М.: Энерго-

74. **Обрезков В. И.** Возобновляемые нетрадиционные источники электроэнергии. М.: Изд-во МЭИ, 1987.
75. **Преобразование** солнечной энергии/Под ред. Н. Н. Семенова, А. Ч. Шилова. М.: Наука, 1985.
76. **Шефтер Я. И.** Использование энергии ветра. М.: Энергоатомиздат, 1983.

К главе 8

77. **Астахов Ю. Н., Веников В. А., Тер-Газарян А. Г.** Накопители энергии в электрических системах. М.: Высшая школа, 1989.
78. **Жебит В. А.** Зарубежные разработки технологии аккумулирования энергии в сверхпроводящих накопителях. М.: Информэнерго, 1980.
79. **Стырикович М. А., Шпильрайн Э. Э.** Энергетика. Проблемы и перспективы. М.: Энергия, 1981.
80. **Шпильрайн Э. Э., Малышенко С. П., Кулешова Г. Г.** Введение в водородную энергетику. М.: Энергоатомиздат, 1984.

К главе 9*

81. **Веников В. А.** Нефть, газ, электричество. М.: Знание, 1982.
82. **Зуев Э. Н.** Криогенные линии электропередачи. М.: Изд-во МЭИ, 1982.
83. **Зуев Э. Н.** Газоизолированные линии электропередачи. М.: Изд-во МЭИ, 1979.
84. **СВЧ-энергетика.** Т. 1. Генерирование, передача, выпрямление: Пер. с англ. М.: Мир, 1971.
85. **Тиходеев Н. Н.** Передача электрической энергии Л.: Энергоатомиздат, 1985.

---

* См. также [16].

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Введение 7

В.1. Гидроэнергетика, гидроэлектроэнергетика и курс «Введение в специальность» 7

В.2. Из истории специальности «Гидроэлектроэнергетика» 16

В.3. Научиться учиться в новых условиях 18

Глава 1. **Человечество и энергетика** 29

1.1. Демографические аспекты будущего 29

1.2. Энергетика и энергетические ресурсы 32

1.3. Энергетика и электроэнергетика в жизни человека 42

Контрольные вопросы 47

Темы рефератов 47

Глава 2. **Современные электростанции и энергетические системы** 48

2.1. Классификация электрических станций 48

2.2. Конденсационные электростанции 49

2.3. Теплоэлектроцентрали 57

2.4. Газотурбинные установки 58

2.5. Парогазовые установки 60

2.6. Атомные электростанции 62

2.7. Гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции 73

2.8. Приливные электростанции 77

2.9. Энергетические системы 81

2.10. Эксплуатационные свойства электростанций и их производственная структура 87

2.11. Понятие об ОАСУ «Энергия» и АСУ электростанциями 91

Контрольные вопросы 96

Темы рефератов 96

Глава 3. **Начало гидроэлектроэнергетики** 96

3.1. Вода и водные ресурсы 96

3.2. Элементы гидрологии и работа водного потока 102

3.3. Гидроэнергетические ресурсы 107

3.4. Водохранилища и характеристики бьефов ГЭС 113

3.5. Гидравлические турбины 118

3.6. Состав и компоновка основных сооружений 127

3.7. Водохозяйственная система и комплексное использование водных ресурсов 138

3.8. Регулирование речного стока водохранилищами ГЭС 143

3.9. Работа ГЭС в энергетической системе 151

Контрольные вопросы 164

Темы рефератов 164

Глава 4. **Человек и биосфера** 165

4.1 Природная среда и человек 165

4.2. Энергетика и биосфера 170
4.2.1. Тепловые электростанции и природная среда 172
4.2.2. Атомные электростанции и природная среда 179
4.2.3. Гидроэлектростанции и природная среда. Воздействие водохранилищ ГЭС на природную среду 189
4.2.4. Влияние воздушных линий электропередачи на природную среду 195
4.3. Взаимодействие общества и природной среды 198
4.4. Глобальное моделирование 205
Контрольные вопросы 211
Темы рефератов 211

Глава 5. **Единая энергетическая система СССР** 211
5.1. Общая характеристика ЕЭС СССР 211
5.2. Основные этапы формирования ЕЭС СССР 213
5.3. Эффективность ЕЭС СССР 218
5.4. Дальнейшее развитие ЕЭС СССР 220
5.5. Надежность, устойчивость и живучесть ЕЭС СССР 226
5.6. Диспетчерское управление ЕЭС СССР 228
Контрольные вопросы 236
Темы рефератов 236

Глава 6. **Гидроэлектростанции в ЕЭС СССР** 237
6.1. Значение ГЭС и ГАЭС для повышения экономичности и надежности ЕЭС СССР 237
6.2. Комплексный эффект гидроэнергетического строительства и основные направления его развития 241
6.3. Перспективы развития гидроэнергетики 249
6.4. Основы экономики гидроэнергетики 253
Контрольные вопросы 257
Темы рефератов 257

Глава 7. **Нетрадиционные источники энергии** 257
7.1. Необходимость поиска новых источников энергии и способов ее преобразования 257
7.2. Возобновляемые нетрадиционные источники энергии 265
7.2.1. Способы преобразования солнечной и ядерной энергии в электрическую 265
7.2.2. Солнечные электростанции 267
7.2.3. Ветровые электростанции 279
7.2.4. Энергия океанов и морей 287
7.2.5. Работа солнечных и ветровых электростанций в энергосистеме 296
7.3. Невозобновляемые нетрадиционные источники электроэнергии 302
7.3.1. Магнитогидродинамические генераторы 302
7.3.2. Топливные элементы 308
7.3.3. Термоядерная энергетика 312
Контрольные вопросы 318
Темы рефератов 318

Глава 8. **Альтернативные аккумуляторы энергии** 318
8.1. Общие положения 318
8.2. Тепловые аккумуляторы 319
8.3. Воздушные аккумуляторы 321
8.4. Сверхпроводящие индуктивные накопители 322
8.5. Емкостные накопители 325
8.6. Аккумуляция водорода 327
Контрольные вопросы 328
Темы рефератов 328

Глава 9. **Транспорт энергии** 329
9.1. Общие положения 329
9.2. Транспорт первичной энергии 330
9.3. Транспорт электроэнергии 334
9.3.1. Транспорт электроэнергии по высоковольтным линиям электропередачи и подземным кабелям 334
9.3.2. Криогенные и сверхпроводящие линии 338
9.3.3. Другие способы передачи электроэнергии 341
Контрольные вопросы 343
Темы рефератов 343
Заключение 344
Список литературы 345

Учебное пособие

***Непорожний** Петр Степанович*
***Обрезков** Валентин Иванович*

Введение в специальность: Гидроэлектроэнергетика

Редактор *А. Ю. Александровский*
Редактор издательства *Э. Н. Полякова*
Художественные редакторы *Б. Н. Тумин, Т. Н. Хромова*
Технический редактор *О. Д. Кузнецова*
Корректор *З. Б. Драновская*
ИБ № 3137

Сдано в набор 26.03.90. Подписано в печать 17.09.90. Формат $60 \times 88^1/_{16}$. Бумага офсетная № 2. Гарнитура литературная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 21,56. Усл. кр.-отт. 21,56. Уч.-изд. л. 24,75. Тираж 2400 экз. Заказ 232. Цена 1 р. 10 к.

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

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография» Государственного комитета СССР по печати. 113054, Москва, Валовая, 28