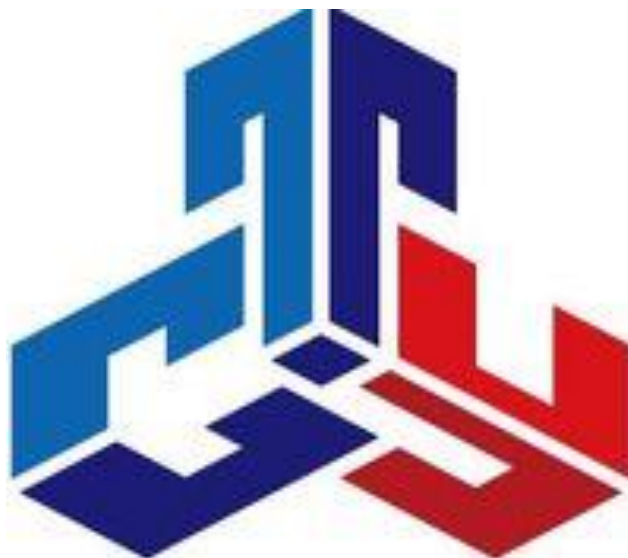


СОВРЕМЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Рязань 2021

УДК 621.311.22(07)

ББК 39.455

Т 34

Тепловые и атомные электростанции: Учебное пособие /Сост:
доц.,к.т.н. Лопатин Е. И., Терешко О.А.

Совр. техн. универ-т. – Рязань, 2021. – 191 с. - Электронное издание.

Рецензент. Суслов А. И., к.ф.-м.н., доцент, каф. ОиЭФ РГРТУ

В пособии изложены теоретические основы, практические и технологические аспекты использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Учебное пособие для студентов-бакалавров
Современного технического университета

*Издается по решению Ученого Совета
Современного технического университета*

УДК 621.311.22(07)

ББК 39.455

Т 34

© Е.И. Лопатин, О.А.Терешко

© Современный технический университет, 2021

Содержание

Введение. 5

1 ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.. 10

1.1 Типы тепловых и атомных электростанций. 10

1.1.1 Типы тепловых электростанций. 10

1.1.2 Типы атомных электростанций. 12

1.2 Классификация различных видов топлива, роль углеводородного топлива, гидроэнергетических ресурсов и ядерного горючего в топливно-энергетическом балансе РФ.. 16

2 ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.. 19

2.1 Теоретические основы преобразования энергии в тепловых двигателях. 19

2.2 Схема преобразования энергии на ТЭС.. 23

2.3 Паровые котлы и их схемы.. 26

2.4 Главный корпус ТЭС.. 31

2.5 Основное оборудование ТЭС.. 32

2.6 Преимущества и недостатки ТЭС.. 35

2.7 Схема преобразования энергии на ТЭЦ.. 37

2.8 Газотурбинные установки. 38

2.9 Парогазотурбинные установки. 40

2.10 Преимущества, недостатки и области применения ГТУ.. 42

3 ЯДЕРНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ.. 45

3.1 История атомной энергетики. 45

3.2 Топливо потребляемое АЭС. Физические основы использования ядерной энергии 46

3.3 Типы ядерных реакторов. 47

3.4 Сравнение реакторов типов ВВЭР и РБМК.. 51

3.5 Технологические схемы производства электроэнергии на АЭС с реакторами типов ВВЭР и РБМК.. 52

3.6 Преимущества и недостатки АЭС по сравнению с ТЭС.. 54

3.7 Текущее положение и перспективы строительства АЭС в России и за рубежом 56

3.8 Паровые турбины.. 57

3.8.1 Типы паровых турбин и области их использования. 57

3.8.2 Основные технические требования к паровым турбинам и их характеристики	62
3.8.3 Устройство паровой турбины..	64
3.8.4 Проточная часть и принцип действия турбины..	66
3.9 Энергетический баланс ТЭС и АЭС..	68
3.10 Тепловые схемы ТЭС и АЭС..	71
4 ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ..	74
4.1 Типы гидроэнергетических установок.	74
4.2 Гидроэнергоресурсы..	75
4.3 Схемы использования гидравлической энергии.	77
4.4 Процесс преобразования гидроэнергии в электрическую на различных типах гидроэнергоустановок.	78
4.5 Современные проблемы комплексного использования гидроресурсов.	85
4.6 Регулирование речного стока.	88
4.7 Проектирование и эксплуатация гидроэнергоустановок.	93
4.8 Традиционная и малая гидроэнергетика.	97
5 НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ..	98
5.1 Солнечные энергоустановки.	98
5.2 Ветровые энергоустановки.	103
5.3 Геотермальные энергоустановки.	106
5.4 Волновые, приливные энергоустановки.	111
5.5 Малые ГЭС..	112
5.6 Вторичные ресурсы..	112
6 ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГОПОТЕНЦИАЛА..	114
6.1 Типы энергоустановок.	114
6.2 Принцип действия синхронных генераторов.	115
6.3 Типы турбо и гидрогенераторов по мощностям и способам охлаждения.	117
6.3.1 Турбогенераторы..	117
6.3.2 Гидрогенераторы..	119
6.4 Социально-экологические аспекты..	121
6.5 Экономика.	126
6.6 Накопители энергии.	127
6.6.1 Аккумулирующие электрические станции.	127

6.6.2 Механические установки, аккумулирующие энергию.. 130

6.7 Ресурсосберегающие технологии. Использование биологической энергии растений 131

6.7.1 Использование биологической энергии растений. 131

6.7.2 Использование энергии получаемой на полигонах бытовых отходов. 131

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.. 132

Введение

Энергетика как сфера деятельности человеческого общества является большой глобальной системой, включающей как подсистемы окружающую среду и различные отрасли народного хозяйства.

Понятия «энергетика» и «энергетическая наука» употребляются давно, однако вкладываемый в них в настоящее время смысл нельзя считать установившимся.

Под *энергетикой*, или *энергетической системой*, следует понимать совокупность больших естественных (природных) и искусственных (созданных человеком) систем, предназначенных для получения, преобразования, распределения и использования в народном хозяйстве энергетических ресурсов всех видов. На рис. 1 показана такая совокупность систем, их прямые (сплошные линии) и обратные (штриховые линии) связи. При этом подчеркивается системный подход к энергетике, т. е. она рассматривается как большая система, включающая в себя на правах подсистем части других больших систем.

Энергетика имеет большое значение в жизни человечества. Уровень ее развития отражает уровень развития производительных сил общества и возможности научно-технического прогресса.

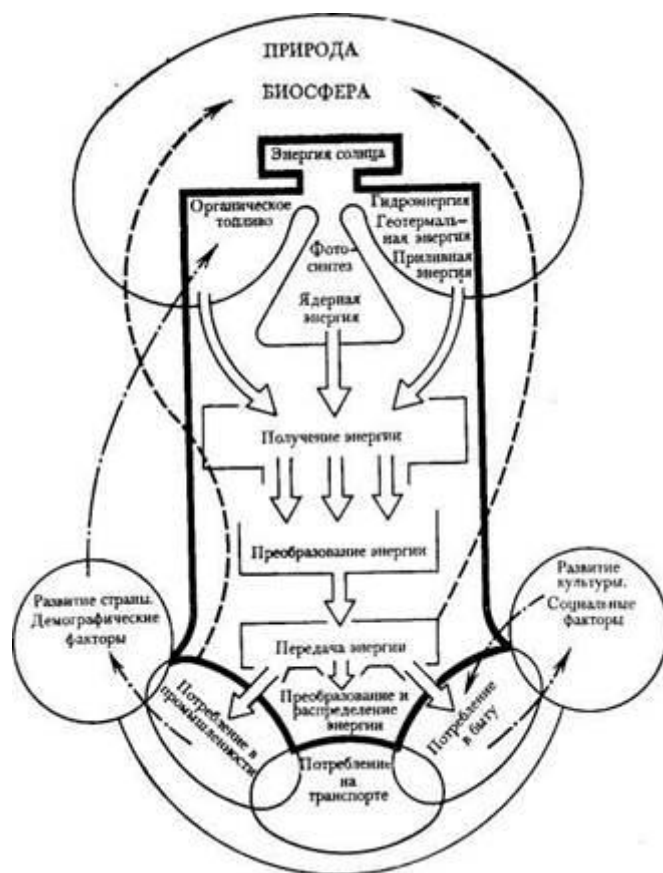


Рис. 1 - Структурная схема энергетики и связей ее с другими подсистемами

Развитие энергетики в России начиналось с плана ГОЭЛРО, который не случайно называется Ленинским планом электрификации России. Заложенные в этот план идеи, материально реализовались и составили энергетику как отрасль народного хозяйства. Идеи легли в основу современной энергетической науки, рассматривающей энергетику как большую систему, являющуюся совокупностью развивающихся искусственных систем, взаимодействующих с естественными системами. Отдельные подсистемы большой системы энергетики являются, в свою очередь, также большими системами.

Триаспекта энергетики.

Энергетика в ее современном состоянии и тем более в ее развитии должна рассматриваться в трех аспектах — техническом, социально-политическом и биосферическом, или экологическом.

По мере развития энергетики эти три аспекта проявляются в большой глобальной системе и в отдельных ее подсистемах, например, электроэнергетике, гидроэнергетике, топливоснабжении и т. д. При этом следует иметь в виду тесную взаимосвязь аспектов, которая при последовательном рассмотрении их свойств может не учитываться.

Технический аспект энергетики характеризуется прежде всего огромными мощностями, которые получает человек, используя энергетический потенциал планеты. Так, мощность электростанций, существующих в настоящее время в мире, составляет около 2 млрд. кВт. Общая же

мощность всех энергетических установок достигает 10 млрд. кВт. Для обеспечения этих мощностей человек ежегодно берет у природы разного топлива, приведенного к условному массой не менее 40—50 млрд. т. При этом КПД использования взятых у природы энергетических ресурсов не очень велик — не более 0,2%. Отсюда возникает одна из основных задач энергетики — снижение потерь энергии на всех стадиях ее преобразования (от получения энергетических ресурсов до конечного их использования). Для этого необходимо и улучшение оборудования, и более разумное использование полученной энергии, что уже выходит из сферы чисто технической и должно рассматриваться в социальном аспекте

Снижение потерь при передаче, получении и распределении электрической энергии зависит в значительной степени от количества израсходованного металла, в основном алюминия. Допуская большие плотности тока в сечении провода ($1,0—1,2 \text{ А/мм}^2$), снижают расход алюминия, но увеличивают потери электроэнергии. Следовательно, стоимость алюминия непосредственно влияет на выбор сечения проводов линий электропередач, т. е. на определение технических характеристик электрической системы. Снижение потерь энергии путем утепления промышленных и жилых зданий, выработки правильных тарифов на электроэнергию, которые бы стимулировали потребление энергии в «провалах» графика нагрузки и приводили бы к уменьшению этого потребления во время максимумов, определяется успешным решением социально-экономических задач.

Вопросы быстро нарастающего использования энергетических ресурсов планеты должны рассматриваться не только в техническом аспекте, но и в аспекте влияния энергетических установок и процессов добычи топлива на окружающую среду, т. е. в аспекте экологическом. При этом возникает общий технико-экологический вопрос: при столь высоких темпах развития энергетики не наступит ли полное истощение всех запасов топлива и не произойдет ли это раньше, чем человечество получит в свое распоряжение новые огромные ресурсы термоядерной энергии. Запасы топлива на планете оцениваются по-разному, с очень большими расхождениями в зависимости от вида запасов: готовые к использованию оцениваются в 25 трлн. МВт-ч, разведанные составляют 50 трлн. МВт-ч, а прогнозируемые—100 трлн. МВт-ч. Иными словами, соотношение запасов в зависимости от вида можно записать как 1:2:4. Кроме того, на приведенные цифры существенно влияет способ подсчета запасов топлива, а именно: учитывалось ли топливо, находящееся на морском дне, учитывались ли битуминозные пески, какая глубина добычи топлива предполагалась и т. д. Во всяком случае можно утверждать, что еще не на одну сотню лет человечеству хватит ископаемого топлива, получаемого из недр планеты. Например, предполагается, что угля хватит на 600—700 лет. Это конечно, не означает, что экономия топлива не является важнейшей задачей.

Современное состояние и перспективы развития энергетики. Развитие человеческого общества и его успехи на пути цивилизации и прогресса непосредственно связаны с повышением производительности труда и улучшением материальных условий жизни людей. Научно-технический и

социальный прогресс сопровождается увеличением потребляемой энергии и освоением новых, более эффективных ее видов.

Количество потребляемой современными машинами энергии очень велико. Представление о нем может дать следующее образное сравнение: все работоспособное население мира, работая с полным напряжением физических сил по 8 ч в сутки, смогло бы за год выработать одной сотой доли энергии, получаемой в настоящее время за счет сжигания топлива и энергии рек. Ускорение экономического развития страны на основе широкого использования совершенных автоматически управляемых машин, заменяющих физический и нетворческий умственный труд, возможно только при увеличении потребляемой энергии и росте производительности труда.

Процесс потребления энергии на нашей планете исторически протекал крайне неравномерно. Ориентировочное представление о нем может дать приведенная на рис. 2 кривая (сплошная линия), указывающая на резкое возрастание потребления энергии начиная с XX в. Так, человечество за всю историю своего существования израсходовало примерно 900—950 тыс. ТВт·ч энергии всех видов, причем более $\frac{2}{3}$ этого количества приходится на последние 40 лет. Характерна здесь и неравномерность в потреблении энергии. Так, в доисторическую эпоху каждый человек, использовавший свою мускульную силу и энергию впервые зажженного костра, тратил примерно одинаковое количество энергии. Приблизительно можно считать ее

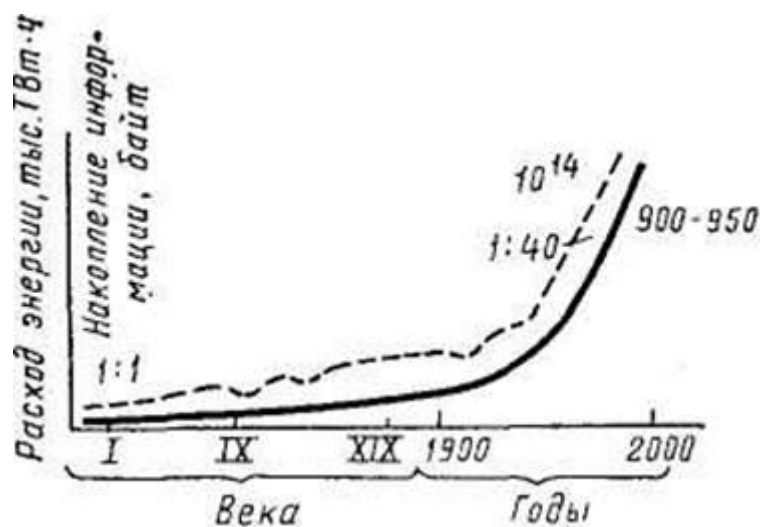


Рис. 2 - График изменения расходуемой человечеством энергии и развития культуры

распределение равномерным—1:1. В настоящее время неравномерность в потреблении энергии на душу населения стала огромна: для различных стран она выражается отношением 1:40.

Потребности в энергии постоянно возрастали, что вынуждало изыскивать новые энергоресурсы и новые способы преобразования энергии из одного вида в другой. Сегодня стало традиционным использование таких видов энергии, как энергия Солнца, химическая энергия органического топлива, механическая энергия воды в реках, морях и океанах, энергия

ветра, внутриядерная энергия, получаемая при делении тяжелых ядер. Весьма перспективно использование термоядерной энергии, получаемой при синтезе легких элементов. Реализация синтеза снимет на все исторически обозримое время проблему удовлетворения человечества запасами энергии, т. е. проблему, которая возникает в связи с истощением запасов органического топлива. Примерные соотношения между мощностями искусственных, созданных человеком установок и мощностями естественных геофизических процессов иллюстрируются ниже (мощности приведены в миллиардах киловатт). В течение года *Солнце* излучает в космос огромное количество энергии \mathcal{E} , из которой на Землю приходится примерно $7,5 \cdot 10^{17}$ кВт-ч, что соответствует мощности 85 600 млрд. кВт. На 1 км^2 поверхности Земли приходится средняя мощность излучения Солнца, равная $17 \cdot 10^4$ кВт, а средняя мощность использования первичных энергоресурсов, равна примерно 19 кВт. Эти мощности значительно, почти в 10^4 раз, различаются между собой. Солнце играет основную роль в тепловом балансе Земли. Его мощность излучения, приходящаяся на Землю, во много раз больше мощности явлений природы и мощностей, получаемых человеком. Мощность Солнца соизмерима только с мощностью, развиваемой вращением Земли вокруг оси. Выше перечисленный спектр вопросов и проблем свидетельствует о необходимости широкой подготовки инженера-энергетика.

Современный инженер должен не только хорошо ориентироваться в специальных технических областях, но и предвидеть влияние принимаемых решений на окружающую среду и на социально-экономические условия. Например, при сооружении гидроэлектростанций необходимо учитывать, что затопление обширной территории требует перенесения населенных пунктов, что изменяет привычный уклад жизни людей, наносит ущерб сельскому хозяйству.

Расходование топлива относится не только к техническому и биосферическому аспектам, но и в значительной мере к социально-политическому аспекту. Так, 30% населения земного шара потребляет более 90% всей вырабатываемой на планете энергии, на долю же 70% населения, преимущественно в развивающихся странах, приходится менее 10% всей энергии. Между тем, уровень промышленности, состояние быта и развитие культуры теснейшим образом связаны с количеством используемой энергии.

Запасы энергии разных видов распределены на планете неравномерно и по количеству, и по возможности их реализации. В этом плане интересно сопоставить требуемое число скважин для добычи 500 млн. т нефти в разных странах. В США для этого необходимо 500 тыс. скважин, в России — 50 тыс. скважин, в Иране — только 600 скважин, в Саудовской Аравии — 300, в Кувейте — 100 скважин. Многие из стран, потребляющих наибольшее количество энергии (70%), используют импортируемые энергоносители. Так, Япония более 80% энергетических ресурсов (преимущественно нефть) ввозит из стран, лежащих в районе Персидского залива. Европейские страны получают отсюда же около 20% энергии. США, резко снизили количество энергии, получаемой из этого региона (не более 3—5%).

Разумеется, РФ испытывает трудности в получении энергетических ресурсов, связанные прежде всего с тем, что они оказываются лежащими все дальше от обжитых территорий. Поэтому и для отыскания и для реализации этих ресурсов, которые, вообще говоря, значительны, приходится проводить все большие и большие работы.

Созданные человеком энергетические установки, имеющие огромные суммарные мощности, оказывают заметное влияние на естественные процессы, происходящие в биосфере. Это влияние во многих случаях носит негативный характер, который необходимо учитывать при рассмотрении биосферического аспекта энергетики.

В будущем еще заметнее проявятся особенности энергетики, связанные с соизмеримостью мощностей искусственных энергетических установок и естественных геофизических процессов, влияющих на состояние планеты. Энергетика будет играть все более значительную роль, являясь как демографическим, социальным, так и политическим фактором, влияющим на взаимоотношения между государствами и во многом определяющим политику ряда стран. Направленные по всему миру потоки различных энергетических ресурсов проявляются в виде мощных факторов при развитии взаимоотношений, возникновении конфликтов и заключении договоров между государствами.

Типы атомных электростанций

На атомных электростанциях, так же как на электростанциях, работающих на органическом топливе, осуществляется процесс превращения энергии, содержащейся в рабочей среде (паре), в электрическую. Различие между процессами, происходящими на АЭС и ТЭС, состоит лишь в том, что в одном случае используется энергия, выделяющаяся при распаде ядер тяжелых элементов, в другом — при горении топлива.

Атомные электрические станции, предназначенные только для производства электроэнергии, называют конденсационными электрическими станциями (КЭС). На таких электростанциях устанавливаются паровые турбины с глубоким вакуумом в конденсаторе, так как чем ниже давление пара на выходе из турбины, тем большая часть энергии рабочей среды превращается в электрическую. При этом основной поток пара конденсируется в конденсаторе и большая часть содержащейся в нем энергии теряется с охлаждающей водой.

Атомные электростанции, на которых отработавший пар наряду с выработкой электроэнергии используется для теплоснабжения, называют атомными теплоэлектроцентралями (АТЭЦ). Электростанции, предназначенные для комбинированной выработки электрической энергии и отпуска пара, а также горячей воды тепловому потребителю имеют паровые турбины с промежуточными отборами пара или с противодавлением.

Можно также использовать внутриядерную энергию *только* для целей горячего водоснабжения на атомных станциях теплоснабжения (АСТ). В АСТ парообразование отсутствует. В последние годы в некоторых странах большое внимание уделяется использованию теплоты комбинированных атомных установок для опреснения морских и солончаковых вод. К настоящему времени атомная энергетика используется в основном для получения электроэнергии.

В качестве двигателя на атомных электростанциях пока применяют только паровые турбины. Но в отношении реакторных установок существует большое разнообразие, отражающееся на общей организации технологического процесса электростанции и требующее их классификации. В этом отношении для атомных электростанций наибольшее значение имеет классификация по числу контуров. В числе действующих имеются *одноконтурные, двухконтурные и трехконтурные* АЭС.

В системе любой АЭС различают теплоноситель и рабочее тело. Рабочим телом, то есть средой, совершающей работу, с преобразованием тепловой энергии в механическую, является водяной пар. Требования к чистоте пара, поступающего на турбину, настолько высоки, что могут быть удовлетворены с экономически приемлемыми показателями только при конденсации всего пара и возврате конденсата в цикл. Поэтому контур рабочего тела для АЭС всегда замкнут и добавочная вода поступает в него лишь в небольших количествах для восполнения утечек и некоторых других потерь конденсата.

Назначение теплоносителя на АЭС — отводить теплоту, выделяющуюся в реакторе. Для предотвращения отложений на тепловыделяющих элементах необходима высокая чистота теплоносителя. Поэтому для него также необходим замкнутый контур и в особенности потому, что теплоноситель реактора всегда радиоактивен.

Если контуры теплоносителя и рабочего тела не разделены, АЭС называют одноконтурной. В реакторе происходит парообразование, пар направляется в турбину, где производит работу, превращаемую в генераторе в электроэнергию. После конденсации всего пара в конденсаторе конденсат насосом подается снова в реактор. Такие реакторы работают с принудительной циркуляцией теплоносителя, для чего устанавливают главный циркуляционный насос.

В одноконтурных схемах все оборудование работает в радиоактивных условиях, что осложняет его эксплуатацию. Большое преимущество таких схем — простота и большая экономичность.

Если контуры теплоносителя и рабочего тела разделены, то АЭС называют двухконтурной. Соответственно контур теплоносителя называют первым, а контур рабочего тела — вторым. В таких схемах реактор охлаждается теплоносителем, прокачиваемым через него и парогенератор главным циркуляционным насосом. Образованный таким образом контур теплоносителя является радиоактивным, он включает в себя не все оборудование станции, а лишь его часть. В систему первого контура входит компенсатор объема (давления), так как объем теплоносителя изменяется в зависимости от температуры.

Пар из парогенератора двухконтурной АЭС поступает в турбину, затем в конденсатор, а конденсат из него насосом возвращается в парогенератор. Образованный, таким образом, второй контур включает в себя оборудование, работающее в отсутствие радиационной активности; это упрощает эксплуатацию станции. На двухконтурной станции обязателен парогенератор— элемент, разделяющий оба контура, поэтому он в равной степени принадлежит как первому, так и второму. Передача теплоты через поверхность нагрева требует перепада температур между теплоносителем и кипящей водой в парогенераторе. Для водного теплоносителя это означает поддержание в первом контуре более высокого давления, чем давление пара, подаваемого на турбину.

Стремление избежать закипания теплоносителя в активной зоне реактора приводит к необходимости иметь в первом контуре давление, существенно превышающее давление во втором контуре.

Ядерное топливо, находящееся в тепловыделяющих элементах определенной формы, доставляется в контейнерах на электростанцию и с помощью перегрузочного крана загружается в активную зону реактора. Кассеты с отработавшими твэлами помещаются в бассейн, где выдерживаются в течение определенного времени. Когда радиоактивность горючего и материала кассет заметно уменьшается, кассеты в контейнерах вывозят на перерабатывающие заводы. Теплота, выделяющаяся в реакторе и воспринятая теплоносителем, передается рабочей среде в парогенераторе.

Пар, образовавшийся в ПГ или в реакторе (при одноконтурной схеме), направляется по паропроводу к турбине. На схеме контура двухконтурной АЭС пар направляется к турбине по трубопроводу, питательная вода подается в ПГ.

В качестве теплоносителя в двухконтурной схеме АЭС, могут быть использованы также и газы. Газовый теплоноситель прокачивается через реактор и парогенератор газодувкой, играющей ту же роль, что и главный циркуляционный насос, но в отличие от водного для газовых теплоносителей давление в первом контуре может быть не только выше, но и ниже, чем во втором.

Каждый из описанных двух типов АЭС с водным теплоносителем имеет свои преимущества и недостатки, поэтому развиваются АЭС обоих типов. У них имеется ряд общих черт, к их числу относится работа турбин на насыщенном паре средних давлений. Одноконтурные и двухконтурные АЭС с водным теплоносителем наиболее распространены, причем в мире в основном предпочтение отдается двухконтурным АЭС.

В процессе эксплуатации возможно возникновение неплотностей на отдельных участках парогенератора, особенно в местах сварки парогенераторных трубок в коллекторе или за счет коррозионных повреждений самих трубок. Если давление в первом контуре выше, чем во втором, то может возникнуть перетечка теплоносителя, вызывающая радиоактивность второго контура. В определенных пределах такая перетечка не нарушает нормальной эксплуатации АЭС. Но существуют теплоносители, интенсивно взаимодействующие с паром и водой. Это может создать опасность выброса радиоактивных веществ в

обслуживаемые помещения. Таким теплоносителем является, например, жидкий натрий. Поэтому создают дополнительный, промежуточный контур для того, чтобы даже в аварийных ситуациях можно было избежать контакта радиоактивного натрия с водой или водяным паром. Такие АЭС называют *трехконтурными*.

Радиоактивный жидкометаллический теплоноситель насосом прокачивается через реактор и промежуточный теплообменник, в котором отдает теплоту нерадиоактивному жидкометаллическому теплоносителю. Последний прокачивается через парогенератор по системе, образующей промежуточный контур. Давление в промежуточном контуре поддерживается более высоким, чем в первом. Поэтому перетечка радиоактивного натрия из первого контура в промежуточный невозможна.

В связи с этим при возникновении неплотности между промежуточным и вторым контурами контакт воды или пара будет только с нерадиоактивным натрием. Система второго контура для трехконтурной схемы аналогична двухконтурной схеме. Трехконтурные АЭС наиболее дорогие из-за большого количества оборудования.

Кроме классификации атомных электростанций по числу контуров *можно выделить отдельные типы АЭС в зависимости от:*

- 1) типа реактора — на тепловых или быстрых нейтронах;
- 2) параметров и типа теплоносителя — с газовым теплоносителем, теплоносителем «вода под давлением», жидкометаллическим и др.;
- 3) конструктивных особенностей реактора, например с реакторами канального или корпусного типа,
- 4) типа замедлителя реактора, например графитовым или тяжеловодным замедлителем, и др.

В настоящее время в мире существует пять типов ядерных реакторов. Это *реактор ВВЭР* (водо-водяной энергетический реактор), *РБМК* (реактор большой мощности канальный), *реактор на тяжелой воде*, *реактор с шаровой засыпкой и газовым контуром*, *реактор на быстрых нейтронах*. У каждого типа реактора есть особенности конструкции, отличающие его от других, хотя, безусловно, отдельные элементы конструкции могут заимствоваться из других типов. ВВЭР строились в основном на территории бывшего СССР и в Восточной Европе, реакторов типа РБМК много в России, странах Западной Европы и Юго-Восточной Азии, реакторы на тяжелой воде в основном строились в Америке.

Вся мировая атомная энергетика базируется на корпусных реакторах. Как следует из самого названия, их главной особенностью является использование для размещения активной зоны толстостенного цилиндрического корпуса. В свою очередь корпусные реакторы выполняют с водой под давлением (в английской транскрипции PWR — pressed water reactor, в русской ВВЭР — водо-водяной энергетический реактор), и кипящие (BWR — boiling water reactor). В водо-водяном реакторе циркулирует только вода под высоким давлением. В кипящем реакторе в его корпусе над поверхностью жидкости образуется насыщенный водяной пар, который направляется в паровую турбину. В

России реакторы кипящего типа не строят. В корпусных реакторах и теплоносителем, и замедлителем является вода.

Альтернативой корпусным реакторам являются каналные реакторы, которые строили только в Советском Союзе под названием РБМК — реактор большой мощности каналный. Такой реактор представляет собой графитовую кладку с многочисленными каналами, в каждый из которых вставляется как бы небольшой кипящий реактор малого диаметра. Замедлителем в таком реакторе служит графит, а теплоносителем — вода.

Паровые котлы и их схемы

Любая конденсационная паротурбинная электростанция включает в себя четыре обязательных элемента:

- *энергетический котел*, или просто котел, в который подводится питательная вода под большим давлением, топливо и атмосферный воздух для горения. В топке котла идет процесс горения — химическая энергия топлива превращается в тепловую и лучистую энергию. Питательная вода протекает по трубной системе, расположенной внутри котла. Сгорающее топливо является мощным источником теплоты, которая передается питательной воде. Последняя нагревается до температуры кипения и испаряется. Получаемый пар в этом же котле перегревается сверх температуры кипения. Этот пар с температурой 540 °С и давлением 13—24 МПа по одному или нескольким трубопроводам подается в паровую турбину;

- *турбоагрегат*, состоящий из паровой турбины, электрогенератора и возбуждателя. Паровая турбина, в которой пар расширяется до очень низкого давления (примерно в 20 раз меньше атмосферного), преобразует потенциальную энергию сжатого и нагретого до высокой температуры пара в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Турбина приводит электрогенератор, преобразующий кинетическую энергию вращения ротора генератора в электрический ток. Электрогенератор состоит из статора, в электрических обмотках которого генерируется ток, и ротора, представляющего собой вращающийся электромагнит, питание которого осуществляется от возбуждателя;

- *конденсатор* служит для конденсации пара, поступающего из турбины, и создания глубокого разрежения. Это позволяет очень существенно сократить затрату энергии на последующее сжатие образовавшейся воды и одновременно увеличить работоспособность пара, т.е. получить большую мощность от пара, выработанного котлом;

- *питательный насос* для подачи питательной воды в котел и создания высокого давления перед турбиной.

Таким образом, в ПТУ над рабочим телом совершается непрерывный цикл преобразования химической энергии сжигаемого топлива в электрическую энергию.

Кроме перечисленных элементов, реальная ПТУ дополнительно содержит большое число насосов, теплообменников и других аппаратов, необходимых для повышения ее эффективности.

Рассмотрим подробно технологический процесс производства электроэнергии на ТЭС, работающей на газе (рис. см. в приложении).

Основными элементами рассматриваемой электростанции являются котельная установка, производящая пар высоких параметров; турбинная или паротурбинная установка, преобразующая теплоту пара в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата, и электрические устройства (электрогенератор, трансформатор и т.д.), обеспечивающие выработку электроэнергии.

Основным элементом котельной установки является *котел*. Газ для работы котла подается от газораспределительной станции, подключенной к магистральному газопроводу к газораспределительному пункту (ГРП) 1. Здесь его давление снижается до нескольких атмосфер и он подается к горелкам 2, расположенным в поде котла (такие горелки называются *подовыми*).

Собственно котел представляет собой П-образную конструкцию с газоходами прямоугольного сечения. Левая ее часть называется топкой. Внутренняя часть топки свободна, и в ней происходит горение топлива, в данном случае газа. Для этого к горелкам специальным дутьевым вентилятором 28 непрерывно подается горячий воздух, нагреваемый в воздухоподогревателе 25. Для повышения температуры воздуха используется рециркуляция: часть дымовых газов, уходящих из котла, специальным вентилятором рециркуляции 29 подается к основному воздуху и смешивается с ним. Горячий воздух смешивается с газом и через горелки котла подается в его топку — камеру, в которой происходит горение топлива. При горении образуется факел, представляющий собой мощный источник лучистой энергии. Таким образом, при горении топлива его химическая энергия превращается в тепловую и лучистую энергию факела.

Стены топки облицованы экранами 19 — трубами, к которым подается питательная вода из экономайзера 24. На схеме 2.5 изображен так называемый *прямоточный котёл*, в экранах которого питательная вода, проходя трубную систему котла только 1 раз, нагревается и испаряется, превращаясь в сухой насыщенный пар.

По конструктивному выполнению *паровые котлы* (парогенераторы) подразделяют на *барабанные и прямоточные*.

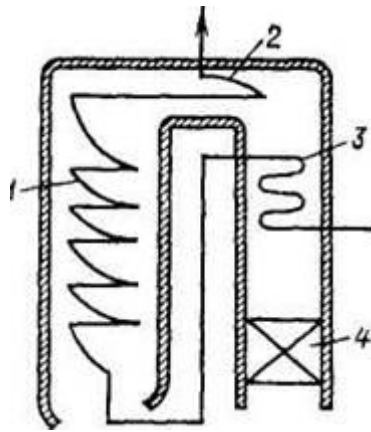


Рис. 2.5 - Схема работы прямоточного парогенератора

В барабанном парогенераторе (рис. 2.4) имеется стальной барабан, в нижней части которого находится вода, а в верхней части — пар и в экранах которого осуществляется многократная циркуляция питательной воды, а отделение пара от котловой воды происходит в барабане.

По циркуляционной трубе вода поступает в трубки экрана, покрывающие стенки топki. Трубки экрана выполняются стальными, небольшого диаметра (примерно 40 мм снаружи и 32 мм внутри), для того чтобы они смогли выдержать большое давление пара. В крупном парогенераторе каждый час испаряются сотни тонн воды и поэтому трубки имеют общую длину до 50 км. Чтобы повысить эффективность работы парогенератора, вода перед подачей в барабан нагревается в экономайзере, а воздух перед подачей в топку подогревается горячими газами в воздухоподогревателе. Выходящий из барабана пар дополнительно нагревается в пароперегревателе.

В барабанном парогенераторе происходит естественная циркуляция воды и пароводяной смеси за счет их разных плотностей. С увеличением температуры и давления пара уменьшается разность в плотностях воды и пара, что ухудшает их циркуляцию.

В прямоточном парогенераторе (рис. 2.5) барабана нет. Циркуляция воды и пара создается насосами. Вода через водоподогреватель 3 поступает в трубы 1, расположенные в топке, превращается в пар, который затем подается в пароперегреватель 2 и далее в турбину. В воздухоподогревателе 4 происходит подогрев воздуха перед подачей его в топку. Прямоточные парогенераторы требуют качественного регулирования подачи воды. Кроме того, к питательной воде, используемой в парогенераторах этого типа, предъявляют очень высокие требования в отношении ее химической чистоты.

Прямоточные котлы получили широкое распространение, так как они дешевле барабанных. У барабанных парогенераторов при высоких давлениях (свыше 20 МПа) нарушается естественная циркуляция воды и пара.

Прямоточные парогенераторы стали применяться в нашей стране в 30-е годы по инициативе Л. К. Рамзина, который разработал ряд оригинальных конструкций котлов.

Пространство за топкой котла достаточно густо заполнено трубами, внутри которых движется пар или вода. Снаружи эти трубы омываются горячими дымовыми газами, постепенно остывающими при движении к дымовой трубе 26.

Сухой насыщенный пар поступает в основной пароперегреватель, состоящий из потолочного 20, ширмового 21 и конвективного 22 элементов. В основном пароперегревателе повышается его температура и, следовательно, потенциальная энергия. Полученный на выходе из конвективного пароперегревателя пар высоких параметров покидает котел и поступает по паропроводу к паровой турбине.

Мощная паровая турбина обычно состоит из нескольких как бы отдельных турбин — цилиндров.

К первому цилиндру — цилиндру высокого давления (ЦВД) 17 пар подводится прямо из котла, и поэтому он имеет высокие параметры (для турбин СКД — 23,5 МПа, 540 °С, т.е. 240 ат/540 °С). На выходе из ЦВД давление пара составляет 3—3,5 МПа (30—35 ат), а температура — 300—340 °С. Если бы пар продолжал расширяться в турбине дальше от этих параметров до давления в конденсаторе, то он стал бы настолько влажным, что длительная работа турбины была бы невозможной из-за эрозионного износа его деталей в последнем цилиндре. Поэтому из ЦВД относительно холодный пар возвращается обратно в котел в так называемый промежуточный пароперегреватель 23. В нем пар попадает снова под воздействие горячих газов котла, его температура повышается до исходной (540 °С). Полученный пар направляется в цилиндр среднего давления (ЦСД) 16. После расширения в ЦСД до давления 0,2—0,3 МПа (2—3 ат) пар поступает в один или несколько одинаковых цилиндров низкого давления (ЦНД) 15.

Таким образом, расширяясь в турбине, пар вращает ее ротор, соединенный с

Тепловой электрической станцией называется комплекс оборудования и устройств, преобразующих энергию топлива в электрическую и (в общем случае) тепловую энергию. Тепловые электростанции характеризуются большим разнообразием и их можно классифицировать по различным признакам.

Типы тепловых электростанций

1. По назначению и виду отпускаемой энергии электростанции разделяются на *районные и промышленные*.

Районные электростанции — это самостоятельные электростанции общего пользования, которые обслуживают все виды потребителей района (промышленные предприятия, транспорт, население и т.д.). Районные конденсационные электростанции, вырабатывающие в основном электроэнергию, часто сохраняют за собой историческое название — ГРЭС (государственные районные электростанции). Районные электростанции, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию (в виде пара или горячей воды), называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). Как правило, ГРЭС и районные ТЭЦ имеют мощность более 1 млн кВт.

Промышленные электростанции — это электростанции, обслуживающие тепловой и электрической энергией конкретные производственные предприятия или их комплекс, например завод по производству химической продукции. Промышленные электростанции входят в состав тех промышленных предприятий, которые они обслуживают. Их мощность определяется потребностями промышленных предприятий в тепловой и электрической энергии и, как правило, она существенно меньше, чем районных ТЭС. Часто промышленные электростанции работают на общую электрическую сеть, но не подчиняются диспетчеру энергосистемы.

2. По виду используемого топлива тепловые электростанции разделяются на электростанции, работающие на *органическом топливе и ядерном горючем*.

За конденсационными электростанциями, работающими на органическом топливе, во времена, когда еще не было атомных электростанций (АЭС), исторически сложилось название тепловых (ТЭС — тепловая электрическая станция). Именно в таком смысле ниже будет употребляться этот термин, хотя и ТЭЦ, и АЭС, и газотурбинные электростанции (ГТЭС), и парогазовые электростанции (ПГЭС) также являются тепловыми электростанциями, работающими на принципе преобразования тепловой энергии в электрическую. В качестве органического топлива для ТЭС используют газообразное, жидкое и твердое топливо. Большинство ТЭС России, особенно в европейской части, в качестве основного топлива потребляют природный газ, а в качестве резервного топлива — мазут, используя последний ввиду его дороговизны только в крайних случаях; такие ТЭС называют газомазутными. Во многих регионах, в основном в азиатской части России, основным топливом является энергетический уголь — низкокалорийный уголь или отходы высококалорийного каменного угля (антрацитовый штыб — АШ). Поскольку перед сжиганием такие угли размалываются в специальных мельницах до пылевидного состояния, то такие ТЭС называют пылеугольными.

3. По типу теплосиловых установок, используемых на ТЭС для преобразования тепловой энергии в механическую энергию вращения роторов турбоагрегатов, различают паротурбинные, газотурбинные и парогазовые электростанции.

Основой паротурбинных электростанций являются паротурбинные установки (ПТУ), которые для преобразования тепловой энергии в механическую используют самую сложную, самую мощную и чрезвычайно совершенную энергетическую машину — паровую турбину. ПТУ — основной элемент ТЭС, ТЭЦ и АЭС.

Газотурбинные тепловые электростанции (ГТЭС) оснащаются газотурбинными установками (ГТУ), работающими на газообразном или, в крайнем случае, жидком (дизельном) топливе. Поскольку температура газов за ГТУ достаточно высока, то их можно использовать для отпуска тепловой энергии внешнему потребителю. Такие электростанции называют ГТУ-ТЭЦ. В настоящее время в России функционирует одна ГТЭС (ГРЭС-3 им. Классона, г. Электрогорск Московской обл.) мощностью 600 МВт и одна ГТУ-ТЭЦ (в г. Электросталь Московской обл.).

Парогазовые тепловые электростанции комплектуются парогазовыми установками (ПГУ), представляющими комбинацию ГТУ и ПТУ, что позволяет обеспечить высокую экономичность. ПГУ-ТЭС могут выполняться конденсационными (ПГУ-КЭС) и с отпуском тепловой энергии (ПГУ-ТЭЦ). В России имеется работающая ПГУ-ТЭЦ (ПГУ-450Т) мощностью 450 МВт. На Невинномысской ГРЭС работает энергоблок ПГУ-170 мощностью 170 МВт, а на Южной ТЭЦ Санкт-Петербурга — энергоблок ПГУ-300 мощностью 300 МВт.

4. По технологической схеме паропроводов ТЭС делятся на блочные ТЭС и на ТЭС с поперечными связями.

Блочные ТЭС состоят из отдельных, как правило, однотипных энергетических установок — энергоблоков. В энергоблоке каждый котел подает пар только для своей турбины, из которой он возвращается после конденсации только в свой котел. По блочной схеме строят все мощные ГРЭС и ТЭЦ, которые имеют так называемый промежуточный перегрев пара. Работа котлов и турбин на ТЭС с поперечными связями обеспечивается по-другому: все котлы ТЭС подают пар в один общий паропровод (коллектор) и от него питаются все паровые турбины ТЭС. По такой схеме строятся КЭС без промежуточного перегрева и почти все ТЭЦ на докритические начальные параметры пара.

5. По уровню начального давления различают ТЭС докритического давления и сверхкритического давления (СКД).

Критическое давление — это 22,1 МПа (225,6 ат). В российской теплоэнергетике начальные параметры стандартизованы: ТЭС и ТЭЦ строятся на докритическое давление 8,8 и 12,8 МПа (90 и 130 ат), и на СКД — 23,5 МПа (240 ат). ТЭС на сверхкритические параметры по техническим причинам выполняются с промежуточным перегревом и по блочной схеме. Часто ТЭС или ТЭЦ строят в несколько этапов — очередями, параметры которых улучшаются с вводом каждой новой очереди.

Типы атомных электростанций

На атомных электростанциях, так же как на электростанциях, работающих на органическом топливе, осуществляется процесс превращения энергии, содержащейся в рабочей среде (паре), в электрическую. Различие между процессами, происходящими на АЭС и ТЭС, состоит лишь в том, что в одном случае используется энергия, выделяющаяся при распаде ядер тяжелых элементов, в другом — при горении топлива.

Атомные электрические станции, предназначенные только для производства электроэнергии, называют конденсационными электрическими станциями (КЭС). На таких электростанциях устанавливаются паровые турбины с глубоким вакуумом в конденсаторе, так как чем ниже давление пара на выходе из турбины, тем большая часть энергии рабочей среды превращается в электрическую. При этом основной поток пара конденсируется в конденсаторе и большая часть содержащейся в нем энергии теряется с охлаждающей водой.

Атомные электростанции, на которых отработавший пар наряду с выработкой электроэнергии используется для теплоснабжения, называют атомными теплоэлектроцентралями (АТЭЦ). Электростанции, предназначенные для комбинированной выработки электрической энергии и отпуска пара, а также горячей воды тепловому потребителю имеют паровые турбины с промежуточными отборами пара или с противодавлением.

Можно также использовать внутриядерную энергию *только* для целей горячего водоснабжения на атомных станциях теплоснабжения (АСТ). В АСТ парообразование отсутствует. В последние годы в некоторых странах большое внимание уделяется использованию теплоты комбинированных атомных установок для опреснения морских и солончаковых вод. К настоящему времени атомная энергетика используется в основном для получения электроэнергии.

В качестве двигателя на атомных электростанциях пока применяют только паровые турбины. Но в отношении реакторных установок существует большое разнообразие, отражающееся на общей организации технологического процесса электростанции и требующее их классификации. В этом отношении для атомных электростанций наибольшее значение имеет классификация по числу контуров. В числе действующих имеются *одноконтурные, двухконтурные и трехконтурные* АЭС.

В системе любой АЭС различают теплоноситель и рабочее тело. Рабочим телом, то есть средой, совершающей работу, с преобразованием тепловой энергии в механическую, является водяной пар. Требования к чистоте пара, поступающего на турбину, настолько высоки, что могут быть удовлетворены с экономически приемлемыми показателями только при конденсации всего пара и возврате конденсата в цикл. Поэтому контур рабочего тела для АЭС всегда замкнут и добавочная вода поступает в него лишь в небольших количествах для восполнения утечек и некоторых других потерь конденсата.

Назначение теплоносителя на АЭС — отводить теплоту, выделяющуюся в реакторе. Для предотвращения отложений на тепловыделяющих элементах необходима высокая чистота теплоносителя. Поэтому для него также необходим замкнутый контур и в особенности потому, что теплоноситель реактора всегда радиоактивен.

Если контуры теплоносителя и рабочего тела не разделены, АЭС называют одноконтурной. В реакторе происходит парообразование, пар направляется в турбину, где производит работу, превращаемую в генераторе в электроэнергию. После конденсации всего пара в конденсаторе конденсат насосом подается снова в реактор. Такие реакторы работают с принудительной циркуляцией теплоносителя, для чего устанавливают главный циркуляционный насос.

В одноконтурных схемах все оборудование работает в радиоактивных условиях, что осложняет его эксплуатацию. Большое преимущество таких схем — простота и большая экономичность.

Если контуры теплоносителя и рабочего тела разделены, то АЭС называют двухконтурной. Соответственно контур теплоносителя

называют первым, а контур рабочего тела — вторым. В таких схемах реактор охлаждается теплоносителем, прокачиваемым через него и парогенератор главным циркуляционным насосом. Образованный таким образом контур теплоносителя является радиоактивным, он включает в себя не все оборудование станции, а лишь его часть. В систему первого контура входит компенсатор объема (давления), так как объем теплоносителя изменяется в зависимости от температуры.

Пар из парогенератора двухконтурной АЭС поступает в турбину, затем в конденсатор, а конденсат из него насосом возвращается в парогенератор. Образованный, таким образом, второй контур включает в себя оборудование, работающее в отсутствие радиационной активности; это упрощает эксплуатацию станции. На двухконтурной станции обязателен парогенератор — элемент, разделяющий оба контура, поэтому он в равной степени принадлежит как первому, так и второму. Передача теплоты через поверхность нагрева требует перепада температур между теплоносителем и кипящей водой в парогенераторе. Для водного теплоносителя это означает поддержание в первом контуре более высокого давления, чем давление пара, подаваемого на турбину.

Стремление избежать закипания теплоносителя в активной зоне реактора приводит к необходимости иметь в первом контуре давление, существенно превышающее давление во втором контуре.

Ядерное топливо, находящееся в тепловыделяющих элементах определенной формы, доставляется в контейнерах на электростанцию и с помощью перегрузочного крана загружается в активную зону реактора. Кассеты с отработавшими твэлами помещаются в бассейн, где выдерживаются в течение определенного времени. Когда радиоактивность горючего и материала кассет заметно уменьшается, кассеты в контейнерах вывозят на перерабатывающие заводы. Теплота, выделяющаяся в реакторе и воспринятая теплоносителем, передается рабочей среде в парогенераторе.

Пар, образовавшийся в ПГ или в реакторе (при одноконтурной схеме), направляется по паропроводу к турбине. На схеме контура двухконтурной АЭС пар направляется к турбине по трубопроводу, питательная вода подается в ПГ.

В качестве теплоносителя в двухконтурной схеме АЭС, могут быть использованы также и газы. Газовый теплоноситель прокачивается через реактор и парогенератор газодувкой, играющей ту же роль, что и главный циркуляционный насос, но в отличие от водного для газовых теплоносителей давление в первом контуре может быть не только выше, но и ниже, чем во втором.

Каждый из описанных двух типов АЭС с водным теплоносителем имеет свои преимущества и недостатки, поэтому развиваются АЭС обоих типов. У них имеется ряд общих черт, к их числу относится работа турбин на насыщенном паре средних давлений. Одноконтурные и двухконтурные АЭС с водным теплоносителем наиболее распространены, причем в мире в основном предпочтение отдается двухконтурным АЭС.

В процессе эксплуатации возможно возникновение неплотностей на отдельных участках парогенератора, особенно в местах сварки

парогенераторных трубок в коллекторе или за счет коррозионных повреждений самих трубок. Если давление в первом контуре выше, чем во втором, то может возникнуть перетечка теплоносителя, вызывающая радиоактивность второго контура. В определенных пределах такая перетечка не нарушает нормальной эксплуатации АЭС. Но существуют теплоносители, интенсивно взаимодействующие с паром и водой. Это может создать опасность выброса радиоактивных веществ в обслуживаемые помещения. Таким теплоносителем является, например, жидкий натрий. Поэтому создают дополнительный, промежуточный контур для того, чтобы даже в аварийных ситуациях можно было избежать контакта радиоактивного натрия с водой или водяным паром. Такие АЭС называют трехконтурными.

Радиоактивный жидкометаллический теплоноситель насосом прокачивается через реактор и промежуточный теплообменник, в котором отдает теплоту нерадиоактивному жидкометаллическому теплоносителю. Последний прокачивается через парогенератор по системе, образующей промежуточный контур. Давление в промежуточном контуре поддерживается более высоким, чем в первом. Поэтому перетечка радиоактивного натрия из первого контура в промежуточный невозможна.

В связи с этим при возникновении неплотности между промежуточным и вторым контурами контакт воды или пара будет только с нерадиоактивным натрием. Система второго контура для трехконтурной схемы аналогична двухконтурной схеме. Трехконтурные АЭС наиболее дорогие из-за большого количества оборудования.

Кроме классификации атомных электростанций по числу контуров можно выделить отдельные типы АЭС в зависимости от:

- 1) типа реактора — на тепловых или быстрых нейтронах;
- 2) параметров и типа теплоносителя — с газовым теплоносителем, теплоносителем «вода под давлением», жидкометаллическим и др.;
- 3) конструктивных особенностей реактора, например с реакторами канального или корпусного типа,
- 4) типа замедлителя реактора, например графитовым или тяжеловодным замедлителем, и др.

В настоящее время в мире существует пять типов ядерных реакторов. Это реактор ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор), РБМК (реактор большой мощности канальный), реактор на тяжелой воде, реактор с шаровой засыпкой и газовым контуром, реактор на быстрых нейтронах. У каждого типа реактора есть особенности конструкции, отличающие его от других, хотя, безусловно, отдельные элементы конструкции могут заимствоваться из других типов. ВВЭР строились в основном на территории бывшего СССР и в Восточной Европе, реакторов типа РБМК много в России, странах Западной Европы и Юго-Восточной Азии, реакторы на тяжелой воде в основном строились в Америке.

Вся мировая атомная энергетика базируется на корпусных реакторах. Как следует из самого названия, их главной особенностью является использование для размещения активной зоны толстостенного

цилиндрического корпуса. В свою очередь корпусные реакторы выполняют с водой под давлением (в английской транскрипции PWR — pressed water reactor, в русской ВВЭР — водо-водяной энергетический реактор), и кипящие (BWR — boiling water reactor). В водо-водяном реакторе циркулирует только вода под высоким давлением. В кипящем реакторе в его корпусе над поверхностью жидкости образуется насыщенный водяной пар, который направляется в паровую турбину. В России реакторы кипящего типа не строят. В корпусных реакторах и теплоносителем, и замедлителем является вода.

Альтернативой корпусным реакторам являются каналные реакторы, которые строили только в Советском Союзе под названием РБМК — реактор большой мощности канальный. Такой реактор представляет собой графитовую кладку с многочисленными каналами, в каждый из которых вставляется как бы небольшой кипящий реактор малого диаметра. Замедлителем в таком реакторе служит графит, а теплоносителем — вода.

2.1 Теоретические основы преобразования энергии в тепловых двигателях

Современная наука и техника основываются на фундаментальных законах сохранения материи и энергии. Понимание этих законов необходимо для решения актуальных задач повышения эффективности преобразования и потребления энергии, разработки новых способов получения электроэнергии и т. д.

Закон сохранения материи. Трудно назвать эпоху, в которую этот закон был открыт. Первые представления о сохранении материи складывались задолго до нашей эры в древней индийской философии, откуда они, видимо, проникли в Древнюю Грецию. Еще за 450 лет до н. э. древнегреческий философ Эмпедокл утверждал, что ничто не возникает из ничего и ничто не может быть уничтожено. Идея о сохраняемости вещества была развита в Древней Греции в связи с учением об атомном строении материи.

Многие выдающиеся ученые, мыслители древности и более позднего времени — средневековья и эпохи Возрождения — в различной форме высказывали идеи о сохранении материи. Были даже попытки опытным путем доказать справедливость закона сохранения массы.

Экспериментальное подтверждение закона сохранения массы получало тем большую доказательную силу, чем выше достигалась точность определения масс.

Закон сохранения энергии. Закон сохранения энергии открыт в середине XIX в. О значении законов сохранения материи и энергии физик Планк во введении к своей книге «Принцип сохранения энергии» писал, что здания точных естественных наук: принцип сохранения материи и принцип сохранения энергии.

Закон сохранения энергии в учении о тепловых превращениях получил название *первого принципа термодинамики*. Рассмотрим действие его на примере некоторой системы C , совершающей механическую работу за

счет теплоты. Пусть температура системы S во всех точках одинакова. При подведении теплоты к системе ее энергия увеличивается. Если воздействие на систему сводится только к подведению теплоты, то увеличение энергии системы происходит на величину $\Delta U = Q$. Система может совершить работу за счет уменьшения своей энергии и понижения температуры. Если одновременно происходит подведение к системе теплоты и совершение системой работы A , то изменение энергии системы происходит на величину $\Delta U' = Q - A$. Если энергия системы не изменяется, то $A = Q$.

Это уравнение в количественной форме выражает первый принцип термодинамики, состоящий в том, что для получения работы без изменения энергии к системе необходимо подводить теплоту. Поэтому невозможно создать двигатель, который мог бы совершать работу, не получая теплоты, т. е. невозможно создать *вечный двигатель первого рода*.

Можно, не нарушая первого принципа термодинамики, умозрительно представить работу двигателя, в котором теплота передается от менее нагретого тела к более нагретому, и при этом работа не совершается. Такие двигатели получили название *вечных двигателей второго рода*. Многовековой опыт человечества показал, что создание вечных двигателей второго рода, так же как и вечных двигателей первого рода, невозможно.

В термодинамике рассматриваются равновесные состояния тел, температура которых в занимаемом объеме, а также давление, приложенное ко всей поверхности тела, одинаковы.

На современных мощных ТЭС превращение теплоты в работу происходит в циклах, где в качестве рабочего тела используется водяной пар.

Термодинамический цикл преобразования теплоты в работу с помощью водяного пара был предложен в середине XIX в. шотландским инж. У. Ренкиным. Принципиальная технологическая схема ТЭС, работающей по циклу Ренкина (рис. 2.1), состоит из парогенератора 1, турбины 2, электрического генератора 3, конденсатора 4 и насоса 5. В парогенераторе происходит сжигание топлива, за счет получаемой теплоты вода нагревается и испаряется. Этому процессу на диаграмме цикла Ренкина соответствует участок AB увеличения объема при постоянном давлении. Пар, получаемый в парогенераторе, направляется в турбину, где происходит его расширение и превращение внутренней энергии пара в механическую, т. е. в турбине совершается полезная работа.

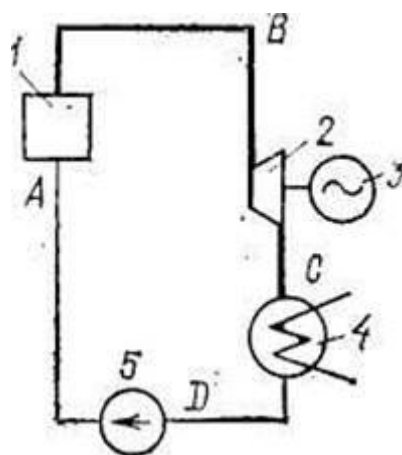


Рис. 2.1 - Технологическая схема тепловой электростанции, работающей по циклу Ренкина

1 — парогенератор; 2 — турбина; 3 — электрический генератор; 4— конденсатор; 5 — насос; Линии BC —пар; CDA— конденсат.

Процесс расширения пара в турбине в идеальном цикле Ренкина (рис. 2.2) происходит по адиабате BC. Далее отработанный в турбине пар конденсируется и из конденсатора охлаждающей водой отводится теплота. Конденсации пара соответствует участок CD. Конденсат питательным насосом подается в парогенератор, что сопровождается возрастанием давления воды при постоянном объеме, так как вода несжимаема. Этому процессу соответствует участок DA.

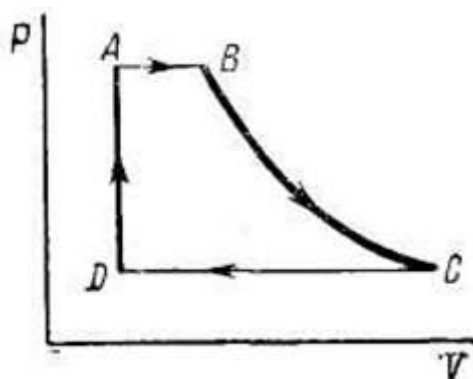


Рис. 2.2 - Схема идеального цикла Ренкина паросиловой установки

AB — подвод теплоты рабочему телу в парогенераторе, BC— преобразование энергии пара в механическую энергию в турбине; CD— охлаждение пара в конденсаторе; DA — подача насосом конденсата в парогенератор.

КПД идеального цикла Ренкина, как и любой тепловой машины, характеризуется отношением теплоты, затраченной на работу, ко всей полученной от нагревателя теплоте: где Q_1 — количество теплоты, подведенное к рабочему телу в парогенераторе; Q_2 — количество теплоты, отведенного охлаждающей водой в конденсаторе.

Эксергия. При анализе свойств тепловых машин обычно составляют энергетический баланс, иногда называемый *тепловым балансом*. Например, при рассмотрении тепловых станций приводится баланс теплоты, в котором, как правило, за 100% принимается теплота, получаемая при сжигании органического топлива, и далее указываются составляющие расхода этой теплоты на выработку электроэнергии, потери в различных элементах: паропроводах, конденсаторах, турбинах и т. д. При этом необходимо учитывать качество теплоты, характеризуемое *эксергией* — максимальной способностью материи к совершению работы в таком процессе, конечное состояние которого определяется условиями термодинамического равновесия с окружающей средой.

Количественно эксергия определяется отношением

$$Эк = (T_1 - T_2) / T_1 \quad (2.1)$$

где T_1 — температура теплоносителя, К; T_2 — температура окружающей среды, К.

Работа A , кГм, которую можно получить за счет некоторого количества теплоты Q , связана с эксергией выражением

$$A = 427 Q Эк \quad (2.2)$$

Следовательно, качество теплоты, определяемое ее работоспособностью, отражается эксергией. Уменьшение потерь теплоты наиболее эффективно там, где эксергия больше. Очевидно, что чем ближе температура рабочего тела к температуре окружающей среды, тем практическая пригодность тепловой энергии ниже. В конденсаторах ТЭС температура рабочего тела близка к температуре окружающей среды, поэтому возникающие в них большие потери энергии отражают потери в других звеньях цепочки преобразований энергии и указывают на несовершенство тепловых процессов.

Качество энергии в конденсаторах низкое, его снижение происходит на предшествующих этапах преобразования энергии. Таким образом, тепловой баланс не позволяет выявить элементы тепловой установки, в которых протекают процессы, снижающие качество энергии.

Окружающая среда содержит, по существу, неограниченное количество теплоты, однако ее качество, определяемое практической пригодностью, в соответствии со вторым законом термодинамики равно нулю. Для оценки практической пригодности энергии, содержащейся в материи, важно знать не только количество эксергии, но и ее концентрацию, т. е. отношение эксергии к объему термодинамического агента. Чем выше концентрация эксергии, тем лучше показатели сооружения и эксплуатации энергетических установок.

КПД преобразователей энергии, определенные по использованию вещества. Оценка запасов энергоресурсов и показателей их добычи определяется эффективностью их полезного употребления. Усовершенствование технических установок, позволяющее более полно (т. е. с большим КПД) использовать первичные энергоресурсы, означает, что для получения одного и того же количества энергии требуется меньшее количество первичных ресурсов. Определяя КПД, вспомним, что согласно теории относительности, созданной А. Эйнштейном, масса тела зависит от скорости движения его:

$$m = m_0 / \sqrt{1 - (v/c)^2}, \quad (2.3)$$

где m_0 — масса покоя, т. е. масса тела при скорости, равной нулю ($v = 0$); $c = 3 \cdot 10^{10}$ см/с — скорость света.

Если скорость движения тела равна нулю, то $m = m_0$. При увеличении скорости масса тела увеличивается, и в пределе, когда тело движется со скоростью света ($v/c = 1$), его масса равна бесконечности. При этом никакие конечные силы не в состоянии изменить траекторию движения тела.

А. Эйнштейн показал, что полная энергия тела и его масса связаны соотношением, имеющим универсальное значение:

$$E = mc^2. \quad (2.4)$$

В соответствии с этим соотношением энергия, отвечающая массе в 1 кг, равна 25 ТВт-ч, что значительно превышает полную потребность в электрической энергии всего населения мира в течение суток.

В результате аннигиляции, происходящей при столкновении электрона с позитроном, происходит уничтожение этих частиц и порождение двух γ -квантов с энергией 0,51 МэВ каждый, что в точности равно энергии покоя электрона и позитрона — m_0c^2

Если использование первичных ресурсов оценить несколько необычно, а именно учитывая их энергию, содержащуюся в массе вещества, согласно приведенному соотношению, то придется констатировать, что станциях различных типов происходит с низким КПД. При этом наибольший КПД соответствует АЭС, а наименьший — ГЭС. Значения расхода энергоносителей и КПД, определены для электростанций одинаковой мощности (1 ГВт), вырабатывающих за сутки 24 ГВт-ч (86,4-1012 Дж) энергии.

2.2 Схема преобразования энергии на ТЭС

На современных мощных ТЭС устанавливают паровые турбины. Первая паровая турбина, предназначенная для вращения электрического трехфазного генератора, была установлена на Эльберфельдской электростанции в 1899 г. С тех пор началось развитие мощных паротурбинных электростанций. Схема преобразования энергии на тепловых станциях показана на рис. 2.3.

В качестве тепловых двигателей на электрических станциях используют также газовые турбины.

Для повышения эффективности работы тепловых двигателей стремятся максимально увеличить температуру рабочего тела и его давление до значений, приемлемых по условиям механической прочности конструкционных материалов.

Рассмотрим типичную конденсационную ТЭС, работающую на органическом топливе. Схема этого предприятия показана на рис. 2.4. Основным «сырьем» для работы ТЭС является органическое топливо, содержащее запас химической энергии, измеряемый теплотой сгорания $Q_{сг}$.

Топливо подается в котел и для его сжигания сюда же подается окислитель — воздух, содержащий кислород. Воздух берется из атмосферы. В зависимости от состава и теплоты сгорания для полного сжигания 1 кг топлива

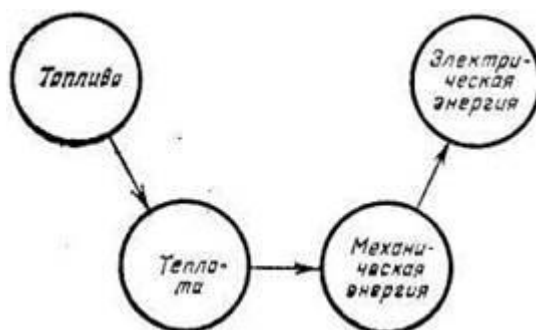


Рис. 2.3 - Схема преобразования энергии на тепловых станциях

требуется 10—15 кг воздуха и, таким образом, воздух — это тоже природное «сырье» для производства электроэнергии, для доставки которого в зону горения необходимо иметь мощные высокопроизводительные нагнетатели. В результате химической реакции сгорания, при которой углерод С топлива превращается в оксиды CO_2 и CO , водород H_2 — в пары воды H_2O , сера S — в оксиды SO_2 и SO_3 и т.д., образуются продукты сгорания топлива — смесь различных газов высокой температуры. Именно тепловая энергия продуктов сгорания топлива является источником электроэнергии, вырабатываемой ТЭС.

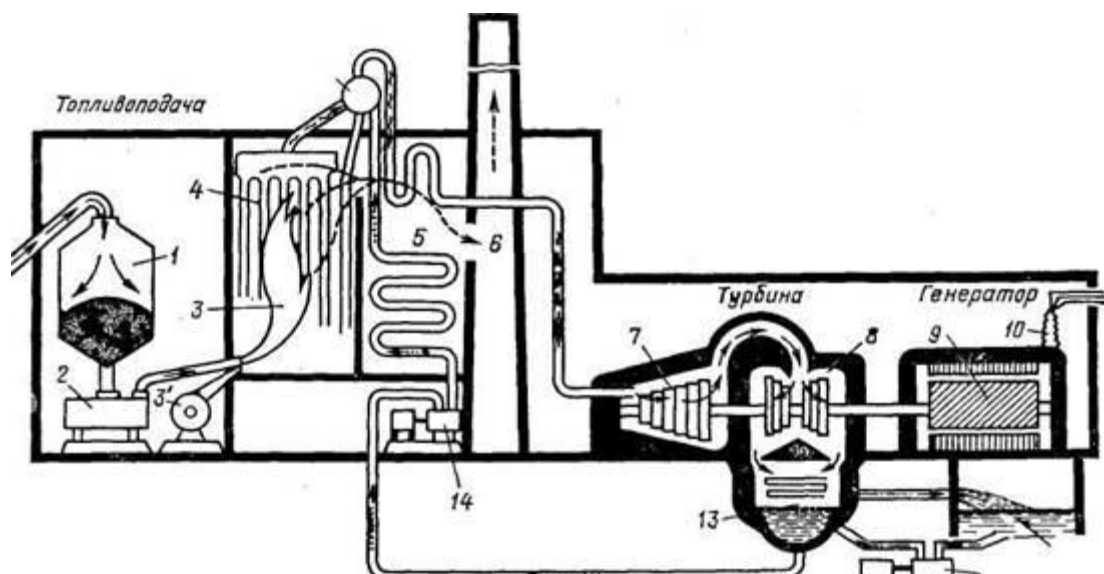


Рис. 2.4 - Схема технологического процесса тепловой конденсационной электростанции

Далее внутри котла осуществляется передача тепла от дымовых газов к воде, движущейся внутри труб. К сожалению, не всю тепловую энергию, высвободившуюся в результате сгорания топлива, по техническим и экономическим причинам удастся передать воде. Охлажденные до температуры 130—160 С продукты сгорания топлива (дымовые газы) через дымовую трубу покидают ТЭС. Часть теплоты, уносимой дымовыми газами, в зависимости от вида используемого топлива, режима работы и качества эксплуатации, составляет 5—15 %.

Часть тепловой энергии, оставшаяся внутри котла и переданная воде, обеспечивает образование пара высоких начальных параметров. Этот пар направляется в паровую турбину. На выходе из турбины с помощью аппарата, который называется конденсатором, поддерживается глубокий вакуум: давление за паровой турбиной составляет 3—8 кПа (напомним, что атмосферное давление находится на уровне 100 кПа). Поэтому пар, поступив в турбину с высоким давлением, движется к конденсатору, где давление мало, и расширяется. Именно расширение пара и обеспечивает превращение его потенциальной энергии в механическую работу. Паровая турбина устроена так, что энергия расширения пара преобразуется в ней во вращение ее ротора. Ротор турбины связан с ротором электрогенератора, в обмотках статора которого генерируется электрическая энергия, представляющая собой конечный полезный продукт (товар) функционирования ТЭС.

Для работы конденсатора, который не только обеспечивает низкое давление за турбиной, но и заставляет пар конденсироваться (превращаться в воду), требуется большое количество холодной воды. Это — третий вид «сырья», поставляемый на ТЭС, и для функционирования ТЭС он не менее важен, чем топливо. Поэтому ТЭС строят либо вблизи имеющихся природных источников воды (река, море),

либо строят искусственные источники (пруд-охладитель, воздушные башенные охладители и др.).

Основная потеря тепла на ТЭС возникает из-за передачи теплоты конденсации охлаждающей воде, которая затем отдает ее окружающей среде. С теплом охлаждающей воды теряется более 50 % тепла, поступающего на ТЭС с топливом. Кроме того, в результате происходит тепловое загрязнение окружающей среды.

Часть тепловой энергии топлива потребляется внутри ТЭС либо в виде тепла (например, на разогрев мазута, поступающего на ТЭС в густом виде в железнодорожных цистернах), либо в виде электроэнергии (например, на привод электродвигателей насосов различного назначения). Эту часть потерь называют собственными нуждами.

Отношение количества энергии, отпущенной ТЭС за некоторый промежуток времени, к затраченной за это время теплоте, содержащейся в сожженном топливе, называется коэффициентом полезного действия нетто ТЭС по выработке электроэнергии. Для ТЭС он составляет 40 %.

Понятие КПД нетто ТЭС обычно используется как универсальная оценка для сравнения ТЭС в различных странах, при научном анализе и в некоторых других случаях. В повседневной практике на ТЭС используют другой показатель — удельный расход условного топлива b_v , измеряемый в г/(кВт·ч). Напомним (см. предыдущую лекцию), что условное топливо — это топливо, имеющее теплоту сгорания $Q_{сг} = 7000$ ккал/кг = 29,33 МДж/кг. Если, например, на ТЭС сожгли 100 т угля с теплотой сгорания $Q_{сг} = 3500$ ккал/кг, т.е. использовали $B_v = 50$ т у.т., и при этом отпущено в сеть $\mathcal{E} = 160\,000$ кВт·ч электроэнергии, то удельный расход условного топлива составит 312,5 г/(кВт·ч).

Полезно и легко запомнить, что удельному расходу $b_v = 333$ г/(кВт·ч) соответствует КПД нетто $\eta_{ТЭС} \approx 37$ %. Примерно такой уровень имеет типичная ТЭС России.

Повышение КПД нетто ТЭС на 1 % означает уменьшение удельного расхода условного топлива на $\Delta b_v = 0,01 \cdot 341,7 = 3,4$ г/(кВт·ч), что дает экономию условного топлива в масштабах России $\Delta B_T = 0,52 \cdot 3,4 = 1,8$ млн.т. у.т.

Тепловая электростанция пропускает через себя огромное количество воды. Можно считать, что для отпуска 1 кВт·ч электроэнергии требуется примерно 0,12 м³ охлаждающей воды, которая поступает к конденсатору с температурой, примерно равной температуре окружающей среды. В конденсаторе она нагреется на 8—10°C и покинет его.

Например, всего один энергоблок мощностью 300 МВт за 1 с использует 10 м³ охлаждающей воды. Для его работы требуется расход воды, примерно равный среднегодовому расходу Москва-реки в черте города. Для работы насосов, обслуживающих этот энергоблок, требуется электродвигатель мощностью 2,5 МВт.

Огромно и количество используемого воздуха. Для выработки 1 кВт·ч электроэнергии требуется примерно 5 м³ воздуха.

Для нормальной работы ТЭС, кроме «сырья» (топливо, охлаждающая вода, воздух) требуется масса других материалов: масло для работы систем смазки, регулирования и защиты турбин, реагенты (смолы) для очистки рабочего тела, многочисленные ремонтные материалы.

Наконец, мощные ТЭС обслуживаются большим количеством персонала, который обеспечивает текущую эксплуатацию, техническое обслуживание оборудования, анализ технико-экономических показателей, снабжение, управление и т.д. Ориентировочно можно считать, что на 1 МВт установленной мощности требуется 1 персона и, следовательно, персонал мощной ТЭС составляет несколько тысяч человек.

Паровые котлы и их схемы

Любая конденсационная паротурбинная электростанция включает в себя четыре обязательных элемента:

- *энергетический котел*, или просто котел, в который подводится питательная вода под большим давлением, топливо и атмосферный воздух для горения. В топке котла идет процесс горения — химическая энергия топлива превращается в тепловую и лучистую энергию. Питательная вода протекает по трубной системе, расположенной внутри котла. Сгорающее топливо является мощным источником теплоты, которая передается питательной воде. Последняя нагревается до температуры кипения и испаряется. Получаемый пар в этом же котле перегревается сверх температуры кипения. Этот пар с температурой 540 °С и давлением 13—24 МПа по одному или нескольким трубопроводам подается в паровую турбину;

- *турбоагрегат*, состоящий из паровой турбины, электрогенератора и возбуждителя. Паровая турбина, в которой пар расширяется до очень низкого давления (примерно в 20 раз меньше атмосферного), преобразует потенциальную энергию сжатого и нагретого до высокой температуры пара в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Турбина приводит электрогенератор, преобразующий кинетическую энергию вращения ротора генератора в электрический ток. Электрогенератор состоит из статора, в электрических обмотках которого генерируется ток, и ротора, представляющего собой вращающийся электромагнит, питание которого осуществляется от возбуждителя;

- *конденсатор* служит для конденсации пара, поступающего из турбины, и создания глубокого разрежения. Это позволяет очень существенно сократить затрату энергии на последующее сжатие образовавшейся воды и одновременно увеличить работоспособность пара, т.е. получить большую мощность от пара, выработанного котлом;

- *питательный насос* для подачи питательной воды в котел и создания высокого давления перед турбиной.

Таким образом, в ПТУ над рабочим телом совершается непрерывный цикл преобразования химической энергии сжигаемого топлива в электрическую энергию.

Кроме перечисленных элементов, реальная ПТУ дополнительно содержит большое число насосов, теплообменников и других аппаратов, необходимых для повышения ее эффективности.

Рассмотрим подробно технологический процесс производства электроэнергии на ТЭС, работающей на газе (рис. см. в приложении).

Основными элементами рассматриваемой электростанции являются котельная установка, производящая пар высоких параметров; турбинная или паротурбинная установка, преобразующая теплоту пара в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата, и электрические устройства (электрогенератор, трансформатор и т.д.), обеспечивающие выработку электроэнергии.

Основным элементом котельной установки является *котел*. Газ для работы котла подается от газораспределительной станции, подключенной к магистральному газопроводу к газораспределительному пункту (ГРП) 1. Здесь его давление снижается до нескольких атмосфер и он подается к горелкам 2, расположенным в поде котла (такие горелки называются подовыми).

Собственно котел представляет собой П-образную конструкцию с газоходами прямоугольного сечения. Левая ее часть называется топкой. Внутренняя часть топки свободна, и в ней происходит горение топлива, в данном случае газа. Для этого к горелкам специальным дутьевым вентилятором 28 непрерывно подается горячий воздух, нагреваемый в воздухоподогревателе 25. Для повышения температуры воздуха используется рециркуляция: часть дымовых газов, уходящих из котла, специальным вентилятором рециркуляции 29 подается к основному воздуху и смешивается с ним. Горячий воздух смешивается с газом и через горелки котла подается в его топку — камеру, в которой происходит горение топлива. При горении образуется факел, представляющий собой мощный источник лучистой энергии. Таким образом, при горении топлива его химическая энергия превращается в тепловую и лучистую энергию факела.

Стены топки облицованы экранами 19 — трубами, к которым подается питательная вода из экономайзера 24. На схеме 2.5 изображен так называемый *прямоточный котёл*, в экранах которого питательная вода, проходя трубную систему котла только 1 раз, нагревается и испаряется, превращаясь в сухой насыщенный пар.

По конструктивному выполнению *паровые котлы* (парогенераторы) подразделяют на *барабанные* и *прямоточные*.

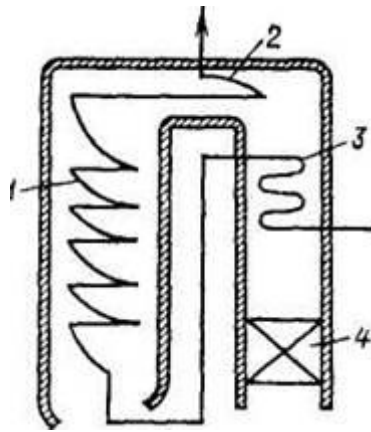


Рис. 2.5 - Схема работы прямоточного парогенератора

В барабанном парогенераторе (рис. 2.4) имеется стальной барабан, в нижней части которого находится вода, а в верхней части — пар и в экранах которого осуществляется многократная циркуляция питательной воды, а отделение пара от котловой воды происходит в барабане.

По циркуляционной трубе вода поступает в трубки экрана, покрывающие стенки топки. Трубки экрана выполняются стальными, небольшого диаметра (примерно 40 мм снаружи и 32 мм внутри), для того чтобы они смогли выдержать большое давление пара. В крупном парогенераторе каждый час испаряются сотни тонн воды и поэтому трубки имеют общую длину до 50 км. Чтобы повысить эффективность работы парогенератора, вода перед подачей в барабан нагревается в экономайзере, а воздух перед подачей в топку подогревается горячими газами в воздухоподогревателе. Выходящий из барабана пар дополнительно нагревается в пароперегревателе.

В барабанном парогенераторе происходит естественная циркуляция воды и пароводяной смеси за счет их разных плотностей. С увеличением температуры и давления пара уменьшается разность в плотностях воды и пара, что ухудшает их циркуляцию.

В прямоточном парогенераторе (рис. 2.5) барабана нет. Циркуляция воды и пара создается насосами. Вода через водоподогреватель 3 поступает в трубы 1, расположенные в топке, превращается в пар, который затем подается в пароперегреватель 2 и далее в турбину. В воздухоподогревателе 4 происходит подогрев воздуха перед подачей его в топку. Прямоточные парогенераторы требуют качественного регулирования подачи воды. Кроме того, к питательной воде, используемой в парогенераторах этого типа, предъявляют очень высокие требования в отношении ее химической чистоты.

Прямоточные котлы получили широкое распространение, так как они дешевле барабанных. У барабанных парогенераторов при высоких давлениях (свыше 20 МПа) нарушается естественная циркуляция воды и пара.

Прямоточные парогенераторы стали применяться в нашей стране в 30-е годы по инициативе Л. К. Рамзина, который разработал ряд оригинальных конструкций котлов.

Пространство за топкой котла достаточно густо заполнено трубами, внутри которых движется пар или вода. Снаружи эти трубы омываются горячими дымовыми газами, постепенно остывающими при движении к дымовой трубе 26.

Сухой насыщенный пар поступает в основной пароперегреватель, состоящий из потолочного 20, ширмового 21 и конвективного 22 элементов. В основном пароперегревателе повышается его температура и, следовательно, потенциальная энергия. Полученный на выходе из конвективного пароперегревателя пар высоких параметров покидает котел и поступает по паропроводу к паровой турбине.

Мощная паровая турбина обычно состоит из нескольких как бы отдельных турбин — цилиндров.

К первому цилиндру — цилиндру высокого давления (ЦВД) 17 пар подводится прямо из котла, и поэтому он имеет высокие параметры (для турбин СКД — 23,5 МПа, 540 °С, т.е. 240 ат/540 °С). На выходе из ЦВД давление пара составляет 3—3,5 МПа (30—35 ат), а температура — 300—340 °С. Если бы пар продолжал расширяться в турбине дальше от этих параметров до давления в конденсаторе, то он стал бы настолько влажным, что длительная работа турбины была бы невозможной из-за эрозионного износа его деталей в последнем цилиндре. Поэтому из ЦВД относительно холодный пар возвращается обратно в котел в так называемый промежуточный пароперегреватель 23. В нем пар попадает снова под воздействие горячих газов котла, его температура повышается до исходной (540 °С). Полученный пар направляется в цилиндр среднего давления (ЦСД) 16. После расширения в ЦСД до давления 0,2—0,3 МПа (2—3 ат) пар поступает в один или несколько одинаковых цилиндров низкого давления (ЦНД) 15.

Таким образом, расширяясь в турбине, пар вращает ее ротор, соединенный с ротором электрического генератора 14, в статорных обмотках которого образуется электрический ток. Трансформатор повышает его напряжение для уменьшения потерь в линиях электропередачи, передает часть выработанной энергии на питание собственных нужд ТЭС, а остальную электроэнергию отпускает в энергосистему.

И котел, и турбина могут работать только при очень высоком качестве питательной воды и пара, допускающем лишь ничтожные примеси других веществ. Кроме того, расходы пара огромны (например, в энергоблоке 1200 МВт за 1 с испаряется, проходит через турбину и конденсируется более 1 т воды). Поэтому нормальная работа энергоблока возможна только при создании замкнутого цикла циркуляции рабочего тела высокой чистоты.

Пар, покидающий ЦНД турбины, поступает в конденсатор 12 — теплообменник, по трубкам которого непрерывно протекает охлаждающая вода, подаваемая циркуляционным насосом 9 из реки, водохранилища или специального охладительного устройства (градирни). Градирня — это железобетонная пустотелая вытяжная башня высотой до 150 м и выходным диаметром 40—70 м, которая создает самотягу для воздуха, поступающего снизу через воздухо-направляющие щиты.

Внутри градирни на высоте 10—20 м устанавливают оросительное (разбрызгивающее) устройство. Воздух, движущийся вверх, заставляет часть капель (примерно 1,5—2 %) испаряться, за счет чего охлаждается вода, поступающая из конденсатора и нагретая в нем. Охлажденная вода собирается внизу в бассейне, перетекает в аванкамеру, и оттуда циркуляционным насосом она подается в конденсатор. Наряду с обратной, используют прямоточное водоснабжение, при котором охлаждающая вода поступает в конденсатор из реки и сбрасывается в нее ниже по течению. Пар, поступающий из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз; образующийся конденсат конденсатным насосом 6 подается через группу регенеративных подогревателей низкого давления (ПНД) 3 в деаэратор 8. В ПНД температура конденсата повышается за счет теплоты конденсации пара, отбираемого из турбины. Это позволяет уменьшить расход топлива в котле и повысить экономичность электростанции. В деаэраторе 8 происходит деаэрация — удаление из конденсата растворенных в нем газов, нарушающих работу котла. Одновременно бак деаэратора представляет собой емкость для питательной воды котла.

Из деаэратора питательная вода питательным насосом 7, приводимым в действие электродвигателем или специальной паровой турбиной, подается в группу подогревателей высокого давления (ПВД).

Регенеративный подогрев конденсата в ПНД и ПВД — это основной и очень выгодный способ повышения КПД ТЭС. Пар, который расширился в турбине от входа до трубопровода отбора, выработал определенную мощность, а поступив в регенеративный подогреватель, передал свое тепло конденсации питательной воде (а не охлаждающей!), повысив ее температуру и тем самым сэкономив расход топлива в котле. Температура питательной воды котла за ПВД, т.е. перед поступлением в котел, составляет в зависимости от начальных параметров 240—280 °С. Таким образом замыкается технологический пароводяной цикл преобразования химической энергии топлива в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата.

Газообразные продукты сгорания топлива, отдав свою основную теплоту питательной воде, поступают на трубы экономайзера 24 и в воздухоподогреватель 25, в которых они охлаждаются до температуры 140—160 °С и направляются с помощью дымососа 27 к дымовой трубе 26. Дымовая труба создает разрежение в топке и газоходах котла; кроме того, она рассеивает вредные продукты сгорания в верхних слоях атмосферы, не допуская их высокой концентрации в нижних слоях.

Если на ТЭС используется твердое топливо, то она снабжается топливоподачей и пылеприготовительной установкой. Прибывающий на ТЭС в специальных вагонах уголь разгружается, дробится до размера кусков 20—25 мм и ленточным транспортером подается в бункер, вмещающий запас угля на несколько часов работы. Из бункера уголь поступает в специальные мельницы, в которых он размалывается до пылевидного состояния. В мельницу непрерывно специальным дутьевым вентилятором подается воздух, нагретый в воздухоподогревателе. Горячий воздух смешивается с угольной пылью и через горелки котла подается в его топку в зону горения.

Пылеугольная ТЭС снабжается специальными электрофильтрами, в которых происходит улавливание сухой летучей зоны. Зола, образующаяся при горении топлива и не унесенная потоком газов, удаляется из донной части топки и транспортируется на золоотвалы.

Главный корпус ТЭС

Основным строительным сооружением ТЭС является главный корпус. Он состоит из трех отделений: турбинного, деаэрационного и котельного.

Турбинное отделение включает в себя рамный фундамент — железобетонное сооружение, состоящее из нижней фундаментной плиты, установленной на грунт, вертикальных колонн и верхней фундаментной плиты, опирающейся на колонны. На верхнюю фундаментную плиту, расположенную в данном случае на высотной отметке 13,5 м, устанавливают цугом паровую турбину, электрогенератор и возбуждатель (эту совокупность называют турбоагрегатом).

Помещение, в котором располагается турбина, называется машинным залом (машзалом). Турбоагрегаты, закрытые металлическими кожухами, размещаются поперек машзала, между ними имеются свободные пространства на всю высоту здания от нулевой отметки до кровли для установки оборудования, имеющего большую высоту (например, ПВД). Справа и слева от турбоагрегатов в машзале имеются свободные проходы.

Под полом машзала находится конденсационное помещение, поскольку в нем на нулевой высотной отметке располагается конденсатор, присоединенный своим входным патрубком к выходному патрубку турбины. Как правило, на нулевой отметке или ниже ее размещают также конденсатные насосы, насосы маслоснабжения и некоторое другое оборудование. Конденсационное помещение содержит также многочисленные этажерки, на которые устанавливают питательный насос с его приводом (электродвигатель или небольшая паровая турбина), сетевые подогреватели (для ТЭЦ), вспомогательные устройства для пуска и остановки различного оборудования ТЭС.

Котельное отделение находится в правой части главного корпуса. Здесь размещаются котлы. За стеной котельного отделения на открытом воздухе располагаются воздухоподогреватели, дымососы и дымовая труба (обычно общая для нескольких энергоблоков).

Между турбинным и котельным отделением размещают деаэрационное отделение. На деаэрационной этажерке в данном случае высотной отметке 26,1 м размещают деаэраторы. Конденсат, подвергаемый деаэрации, и пар для его нагрева деаэраторы получают из турбинного отделения. Из деаэраторов питательная вода поступает к питательному насосу и затем в ПВД (а из них — в котлы). В деаэрационном помещении на высотной отметке машзала располагают щиты управления котлами и турбинами со всеми необходимыми приборами и автоматикой. Здесь находятся операторы, управляющие работой ТЭС.

Основное оборудование ТЭС

Паровая турбина — самая значимая и самая дорогая часть ТЭС. Неотъемлемой частью конденсационной турбины является конденсатор.

Турбины. Полученный в парогенераторах перегретый пар при температуре $\sim 600^\circ\text{C}$ и давлении 30 МПа по паропроводам передается в *сопла*. Сопла предназначены для преобразования внутренней энергии пара в кинетическую энергию упорядоченного движения молекул.

Если перед входом в сопло пар имел некоторую начальную скорость C_0 и начальное давление p (рис. 2.6), то после выхода из сопла в результате расширения пара происходит увеличение его скорости до значения C_1 и уменьшение давления до значения p_2 . Температура пара также при этом значительно понижается.

После выхода из сопла пар подается на рабочие лопатки турбины. Если турбина активная, то между ее рабочими лопатками расширения пара не происходит, следовательно, давление пара не меняется. Абсолютная скорость движения пара уменьшается от C_1 до C_2 вследствие вращения турбины со скоростью v .

Конструктивно обычно турбина выполняется в виде нескольких ступеней, каждая из которых состоит из одного венца сопловых лопаток и одного венца рабочих лопаток. Сопловые и рабочие лопатки закреплены на окружностях одинакового радиуса.

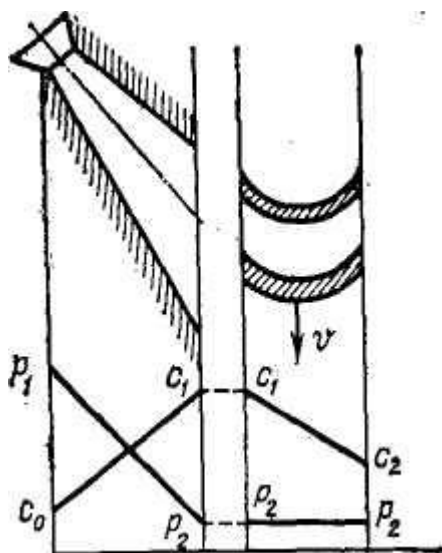


Рис. 2.6 - Схема работы активной турбины

У реактивной турбины или ступени происходит расширение пара, проходящего через каналы рабочих лопаток. В зависимости от показателей расширения пара в каналах турбины характеризуют ступенями реактивности. В настоящее время турбины выполняют

многоступенчатыми, причем в одной и той же турбине могут быть как активные, так и реактивные (с различной степенью реактивности) ступени.

Изменение параметров пара в реактивной ступени турбины показано на рис. 2.7.

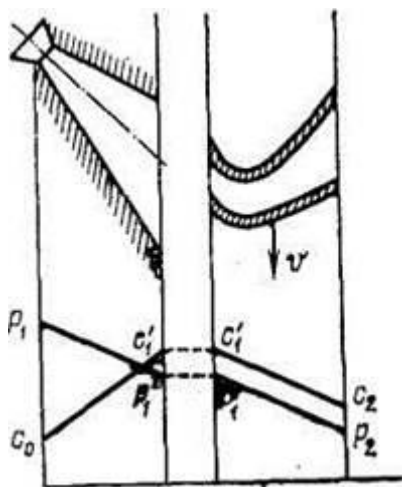


Рис. 2.7 - Схема работы реактивной турбины

В соплах турбины происходит частичное расширение пара до промежуточного давления p . Дальнейшее расширение пара до давления p_2 происходит в каналах между лопатками. Абсолютная скорость пара в сопле увеличивается до значения c_1 , а в каналах между лопатками уменьшается из-за вращения лопаток до значения c_2 .

Общий вид лопато

Для оценки перспектив ТЭС, прежде всего, необходимо осознать их преимущества и недостатки в сравнении с другими источниками электроэнергии.

К числу преимуществ следует отнести следующие:

1. В отличие от ГЭС, тепловые электростанции можно размещать относительно свободно с учетом используемого топлива. Газомазутные ТЭС могут быть построены в любом месте, так как транспорт газа и мазута относительно дешев (по сравнению с углем). Пылеугольные ТЭС желательно размещать вблизи источников добычи угля. К настоящему времени «угольная» теплоэнергетика сложилась и имеет выраженный региональный характер.
2. Удельная стоимость установленной мощности (стоимость 1 кВт установленной мощности) и срок строительства ТЭС значительно меньше, чем АЭС и ГЭС.
3. Производство электроэнергии на ТЭС, в отличие от ГЭС, не зависит от сезона и определяется только доставкой топлива.
4. Площади отчуждения хозяйственных земель для ТЭС существенно меньше, чем для АЭС, и, конечно, не идут ни в какое сравнение с ГЭС,

влияние которых на экологию может иметь далеко не региональный характер. Примерами могут служить каскады ГЭС на р. Волге и Днепре.

5. На ТЭС можно сжигать практически любое топливо, в том числе самые низкосортные угли, забалластированные золой, водой, породой.

6. В отличие от АЭС, нет никаких проблем с утилизацией ТЭС по завершении срока службы. Как правило, инфраструктура ТЭС существенно «переживает» основное оборудование (котлы и турбины), установленное на ней, здания, машзал, системы водоснабжения и топливоснабжения и т.д., которые составляют основную часть фондов, еще долго служат. Большинство ТЭС, построенных более 80 лет по плану ГОЭЛРО, до сих пор работают, и будут работать дальше после установки на них новых, более совершенных турбин и котлов.

Наряду с этими достоинствами, ТЭС имеет и ряд недостатков.

1. ТЭС — самые экологически «грязные» источники электроэнергии, особенно те, которые работают на высокосолевых сернистых топливах. АЭС, не имеющие постоянных выбросов в атмосферу, но создающие постоянную угрозу радиоактивного загрязнения и имеющие проблемы хранения и переработки отработавшего ядерного топлива, а также утилизации самой АЭС после окончания срока службы, или ГЭС, затопляющие огромные площади хозяйственных земель и изменяющие региональный климат, являются экологически более «чистыми» можно лишь со значительной долей условности.

2. Традиционные ТЭС имеют сравнительно низкую экономичность (лучшую, чем у АЭС, но значительно худшую, чем у ПГУ).

3. В отличие от ГЭС, ТЭС с трудом участвуют в покрытии переменной части суточного графика электрической нагрузки.

4. ТЭС существенно зависят от поставки топлива, часто привозного.

Несмотря на все эти недостатки, ТЭС являются основными производителями электроэнергии в большинстве стран мира и останутся таковыми, по крайней мере на ближайшие 50 лет.

Перспективы строительства мощных конденсационных ТЭС тесно связаны с видом используемых органических топлив. Несмотря на большие преимущества жидких топлив (нефти, мазута) как энергоносителей (высокая калорийность, легкость транспортировки) их использование на ТЭС будет все более и более сокращаться не только в связи с ограниченностью запасов, но и в связи с их большой ценностью как сырья для нефтехимической промышленности. Для России немалое значение имеет и экспортная ценность жидких топлив нефти. Поэтому жидкое топливо (мазут) на ТЭС будет использоваться либо как резервное топливо на газомазутных ТЭС, либо как вспомогательное топливо на пылеугольных ТЭС, обеспечивающее устойчивое горение угольной пыли в котле при некоторых режимах.

Использование природного газа на конденсационных паротурбинных ТЭС нерационально: для этого следует использовать парогазовые установки утилизационного типа, основой которых являются высокотемпературные ГТУ.

Таким образом, далекая перспектива использования классических паротурбинных ТЭС и в России, и за рубежом, прежде всего, связана с использованием углей, особенно низкосортных. Это, конечно, не означает прекращения эксплуатации газомазутных ТЭС, которые будут постепенно заменяться ПГУ.

2.7 Схема преобразования энергии на ТЭЦ

Технология производства электроэнергии на конденсационной ТЭС и ТЭЦ практически не отличаются, поэтому в этой части они совпадают. Мало того, когда ТЭЦ не отпускает тепла (например, летом или сразу же после ввода в эксплуатацию, когда тепловые сети еще не готовы), она работает просто как конденсационная ТЭС.

Главное отличие ТЭЦ от ТЭС состоит в наличии на ТЭЦ водонагревательной (теплофикационной) сетевой установки. Остывшая в теплоприемниках тепловой сети обратная сетевая вода поступает к сетевым насосам I подъема СН-I. Насосы повышают давление сетевой воды, исключая ее закипание при нагреве в сетевых подогревателях и обеспечивая ее прокачку через сетевые подогреватели. Из сетевого насоса СН-I сетевая вода последовательно проходит через трубную систему сетевых подогревателей СП-1 и СП-2. Нагрев сетевой воды в них осуществляется теплотой конденсации пара, отбираемого из двух отборов паровой турбины. Отбор пара осуществляется при таких давлениях, чтобы температура его конденсации в сетевом подогревателе была достаточной для нагрева сетевой воды.

Нагретая в СП-1 и СП-2 сетевая вода поступает к сетевым насосам II подъема, которые подают ее в пиковый водогрейный котел ПВК и обеспечивают ее прокачку через всю или часть (до теплонасосной станции) тепловой сети. Для нагрева сетевой воды в ПВК в него от ГРП подается газ, а от дутьевого вентилятора — воздух. Нагретая до требуемой температуры сетевая вода (прямая) подается в магистраль прямой сетевой воды и из него — тепловым потребителям.

Второе существенное отличие турбоустановки отопительной ТЭЦ от ТЭС состоит в использовании не конденсационной, а теплофикационной паровой турбины — турбины, позволяющей выполнять большие регулируемые отборы пара на сетевые подогреватели, регулируя их давление (т.е. нагрев сетевой воды и ее расход).

Теперь перейдем к показателям, характеризующим экономичность работы ТЭЦ. Когда в лекции рассматривали экономичность конденсационной ТЭС, мы выяснили, что для этой цели используется один показатель — *коэффициент полезного действия нетто* (это, по существу, *коэффициент полезного использования топлива*) или *эквивалентный ему удельный расход условного топлива*. Необходимость только в одном показателе экономичности для конденсационной ТЭС связана с тем, что ТЭС отпускает только один вид энергии — электроэнергию.

ТЭЦ отпускает два вида энергии — электрическую и тепловую. Поэтому для оценки качества работы ТЭЦ необходимо иметь также два показателя.

Первым показателем является коэффициент полезного использования тепла топлива. Если у конденсационных ТЭС России он не превышает 40 %, то для ТЭЦ он может достигать 85 % (а 15 % составляют потери с уходящими газами энергетических и водогрейных котлов, с конденсацией той части пара, которая проходит в конденсатор, собственные нужды).

Вторым показателем является выработка электроэнергии на тепловом потреблении $\epsilon = Nэ/Qт$. Ясно, что если, например, две ТЭЦ отпускают одинаковое количество тепла $Qт$ и имеют одинаковый коэффициент использования топлива, то из них лучше та, которая отпускает больше электроэнергии.

Эти два показателя полностью характеризуют экономичность работы ТЭЦ.

На практике и в отчетной документации ТЭЦ используют два других эквивалентных упомянутым выше показателям: привычный нам удельный расход условного топлива на производство электроэнергии $bэ$ в г/(кВт·ч) и удельный расход условного топлива на производство 1 Гкал тепла $bт$ в кг/Гкал. Для ТЭЦ $bт = 150—170$ кг/Гкал. Эти величины подсчитываются в соответствии с нормативными документами по распределению затраченного топлива на производство электроэнергии и тепла.

Газотурбинные установки

На отечественных ТЭС начинают широко использовать газотурбинные установки (ГТУ). В качестве рабочего тела в них используется смесь продуктов сгорания топлива с воздухом или нагретый воздух при большом давлении и высокой температуре. В ГТУ преобразуется теплота газов в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Таким образом газотурбинная установка (ГТУ) — это совокупность воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих ее работу. Совокупность ГТУ и электрического генератора называют газотурбинным агрегатом.

По конструктивному исполнению и принципу преобразования энергии газовые турбины не отличаются от паровых. Экономичность работы газовых турбин примерно такая же, как и двигателей внутреннего сгорания, а при очень высоких температурах рабочего газа экономичность газовых турбин выше. Кроме того, газовые турбины более компактны, чем паровые турбины и двигатели внутреннего сгорания аналогичной мощности. Особенно широкое распространение газовые турбины получили на транспорте. Применение газовых турбин в качестве основных элементов авиационных двигателей позволило в современной авиации достичь больших скоростей, грузоподъемности и высоты полета. Газотурбо-локомотивы на железнодорожном транспорте конкурентоспособны с тепловозами, оборудованными поршневыми двигателями внутреннего сгорания.

Современные газовые турбины в основном работают на жидком топливе, однако кроме жидкого топлива может использоваться газообразное: как естественный природный горючий газ, так и искусственный газ, получаемый особым сжиганием твердых топлив любых видов. Представляет практический интерес перспектива сжигания угля в местах

его залегания. При этом под землю компрессорами в необходимом количестве подается воздух, производится специальное сжигание угля с образованием горючего газа, который затем подается по трубам к газотурбинным установкам. Впервые в мире такая опытная электростанция построена в Тульской области.

Работа газотурбинной установки осуществляется следующим образом. В камеру сгорания 1 подается жидкое или газообразное топливо и воздух (рис.2.10, а).

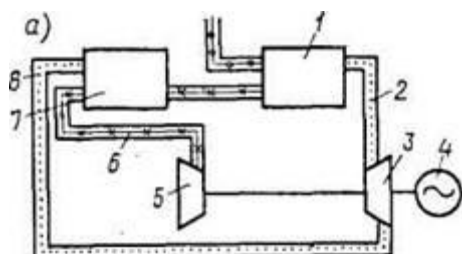


Рис. 2.10, а - Принципиальная схема газотурбинной установки

Получающиеся в камере сгорания газы 2с высокой температурой и под большим давлением направляются на рабочие лопатки турбины 3. Турбина вращает электрический генератор 4и компрессор 5, необходимый для подачи под давлением воздуха 6в камеру сгорания. Сжатый компрессором воздух перед подачей в камеру сгорания подогревается в регенераторе 7 отработанными в турбине горючими газами 8. Подогрев воздуха позволяет повысить эффективность сжигания топлива в камере сгорания. Общий вид газотурбинной установки приведен на рис. 2.10, б.

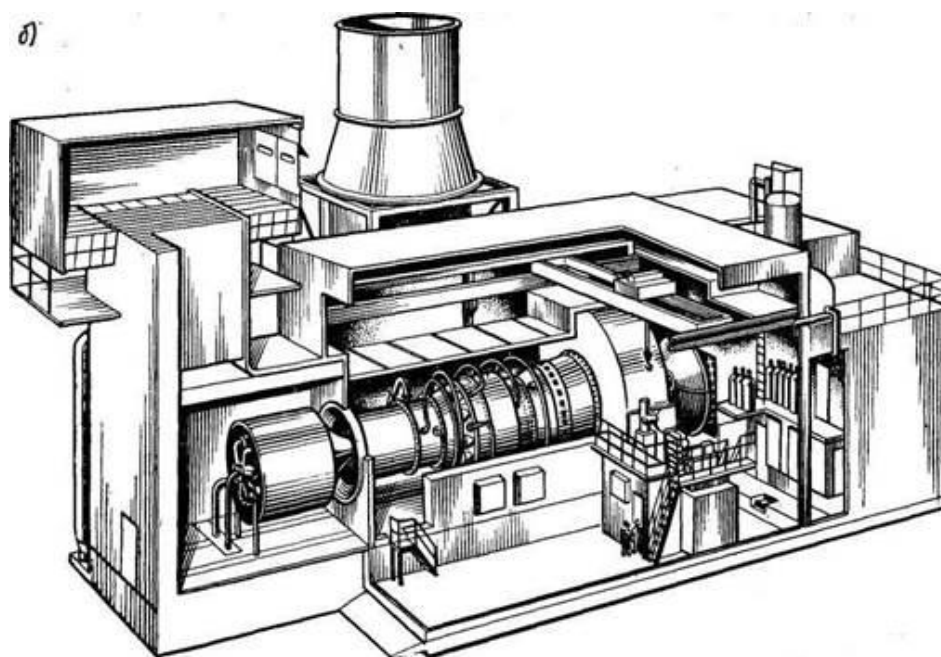


Рис. 2.10, б - Общий вид газотурбинной установки

Парогазотурбинные установки

Отработанные в ГТУ газы имеют высокую температуру, что неблагоприятно сказывается на КПД термодинамического цикла.

Совмещение газо- и паротурбинных агрегатов таким образом, что в них происходит совместное использование теплоты, получаемой при сжигании топлива, позволяет на 8—10% повысить экономичность работы установки, называемой *парогазовой*, и снизить ее стоимость на 25%. Принципиальные схемы парогазовой установки и парогазовой установки с выбросом отработанных газов в паровой котел показаны на рис. 2.11 и 2.12.

Парогазовые установки, использующие два вида рабочего тела — пар и газ — относятся к бинарным. В них охлаждающая вода, часть теплоты, получаемой при сжигании топлива в парогенераторе, расходуется на образование пара, который затем направляется в турбину. Охлажденные до температуры 650—700 °С газы попадают на рабочие лопатки газовой турбины. Отработанные в турбине газы «используются для подогрева питательной воды, что позволяет уменьшить расход топлива и повысить КПД всей установки, который может достигать примерно 44%.

Парогазовые установки могут работать также по схеме, в которой отработанные в газовой турбине газы поступают в паровой котел. Газовая турбина в этом случае как бы частью паросиловой установки. В камере сгорания газотурбинной установки сжигается 30—40% топлива, а в парогенераторе — остальное топливо.

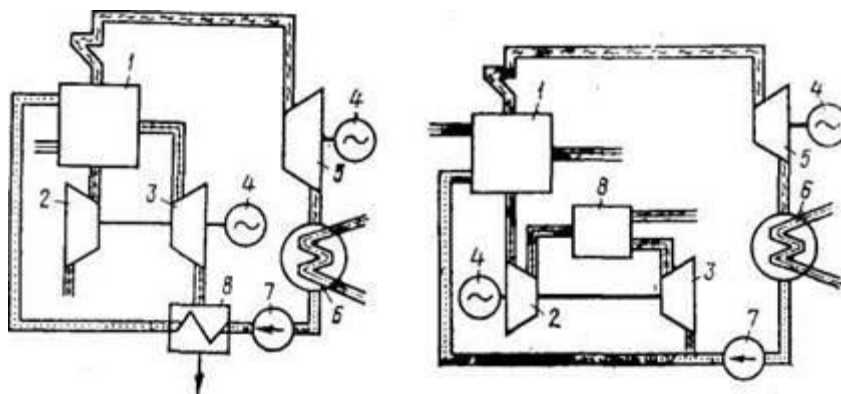


Рис. 2.11 - Принципиальная схема парогазовой установки
Рис. 2.12 - Схема парогазовой установки с выбросом отработанных газов в паровой котел

1 — парогенератор; 2— компрессор; 3 — газовая турбина; 4-генератор;
5 — паровая турбина; 6— конденсатор; 7 — насос; 8 — экономайзер.

Газотурбинные установки могут работать только на жидком или газообразном топливе, так как продукты сгорания твердого топлива, содержащие золу и механические примеси, оказывают вредное влияние на лопатки газовой турбины. В газотурбинных установках, так же как и в обычных паросиловых установках, тепловая энергия преобразуется в

механическую в турбинах и механическая энергия — в электрическую в генераторах. Эта схема электромеханического преобразования энергии требует использования материалов, способных выдерживать большие механические нагрузки при больших частотах вращения вала турбины и высоких температурах. Ограниченная прочность материалов вынуждает использовать пар при температурах не выше 600 °С, в то время как температура сжигаемого топлива достигает 2000 °С. Сокращение разницы этих температур позволит существенно повысить КПД тепловых установок. КПД ГТУ невелик: для типичных ГТУ он составляет 35—36 %, т.е. существенно меньше, чем КПД ПТУ.

Газовая турбина является наиболее сложным элементом ГТУ, что обусловлено в первую очередь очень высокой температурой рабочих газов, протекающих через ее проточную часть: температура газов перед турбиной 1350 °С в настоящее время считается «стандартной», и ведущие фирмы, в первую очередь General Electric, работают над освоением начальной температуры 1500 °С. Напомним, что «стандартная» начальная температура для паровых турбин составляет 540 °С, а в перспективе — температура 600—620 °С. Стремление повысить начальную температуру связано, прежде всего, с выигрышем в экономичности, который она дает. Повышение начальной температуры с 1100 до 1450 °С дает увеличение абсолютного КПД с 32 до 40 %, т.е. приводит к экономии топлива в 25 %. Конечно, часть этой экономии связана не только с повышением температуры, но и с совершенствованием других элементов ГТУ, а определяющим фактором все-таки является начальная температура. Для обеспечения длительной работы газовой турбины используют сочетание двух средств. Первое средство — применение для наиболее нагруженных деталей жаропрочных материалов, способных сопротивляться действию высоких механических нагрузок и температур (в первую очередь для сопловых и рабочих лопаток). Если для лопаток паровых турбин и некоторых других элементов применяются стали (т.е. сплавы на основе железа) с содержанием хрома 12—13 %, то для лопаток газовых турбин используют сплавы на никелевой основе (нимоники), которые способны при реально действующих механических нагрузках и необходимом сроке службы выдержать температуру 800—850 °С. Поэтому вместе с первым используют второе средство — охлаждение наиболее горячих деталей.

Для охлаждения большинства современных ГТУ используется воздух, отбираемый из различных ступеней воздушного компрессора. Уже работают ГТУ, в которых для охлаждения используется водяной пар, который является лучшим охлаждающим агентом, чем воздух. Охлаждающий воздух после нагрева в охлаждаемой детали сбрасывается в проточную часть газовой турбины. Такая система охлаждения называется открытой. Существуют замкнутые системы охлаждения, в которых нагретый в детали охлаждающий агент направляется в холодильник и затем снова возвращается для охлаждения детали. Такая система не только весьма сложна, но и требует утилизации тепла, отбираемого в холодильнике.

Система охлаждения газовой турбины — самая сложная система в ГТУ, определяющая ее срок службы. Она обеспечивает не только поддержание допустимого уровня рабочих и сопловых лопаток, но и корпусных

элементов, дисков, несущих рабочие лопатки, запирающие уплотнения подшипников, где циркулирует масло и т.д. Эта система чрезвычайно сильно разветвлена и организуется так, чтобы каждый охлаждаемый элемент получал охлаждающий воздух тех параметров и в том количестве, который необходим для поддержания его оптимальной температуры. Излишнее охлаждение деталей так же вредно, как и недостаточное, так как оно приводит к повышенным затратам охлаждающего воздуха, на сжатие которого в компрессоре затрачивается мощность турбины. Кроме того, повышенные расходы воздуха на охлаждение приводят к снижению температуры газов за турбиной, что очень существенно влияет на работу оборудования, установленного за ГТУ (например, паротурбинной установки, работающей в составе ПТУ). Наконец, система охлаждения должна обеспечивать не только необходимый уровень температур деталей, но и равномерность их прогрева, исключая появление опасных температурных напряжений, циклическое действие которых приводит к появлению трещин.

Главное отличие АЭС от ТЭС состоит в использовании ядерного горючего вместо органического топлива. Ядерное горючее получают из природного урана, который добывают либо в шахтах (Франция, Нигер, ЮАР), либо в открытых карьерах (Австралия, Намибия), либо способом подземного выщелачивания (США, Канада, Россия). Природный уран — это смесь в основном неделящегося изотопа урана ^{238}U (более 99 %) и делящегося изотопа ^{235}U (0,71 %), который соответственно и представляет собой ядерное горючее. Для работы реакторов АЭС требуется обогащение урана. Для этого природный уран направляется на обогатительный завод, после переработки на котором 90 % природного обедненного урана направляется на хранение, а 10 % приобретают обогащение до нескольких процентов (3,3—4,4 % для энергетических реакторов).

Обогащенный уран (точнее — диоксид урана) направляется на завод, изготавливающий ТВЭЛЫ — тепловыделяющие элементы. Из диоксида урана изготавливают цилиндрические таблетки диаметром около 9 мм и высотой 15—30 мм. Эти таблетки помещают в герметичные тонкостенные циркониевые трубки длиной почти в 4 м. Это и есть ТВЭЛЫ. ТВЭЛЫ собирают в тепловыделяющие сборки (ТВС) по несколько сотен штук, которые удобно помещать и извлекать из активной зоны реактора.

Все дальнейшие процессы «горения» — расщепления ядер ^{235}U с образованием осколков деления, радиоактивных газов, набуханием таблеток и т.д. происходят внутри трубки ТВЭЛА, герметичность которой должна быть гарантирована.

После постепенного расщепления ^{235}U и уменьшения его концентрации до 1,26 %, когда мощность реактора существенно уменьшается, ТВС извлекают из реактора, некоторое время хранят в бассейне выдержки, а затем направляют на радиохимический завод для переработки.

Таким образом, в отличие от ТЭС, где топливо сжигается полностью (по крайней мере, к этому стремятся), на АЭС добиться 100 % расщепления ядерного горючего невозможно. Отсюда — невозможность оценивать КПД АЭС с помощью удельного расхода условного топлива. Здесь же подчеркнем, что АЭС не использует воздух для окисления топлива, отсутствуют какие-либо выбросы золы, оксидов серы, азота, углерода и

так далее, характерных для ТЭС. Мало того, даже радиоактивный фон вблизи АЭС меньше, чем у ТЭС (этот фон создается элементами, содержащимися в золе). Результатом деления ядер расщепляющихся элементов в ядерном реакторе является выделение огромного количества тепла, которое используется для получения пара.

Таким образом, ядерный реактор АЭС — это аналог парового котла в ПТУ ТЭС. Сама ПТУ АЭС принципиально не отличается от ПТУ ТЭС: она также содержит паровую турбину, конденсатор, систему регенерации, питательный насос, конденсатоочистку. Так же, как и ТЭС, АЭС потребляет громадное количество воды для охлаждения конденсаторов.

КПД АЭС составляет всего 30—32 %, но сравнивать его с КПД ТЭС, составляющим 37—40%, не вполне правомочно.

Подобно тому, как ТЭС имеет отходы в виде золы и других выбросов, АЭС также имеет отходы, однако они особого вида. Это в первую очередь отработавшее ядерное топливо, а также другие радиоактивные остатки. Эти отходы утилизируют: сначала их выдерживают в специальных бассейнах для уменьшения радиоактивности, а потом направляют на переработку на радиохимические заводы, где из них извлекают ценные компоненты, в том числе и несгоревшее в реакторе топливо.

Подведем итог: АЭС — это энергетическое предприятие, вырабатывающее электроэнергию из энергии, выделяющейся при радиоактивном распаде элементов, содержащихся в твэлах.

Типы ядерных реакторов

Принципиальная схема ядерного реактора на так называемых тепловых (медленных) нейтронах показана на рисунке. Перед тем, как перейти к описанию его работы, напомним, что расщепление ядра делящегося элемента происходит вследствие попадания в него нейтрона. При этом возникают движущиеся с большой скоростью осколки деления (ядра других элементов) и 2—3 новых нейтрона. Последние способны вызывать деление новых ядер и характер дальнейшего процесса будет зависеть от характера изменения баланса нейтронов. Если из образующихся после каждого акта расщепления ядра 2—3 нейтронов, 1—2 нейтрона будут «погибать» (т.е. не вызывать акта следующего деления), то оставшийся и расщепивший следующее ядро 1 нейтрон будет постоянно «поддерживать» их существование. Если, например, в некоторый начальный момент существовало 100 нейтронов, то при описанных выше условиях этот уровень нейтронов будет поддерживаться постоянным, и реакция деления будет носить стационарный характер. Если число нейтронов будет увеличиваться, то произойдет тепловой взрыв, если уменьшаться, то реакция прекратится (или перейдет на меньший уровень тепловыделения). Чем выше стационарный уровень числа существующих нейтронов, тем больше мощность реактора.

Образующиеся в результате деления нейтроны могут быть быстрыми (т.е. иметь большую скорость) и медленными (тепловыми). Вероятность захвата медленного нейтрона ядром и его последующего расщепления

больше, чем быстрого нейтрона. Поэтому твэлы окружают замедлителем (обычно это вода, графитовая кладка и другие материалы). Быстрые нейтроны замедляются, и поэтому рассматриваемые ниже энергетические реакторы относятся к реакторам на медленных (тепловых) нейтронах.

Для уменьшения утечки нейтронов из реактора его снабжают отражателем. Обычно он делается из таких же материалов как и замедлитель.

Изменяют мощность реактора с помощью стержней системы регулирования и защиты (СУЗ), выполненных из материалов хорошо поглощающих нейтроны. При опускании стержней поглощение нейтронов увеличивается, общее число нейтронов уменьшается, и мощность реактора также уменьшается вплоть до полной остановки.

Реактор окружается биологической защитой — кладкой из тяжелого бетона, предохраняющей персонал от воздействия медленных и быстрых нейтронов и ионизирующего излучения.

Количество стационарно существующих нейтронов определяет число образующихся осколков деления ядер, которые разлетаются в разные стороны с огромной скоростью. Торможение осколков приводит к разогреву топлива и стенок твэлов. Для снятия этого тепла в реактор подается теплоноситель, нагрев которого и представляет цель работы ядерного реактора. В наиболее распространенных типах ядерных реакторов в качестве теплоносителя используют обычную воду, естественно, высокого качества.

Практически вся мировая атомная энергетика базируется на корпусных реакторах. Как следует из самого названия, их главной особенностью является использование для размещения активной зоны толстостенного цилиндрического корпуса.

В свою очередь корпусные реакторы выполняют с водой под давлением (в английской транскрипции PWR — pressed water reactor, в русской ВВЭР — водо-водяной энергетический реактор), и кипящие (BWR — boiling water reactor). В водо-водяном реакторе циркулирует только вода под высоким давлением. В кипящем реакторе в его корпусе над поверхностью жидкости образуется насыщенный водяной пар, который направляется в паровую турбину. В России реакторы кипящего типа не строят. В корпусных реакторах и теплоносителем, и замедлителем является вода.

Альтернативой корпусным реакторам являются канальные реакторы, которые строили только в Советском Союзе под названием РБМК — реактор большой мощности канальный. Такой реактор представляет собой графитовую кладку с многочисленными каналами, в каждый из которых вставляется как бы небольшой кипящий реактор малого диаметра. Замедлителем в таком реакторе служит графит, а теплоносителем — вода.

В таблице 3.2 представлены основные характеристики реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-440.

Рассмотрим строение реактора ВВЭР-440.

Корпус реактора состоит из цилиндрического сосуда и крышки, притягиваемой к сосуду многочисленными шпильками со специальными колпачковыми гайками. В сосуде подвешивается шахта, представляющая собой тонкостенный сосуд с уплотнением и системой отверстий, обеспечивающих направленное движение теплоносителя. Теплоноситель (вода) с давлением 15,7 МПа и температурой 289 °С поступает по четырем штуцерам в кольцевое пространство между корпусом и шахтой и движется вниз между ними. На этой стадии вода выполняет функцию отражателя нейтронов. Дно шахты

Таблица 3.2 - Основные характеристики реакторов ВВЭР

Показатель	Энергетический реактор	
ВВЭР- 1000	ВВЭР-440	
Тепловая мощность, МВт		
Энергетическая мощность энергоблока, МВт		
КПД энергоблока, %		31,5
Давление теплоносителя в первом корпусе, МПа	15,7	12,26
Температура воды на входе, °С		
Средний подогрев воды в реакторе, °С	33,5	
Расход воды через реактор, м ³ /ч		
Количество циркуляционных петель, шт.		
Загрузка топлива, т		
Обогащение топлива, %	4,4	3,3
Корпус реактора (без крышки):		
Максимальный диаметр (с патрубками), мм		
Внутренний диаметр, мм		
Высота, мм		
Масса, т		208,8

имеет многочисленные отверстия, через которые вода попадает внутрь шахты, где располагается активная зона, состоящая из отдельных шестигранных ТВС, каждый из которых содержит 312 твэлов.

Поступивший через перфорированное дно шахты теплоноситель движется вверх, омывает твэлы, разогретые процессом деления ядерного горючего, нагревается и с температурой 322,5 °С через перфорации в верхней части шахты и четыре выходных отверстия направляется в четыре парогенератора.

Корпус реактора представляет собой уникальную конструкцию, сваренную из отдельных обечаек, изготавливаемых ковкой. Масса обечаек достигает почти 100 т. Они выполняются двухстенными. Наружная часть — из термостойкой высокопрочной стали, а внутренняя плакируется слоем аустенитной нержавеющей стали толщиной 10—20 мм.

Масса корпуса без крышки превышает 300 т, а крышки и шпилек достигает 100 т.

Рассмотрим реактор канального типа РБМК-1000 и его технические данные.

Мощность энергоблока электрическая, МВт.....	1000
Мощность реактора тепловая, МВт.....	3200
КПД, %.....	31,3
Высота активной зоны, м.....	7
Диаметр активной зоны, м.....	1,8
Число каналов.....	1693
Загрузка топлива.....	192
Обогащение топлива, %.....	2
Диаметр твэла, мм.....	13,6

Он состоит из собственно реактора, барабанов-сепараторов, главных циркуляционных насосов и водяных и пароводяных коммуникаций.

Активная зона реактора представляет собой графитовую кладку из блоков сечением 250x250 мм. В центре каждого блока выполнено вертикальное отверстие (канал), в которое помещается парогенерирующее устройство. Совокупность парогенерирующего устройства, кладки и элементов их установки называют технологическим каналом. Он включает в себя трубу, состоящую из центральной (циркониевой) части, расположенной в области графитовой кладки, и двух концевых частей, выполненных из нержавеющей стали. Внутри центральной части трубы подвешивается ТВС, состоящая из двух последовательно расположенных пучков. Каждый пучок состоит из 18 стержневых твэлов наружным диаметром 13,6 мм, толщиной стенки 0,9 мм и длиной 3,5 м.

В нижнюю концевую часть трубы 14 каждого канала поступает вода от главного циркуляционного насоса (ГЦН) и движется вверх, омывая пучки ТВС. При этом вода нагревается до состояния кипения, частично испаряется и с массовым паросодержанием примерно 15 % направляется в барабан-сепаратор. Здесь вода и пар разделяются: пар направляется в паровую турбину, а вода с помощью ГНЦ снова возвращается в технологические каналы.

Активная зона (графитовая кладка) окружается стальным герметичным кожухом и заполняется смесью гелия и азота при небольшом избыточном давлении.

Из большого разнообразия используемых паровых турбин, прежде всего можно выделить турбины транспортные и стационарные.

Транспортные паровые турбины чаще всего используются для привода гребных винтов крупных судов.

Стационарные паровые турбины — это турбины, сохраняющие при эксплуатации неизменным свое местоположение.

В свою очередь стационарные паровые турбины можно классифицировать по ряду признаков.

1. По назначению различают турбины *энергетические, промышленные и вспомогательные*.

Энергетические турбины служат для привода электрического генератора, включенного в энергосистему, и отпуска тепла крупным потребителям, например жилым районам, городам и т.д. Их устанавливают на крупных ГРЭС, АЭС и ТЭЦ. Энергетические турбины характеризуются, прежде всего, большой мощностью, а их режим работы — постоянной частотой вращения, определяемой постоянством частоты сети.

Основным производителем энергетических паровых турбин в России является Ленинградский металлический завод (Санкт-Петербург). Он выпускает мощные паровые турбины для ТЭС (мощностью 1200, 800, 500, 300 и 200 МВт), ТЭЦ (мощностью 180, 80 и 50 МВт и менее), АЭС (мощностью 1000 МВт).

Другим крупным производителем энергетических паровых турбин является Турбомоторный завод (ТМЗ, г. Екатеринбург). Он выпускает только теплофикационные турбины (мощностью 250, 185, 140, 100 и 50 МВт и менее).

На ТЭС России установлено достаточно много мощных паровых турбин Харьковского турбинного завода (ХТЗ, Украина) (мощностью 150, 300 и 500 МВт). Им же произведены все паровые турбины, установленные на АЭС России мощностью 220, 500 и 1000 МВт.

Таким образом, в настоящее время в России функционирует всего два производителя мощных паровых турбин. Если говорить о зарубежных производителях турбин, то их число также является небольшим. Большинство из них являются транснациональными объединениями. В Европе главными производителями паровых турбин являются компании Siemens (Германия), Asea Brown Boveri (ABB, германско-швейцарское объединение), GEC-Alsthom (англо-французское объединение), Scoda (Чехия). В США производителями мощных энергетических турбин являются компании General Electric и Westinghouse, в Японии — Hitachi, Toshiba, Mitsubishi. Все перечисленные производители выпускают паровые турбины вплоть до мощности 1000 МВт и выше. Технический уровень некоторых из них не только не уступает нашим производителям, но и превосходит их.

Промышленные турбины также служат для производства тепловой и электрической энергии, однако их главной целью является обслуживание промышленного предприятия, например, металлургического, текстильного, химического, сахароваренного и др. Часто генераторы таких турбин работают на маломощную индивидуальную электрическую сеть, а иногда используются для привода агрегатов с переменной частотой вращения, например воздуходувок доменных печей. Мощность

промышленных турбин существенно меньше, чем энергетических. Основным производителем промышленных турбин в России является Калужский турбинный завод (КТЗ).

Вспомогательные турбины используются для обеспечения технологического процесса производства электроэнергии — обычно для привода питательных насосов и воздуходувок котлов.

Питательные насосы энергоблоков мощностью вплоть до 200 МВт приводятся электродвигателями, а мощностью выше — с помощью паровых турбин, питаемых паром из отбора главной турбины. Например, на энергоблоках мощностью 800 и 1200 МВт установлено соответственно по два и три питательных турбонасоса мощностью 17 МВт каждый, на энергоблоках мощностью 250 (для ТЭЦ) и 300 МВт — один питательный турбонасос мощностью 12 МВт; на энергоблоках мощностью 1000 МВт для АЭС используется два питательных насоса мощностью 12 МВт.

Котлы энергоблоков мощностью 800 и 1200 МВт оборудованы соответственно двумя и тремя воздуходувками, привод которых осуществляется также паровыми турбинами мощностью по 6 МВт каждая. Основным производителем вспомогательных паровых турбин в России является КТЗ.

2. По виду энергии, получаемой от паровой турбины, их делят на *конденсационные* и *теплофикационные*.

В *конденсационных* турбинах (типа К) пар из последней ступени отводится в конденсатор, они не имеют регулируемых отборов пара, хотя, как правило, имеют много нерегулируемых отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды, а иногда и для внешних тепловых потребителей. Главное назначение конденсационных турбин — обеспечивать производство электроэнергии, поэтому они являются основными агрегатами мощных ТЭС и АЭС. Мощность самых крупных конденсационных турбоагрегатов достигает 1000—1500 МВт.

Теплофикационные турбины имеют один или несколько регулируемых отборов пара, в которых поддерживается заданное давление. Они предназначены для выработки тепловой и электрической энергии, и мощность самой крупной из них составляет 250 МВт. Теплофикационная турбина может выполняться с конденсацией пара и без нее. В первом случае она может иметь отопительные отборы пара (турбины типа Т) для нагрева сетевой воды для обогрева зданий, предприятий и т.д., или производственный отбор пара (турбины типа П) для технологических нужд промышленных предприятий, или тот и другой отборы (турбины типа ПТ и ПР). Во втором случае турбина носит название турбины с противодавлением (турбины типа Р). В ней пар из последней ступени направляется не в конденсатор, а обычно производственному потребителю. Таким образом, главным назначением турбины с противодавлением является производство пара заданного давления (в пределах 0,3—3 МПа). Турбина с противодавлением может также иметь и регулируемый теплофикационный или промышленный отбор пара, и тогда она относится к типу ТР или ПР.

Теплофикационные турбины с отопительным отбором пара (типа Т) спроектированы так, чтобы при максимальной теплофикационной

нагрузке ступени, расположенные за зоной отбора, мощности не вырабатывали. В последние годы ряд турбин проектируются так, что даже при максимальной нагрузке последние ступени вырабатывают мощность. Такие турбины относятся к типу ТК.

3. По используемым начальным параметрам пара паровые турбины можно разделить на *турбины докритического и сверхкритического начального давления, перегретого и насыщенного пара, без промежуточного перегрева и с промежуточным перегревом пара.*

Как уже известно критическое давление для пара составляет примерно 22 МПа, поэтому все турбины, начальное давление пара перед которыми меньше этого значения, относятся к паровым турбинам докритического начального давления. В России стандартное докритическое давление для паровых турбин выбрано равным 130 ат (12,8 МПа), кроме того, имеется определенный процент турбин на начальное давление 90 ат (8,8 МПа). На докритические параметры выполняются все паровые турбины для АЭС и ТЭЦ (кроме теплофикационной турбины мощностью 250 МВт), а также турбины мощностью менее 300 МВт для ТЭС. Докритическое начальное давление зарубежных паровых турбин обычно составляет 16—17 МПа, а максимальная единичная мощность достигает 600—700 МВт.

Все мощные конденсационные энергоблоки (300, 500, 800, 1200 МВт), а также теплофикационный энергоблок мощностью 250 МВт выполняют на сверхкритические параметры пара (СКД) — 240 ат (23,5 МПа) и 540 °С. Переход от докритических параметров пара к СКД позволяет экономить 3—4 % топлива.

Все турбины ТЭС и ТЭЦ работают перегретым паром, а АЭС — насыщенным (с небольшой степенью влажности).

Все мощные конденсационные турбины на докритические и сверхкритические параметры пара выполняют с промежуточным перегревом. Из теплофикационных турбин только турбина ЛМЗ на докритические параметры мощностью 180 МВт и турбина ТМЗ на СКД мощностью 250 МВт имеют промежуточный перегрев. Устаревшие конденсационные турбины мощностью 100 МВт и менее и многочисленные теплофикационные паровые турбины вплоть до мощности 185 МВт строятся без промперегрева.

4. По зоне использования турбин в графике электрической нагрузки паровые турбины можно разделить на *базовые и полупиковые.*

Базовые турбины работают постоянно при номинальной нагрузке или близкой к ней. Они проектируются так, чтобы и турбина, и турбоустановка имели максимально возможную экономичность. К этому типу турбин следует, безусловно, отнести атомные и теплофикационные турбины. *Полупиковые* турбины создаются для работы с периодическими остановками на конец недели (с ночи пятницы до утра в понедельник) и ежедневно (на ночь). Полупиковые турбины (и турбоустановки) с учетом их малого числа часов работы в году выполняют более простыми и соответственно более дешевыми (на сниженные параметры пара, с меньшим числом цилиндров). Электроэнергетика России в силу ряда причин всегда страдала от недостатка в энергосистеме полупиковых мощностей. Примерно 25 лет назад ЛМЗ спроектировал полупиковую

конденсационную турбину мощностью 500 МВт на параметры 12,8 МПа, 510 °С/510 °С. Головной образец этой турбины предполагалось установить на Лукомльской ГРЭС (б. Белоруссия). Однако до сих пор ни одной специальной полупиковой турбины в России не работает. Вместе с тем в Японии и США работают десятки полупиковых турбин упрощенной конструкции.

5. По конструктивным особенностям паровые турбины можно классифицировать по числу цилиндров, частоте вращения и числу валопроводов.

По числу цилиндров различают турбины одно- и многоцилиндровые. Количество цилиндров определяется объемным пропуском пара в конце процесса расширения. Чем меньше плотность пара, т.е. меньше его конечное давление, и чем больше мощность турбины, т.е. больше массовый расход, тем больше объемный пропуск и соответственно требуемая площадь для прохода пара через рабочие лопатки последней ступени. Однако если рабочие лопатки делать длиннее, а радиус их вращения больше, то центробежные силы, отрывающие профильную часть лопатки, могут возрасти настолько, что лопатка оторвется. Поэтому с увеличением мощности сначала переходят на двухпоточный ЦНД, а затем увеличивают их число. Конденсационные турбины можно выполнить одноцилиндровыми вплоть до мощности 50—60 МВт, двухцилиндровыми — до 100—150 МВт, трехцилиндровыми — до 300 МВт, четырехцилиндровыми — до 500 МВт, пятицилиндровыми — вплоть до 1300 МВт.

По частоте вращения турбины делятся на *быстроходные* и *тихоходные*.

Быстроходные турбины имеют частоту вращения 3000 об/мин = 50 об/с. Они приводят электрогенератор, ротор которого имеет два магнитных полюса, и поэтому частота вырабатываемого им тока равна 50 Гц. На эту частоту строят большинство паровых турбин для ТЭС, ТЭЦ и частично для АЭС в нашей стране и почти во всем мире. В Северной Америке и на части территории Японии быстроходные турбины строят на частоту вращения 3600 об/мин = 60 об/с, так как там принятая частота сети равна 60 Гц.

Ранее говорилось о том, что поскольку из-за низких начальных параметров работоспособность пара в турбинах АЭС мала, а снижение капитальных затрат требует увеличения мощности, т.е. массы пропускаемого пара, то объемный расход на выходе из турбины оказывается столь значительным, что оказывается целесообразным переход на меньшую частоту вращения. Так как число магнитных полюсов в электрогенераторе должно быть целым и четным, то переход на использование четырехполюсного электрогенератора и получения той же частоты сети, что и при двухполюсном электрогенераторе, требует снижения частоты вдвое. Таким образом, тихоходные турбины в нашей стране имеют частоту вращения 1500 об/мин = 25 об/с.

Тихоходная турбина не имеет ЦСД, и пар из ЦВД направляется в два горизонтальных сепаратора-пароперегревателя (СПП), а из них — раздается на три двухпоточных ЦНД. По такой схеме на частоту вращения

25 об/с построены энергоблоки мощностью 1000 МВт на Балаковской и Ростовской АЭС.

Для АЭС, построенных для теплых климатических условий, т.е. для высокой температуры охлаждающей воды и соответственно высокого давления в конденсаторе, можно строить и быстроходные атомные турбины. Пар к ЦВД турбины поступает из реакторного отделения по четырем паропроводам. Пройдя ЦВД, пар поступает к СПП вертикального типа, а после них с помощью ресивера раздается на три одинаковых двухпоточных ЦНД. Под каждым ЦНД установлен свой конденсатор.

По числу валопроводов различают турбины *одновальные* (имеющие один валопровод — соединенные муфтами роторы отдельных цилиндров и генератора) и *двухвальные* (имеющие два валопровода каждый со своим генератором и связанные только потоком пара). На российских тепловых электростанциях используют только одновальные турбины (в начале 70-х годов на Славянской ГРЭС на Украине построена единственная двухвальная турбина мощностью 800 МВт, да и то потому, что в то время не было электрогенератора мощностью 800 МВт).

Для обозначения типов турбин ГОСТ предусматривает специальную маркировку, состоящую из буквенной и числовой частей. Буквенная часть указывает тип турбины, следующее за ней число — номинальную мощность турбины в мегаваттах. Если необходимо указать и максимальную мощность турбины, то ее значение приводят через косую черту. Следующее число указывает номинальное давление пара перед турбиной в МПа: для теплофикационных турбин далее через косую черту указывают давление в отборах или противодавление в МПа. Наконец, последняя цифра, если она имеется, указывает номер модификации турбины, принятый на заводе-изготовителе.

Приведем несколько примеров обозначений турбин.

Турбина К-210-12,8-3 — типа К, номинальной мощностью 210 МВт с начальным абсолютным давлением пара 12,8 МПа (130 кгс/см²), третьей модификации.

Турбина П-6-3,4/0,5 — типа П, номинальной мощностью 6 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 3,4 МПа и абсолютным давлением отбираемого пара 0,5 МПа.

Турбина Т-110/120-12,8 — типа Т, номинальной мощностью 110 МВт и максимальной мощностью 120 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 12,8 МПа.

Турбина ПТ-25/30-8,8/1 — типа ПТ, номинальной мощностью 25 МВт и максимальной мощностью 30 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 8,8 МПа (90 ат) и абсолютным давлением отбираемого пара 1 МПа.

Турбина Р-100/105-12,8/1,45 — типа Р, номинальной мощностью 100 МВт максимальной мощностью 105 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 12,8 МПа и абсолютным противодавлением 1,45 МПа.

Турбина ПР-12/15-8,8/1,45/0,7 — типа ПР, номинальной мощностью 12 МВт и максимальной мощностью 15 МВт, с начальным абсолютным

давлением 8,8 МПа, давлением в отборе 1,45 МПа и противодавлением 0,7 МПа.

3.8.2 Основные технические требования к паровым турбинам и их характеристики

Технические требования к паровой турбине сформулированы в государственных стандартах (ГОСТ). Остановимся только на наиболее важных из них.

Прежде всего, к турбине предъявляется ряд требований, которые можно охватить одним термином — надежность. Надежность технического объекта — это его свойство выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Применительно к паровой турбине надежность — это бесперебойная выработка мощности при предусмотренных затратах топлива и установленной системе эксплуатации, технического обслуживания и ремонтов, а также недопущения ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Важно подчеркнуть, что понятие надежности включает в себя и понятие экономичности. Бесперебойно работающая турбина, работающая с низкой экономичностью из-за износа или с ограничением мощности из-за внутренних неполадок, не может считаться надежной. Надежность — это комплексное свойство, характеризующее такими под свойствами, как безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, управляемость, живучесть, безопасность. Не вдаваясь в строгие определения этих под свойств, отметим главные из них.

Безотказность — это свойство турбины непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторой наработки. Средняя наработка на отказ для турбин ТЭС мощностью 500 МВт и более должна быть не менее 6250 ч, а меньшей мощности — не менее 7000 ч, а для турбин АЭС — не менее 6000 ч. Если учесть, что в календарном году 8760 ч и что какое-то время турбина не работает (например, по указанию диспетчера энергосистемы), то это означает, что отказы по вине турбины в среднем должны происходить не чаще 1 раза в год.

Полный установленный срок службы турбины ТЭС должен быть не менее 40 лет, а турбин АЭС — не менее 30 лет. При этом оговаривается два важных обстоятельства. Первое: этот срок службы не относится к быстроизнашивающимся деталям, например, рабочим лопаткам, уплотнениям, крепежным деталям. Для таких деталей важен средний срок службы до капитального ремонта (межремонтный период). В соответствии с ГОСТ он должен быть не менее 6 лет (кроме того, на ТЭС и АЭС реализуется плановая система текущих и планово-предупредительных ремонтов).

Для турбин ТЭС, а точнее для их деталей, работающих при температуре выше 450 °С, кроме такого показателя долговечности, как срок службы, вводится другой показатель — ресурс — суммарная наработка турбины от начала эксплуатации до достижения предельного состояния. На этапе проектирования предельное состояние определяется как назначенный ресурс. По определению — это ресурс, при достижении которого эксплуатация турбины должна быть прекращена независимо от ее технического состояния. На самом деле при достижении назначенного ресурса турбина может сохранить значительную дополнительную

работоспособность (остаточный ресурс) и, учитывая ее высокую стоимость, срок работы турбины продляют. Учитывая нелогичность применительно к турбине термина «назначенный ресурс», стали употреблять термин «расчетный ресурс». Таким образом, расчетный (назначенный) ресурс — это наработка турбины, которая гарантируется заводом-изготовителем; при ее достижении должен быть рассмотрен вопрос о ее дальнейшей эксплуатации.

ГОСТ не регламентирует расчетного ресурса (он должен быть установлен в технических условиях или техническом задании на ее проектирование в каждом конкретном случае). Долгие годы расчетный ресурс составлял 100 тыс. ч, сейчас — как правило, 200 тыс. ч.

Важнейшим требованием к турбине является высокая экономичность. Коэффициент полезного действия турбины оценивается по КПД ее цилиндров.

Коэффициент полезного действия цилиндра характеризуется той долей работоспособности пара, которую удалось преобразовать в механическую энергию. Наивысшую экономичность имеет ЦСД: в хороших турбинах он составляет 90—94 %. Коэффициент полезного действия ЦВД и ЦНД существенно меньше и в среднем составляет 84—86 %. Это уменьшение обусловлено существенно более сложным характером течения пара в решетках очень малой (несколько десятков миллиметров в первых ступенях ЦВД) и очень большой (1 м и более) в последних ступенях ЦНД высотой решеток. Рассчитать это течение и подобрать под него профили лопаток затруднительно даже при современных вычислительных средствах. Кроме того, значительная часть проточной части ЦНД работает влажным паром, капли влаги имеют скорость существенно меньшую, чем пар, и оказывают на вращающиеся рабочие лопатки тормозящее действие.

Кроме приведенных технических требований ГОСТ содержит многочисленные другие требования, в частности, к системе защиты турбины при возникновении аварийных ситуаций, к маневренности (диапазон длительной работы — обычно 30—100 % номинальной мощности; продолжительности пуска и остановки, число возможных пусков и т.д.), к системе регулирования и управления турбиной, к ремонтпригодности и безопасности (пожаробезопасности, уровня вибрации, шума и т.д.), методов контроля параметров рабочих сред (пара, масла, конденсата), транспортирования и хранения.

Устройство паровой турбины

Типичная паровая турбина показана на рисунке в лекции 6 [2]. Для того чтобы увидеть внутреннее устройство турбины, при ее изображении «вырезана» передняя верхняя четверть. Точно также показана лишь задняя часть кожуха 2. Турбина состоит из трех цилиндров (ЦВД, ЦСД и ЦНД), нижние половины корпусов которых обозначены соответственно 39, 24 и 18. Каждый из цилиндров состоит из статора, главным элементом которого являются неподвижный корпус, и вращающегося ротора. Отдельные роторы цилиндров (ротор ЦВД 47, ротор ЦСД 5 и ротор ЦНД 11) жестко соединяются муфтами 31 и 21. К полумуфте 12 присоединяется полумуфта ротора электрогенератора (не показан), а к

нему — ротор возбуждителя. Цепочка из собранных отдельных роторов цилиндров, генератора и возбуждителя называется валопроводом. Его длина при большом числе цилиндров (а самое большое их число в современных турбинах — 5) может достигать 80 м.

Валопровод вращается во вкладышах 42, 29, 23, 20 и т.д. опорных подшипников скольжения на тонкой масляной пленке и не касается металлической части вкладышей подшипников. Как правило, каждый из роторов размещают на двух опорных подшипниках. Иногда между роторами ЦВД и ЦСД устанавливают только один общий для них опорный подшипник (см. позицию 29 на рис.). Расширяющийся в турбине пар заставляет вращаться каждый из роторов, возникающие на них мощности складываются и достигают на полумуфте 12 максимального значения.

К каждому из роторов приложено осевое усилие. Они суммируются, и их результирующая осевая сила передается с гребня 30 на упорные сегменты, установленные в корпусе упорного подшипника.

Каждый из роторов помещают в корпус цилиндра (см., например, поз. 24). При больших давлениях (а в современных турбинах оно может достигать 30 МПа » 300 ат) корпус цилиндра (обычно ЦВД) выполняют двухстенным (из внутреннего 35 и внешнего 46 корпусов). Это уменьшает разность давлений на каждый из корпусов, позволяет сделать его стенки более тонкими, облегчает затяжку фланцевых соединений и позволяет турбине при необходимости быстро изменять свою мощность.

Все корпуса в обязательном порядке имеют горизонтальные разъемы 13, необходимые для установки роторов внутри цилиндров при монтаже, а также для легкого доступа внутрь цилиндров при ревизиях и ремонтах. При монтаже турбины все плоскости разъемов нижних половин корпусов устанавливают специальным образом (для простоты можно считать, что все плоскости разъема совмещают в одной горизонтальной плоскости). При последующем монтаже ось валопровода помещают в эту плоскость разъема, что обеспечивает центровку — ось валопровода будет точно совпадать с осью кольцевых расточек корпусов. Этим будут исключены задевания ротора о статор, которые могут привести к тяжелой аварии.

Пар внутри турбины имеет высокую температуру, а ротор вращается во вкладышах на масляной пленке, температура масла которой как по соображениям пожаробезопасности, так и необходимости иметь определенные смазочные свойства, не должна превышать 100 °С (а температура подаваемого и отводимого масла должна быть еще ниже). Поэтому вкладыши подшипников выносят из корпусов цилиндров и размещают их в специальных строениях — опорах (см. поз. 45, 28, 7 на рис.). Таким образом, вращающиеся концы каждого из роторов соответствующего цилиндра необходимо вывести из невращающегося статора, причем так, чтобы с одной стороны исключить какие-либо (даже малейшие) задевания ротора о статор, а с другой — не допустить значительную утечку пара из цилиндра в зазор между ротором и статором, так как это снижает мощность и экономичность турбины. Поэтому каждый из цилиндров снабжают концевыми уплотнениями (см. поз. 40, 32, 19) специальной конструкции.

Турбина устанавливается в главном корпусе ТЭС на верхней фундаментной плите. В плите выполняются прямоугольные окна по числу цилиндров, в которых размещаются нижние части корпусов цилиндров, а также осуществляется вывод трубопроводов, питающих регенеративные подогреватели, паропроводы свежего и вторично перегретого пара, переходный патрубок к конденсатору.

После изготовления турбина проходит контрольную сборку и опробование на заводе-изготовителе. После этого ее разбирают на более-менее крупные блоки, консервируют, упаковывают в деревянные ящики и отправляют для монтажа на ТЭС.

Монтаж турбины осуществляют в следующем порядке. Сначала устанавливают нижнюю половину ЦНД 18 опорным поясом 15, расположенным по периметру обоих выходных патрубков ЦНД. ЦНД имеет собственные вваренные в них опоры ротора. Затем на перемычке между окнами под ЦВД и ЦСД и слева от окна под ЦВД размещают нижние половины корпусов опор соответственно 28 и 41. После этого на опоры подвешивают нижние половины корпусов наружных цилиндров 39 и 24, в них помещают статорные элементы и осуществляют центровку всех цилиндров турбины.

В опоры ротора вставляются нижние половины опорных вкладышей 42, 29, 23, 20 и 16, и на них опускают отдельные роторы. Их строго прицентровывают друг к другу и соединяют с помощью муфт 31 и 21.

Затем в верхние половины корпусов помещают необходимые внутренние статорные элементы и турбину закрывают. Для этого в отверстия на горизонтальные разъемы корпусов ввинчивают шпильки и опускают верхние половины (крышки — см., например, поз. 46 на рис.), после чего с помощью шпилек и специальных приспособлений верхние и нижние половины корпусов плотно стягиваются по фланцевым разъемам.

Аналогичным образом закрываются опоры роторов. После изоляции турбины, ограждения кожухом и многочисленных проверок ее доводят для состояния, пригодного к несению нагрузки.

При работе турбины пар из котла по одному или нескольким паропроводам (это зависит от мощности турбины) поступает сначала к главной паровой задвижке, затем к стопорному (одному или нескольким) и, наконец, к регулирующим клапанам (чаще всего — 4). От регулирующих клапанов (на рис. не показаны) пар по перепускным трубам 1 (на рис. их четыре: две из них присоединены к крышке 46 внешнего корпуса ЦВД, а две других подводят пар в нижние половины корпуса) подается в паровпускную камеру 33 внутреннего корпуса ЦВД. Из этой полости пар попадает в проточную часть турбины и, расширяясь, движется к выходной камере ЦВД 38. В этой камере в нижней половине корпуса ЦВД имеются два выходных патрубка 37. К ним приварены паропроводы, направляющие пар в котел для промежуточного перегрева.

Вторично перегретый пар по трубопроводам поступает через стопорный клапан (не показан на рис.) к регулирующим клапанам 4, а из них — в паровпускную полость ЦСД 26. Далее пар расширяется в проточной части ЦСД и поступает в его выходной патрубок 22, а из него — в две перепускные трубы 6 (иногда их называют ресиверными), которые

подают пар в паровпускную камеру ЦНД 9. В отличие от однопоточных ЦВД и ЦСД, ЦНД почти всегда выполняют двухпоточными: попав в камеру 9, пар расходится на два одинаковых потока и, пройдя их, поступает в выходные патрубки ЦНД 14. Из них пар направляется вниз в конденсатор. Перед передней опорой 41 располагается блок регулирования и управления турбиной 44. Его механизм управления 43 позволяет пускать, нагружать, разгружать и останавливать турбину.

Эффективность теплофикации оценивается прежде всего величиной экономии топлива при комбинированной ТЭЦ и АЭС по сравнению с отдельной (КЭС и РК) схемой производства электрической и тепловой энергии. Вместе с тем капиталовложения в комбинированную систему, вызванные удорожанием ТЭЦ (по сравнению с КЭС) и строительством магистральных тепловых сетей, всегда выше капиталовложений при отдельной схеме. Теплофикация эффективна в том случае, если величина указанной экономии топлива окупает вызванный перерасход капиталовложений.

Экономия топлива от теплофикации в энергосистеме оценивается по разности расходов топлива в ней при комбинированной выработке энергии на ТЭЦ и при отдельной выработке такого же количества электроэнергии на КЭС и теплоты в районной (заводской) котельной. При этом в реальных схемах теплоэнергоснабжения следует учитывать различие в КПД котлов и турбин ТЭЦ, КЭС и РК, изменение потерь в тепловых и электрических сетях вследствие изменения дальности транспорта энергии и ее расходов на собственные нужды источников. Обеспечение потребителей заданным количеством и качеством всех видов отпускаемой им энергии при всех режимах их работы вызывает необходимость создания в энергосистемах кроме ТЭЦ еще дополнительных тепловых и электрических установок.

Экономия топлива от комбинированной выработки энергии на ТЭЦ условно разделяется на две части: $\Delta B = \Delta B_e + \Delta B_t$, где ΔB_e — экономия топлива, отнесенная на производство электрической энергии; ΔB_t — то же на выработку теплоты. В свою очередь, каждая из них определяется через разность фактических удельных расходов топлива при отдельной выработке и условно-расчетных удельных расходов на ТЭЦ при комбинированной выработке:

$$\left. \begin{aligned} \Delta B_e &= \mathcal{E}_t (b_{\text{КЭС}} - b_{\text{э,т}}) - \mathcal{E}_k (b_{\text{э,к}} - b_{\text{КЭС}}); \\ \Delta B_t &= (b_{\text{р,к}} - b_{\text{ТЭЦ}}) Q_t. \end{aligned} \right\} (3.1)$$

Здесь $\mathcal{E}_t, \mathcal{E}_k$ — выработка электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному и конденсационному режимам; Q_t — общий отпуск теплоты от ТЭЦ; $b_{\text{э,к}}, b_{\text{КЭС}}$ — фактические удельные расходы топлива на выработку электроэнергии по конденсационному режиму на ТЭЦ и на замещаемой КЭС; $b_{\text{э,т}}$ — условно-расчетный удельный расход топлива на выработку электроэнергии на базе отпуска теплоты; $b_{\text{р,к}}, b_{\text{ТЭЦ}}$ — удельные расходы топлива по производству тепловой энергии на районной котельной и на ТЭЦ. При этом условно считается, что величина $b_{\text{ТЭЦ}}$ не зависит от температуры и давления отдаваемого в сеть пара или горячей воды.

Вся неопределенность уравнений заключается в практической невозможности точного определения удельных показателей $b_{\text{э,т}}, b_{\text{э,к}}$. По

методике МЭС их определяют путем отнесения всей экономии топлива от комбинирования производства электроэнергии и теплоты только на счет электроэнергии. Главной составляющей экономии топлива в энергосистеме здесь является произведение $\mathcal{E}_T(b_{кэс} - b_{э,т})$, определяемое как результат выработки электроэнергии без отвода теплоты холодному источнику.

По принятому методу $b_{э,т}$ определяется по разности энтальпий острого и отборного пара и оказывается примерно в два раза ниже удельного расхода топлива на замещаемых КЭС — $b_{кэс}$. Например, для противодавленческих турбин ТЭЦ типа Р-50-130/13 принимают $b_{э,т} = 1604-170$ г/(кВт-ч), в то время как для крупных современных блоков КЭС типа К-800-240 значение $b_{кэс} = 320-350$ г/(кВт-ч).

Значение теплофикационной выработки электроэнергии \mathcal{E}_T обычно представляют через произведение отпущенной теплоты Q_T на показатель y , называемый *удельной выработкой электроэнергии на базе отпущенной теплоты*, т. е. $\mathcal{E}_T \approx Q_T y$, откуда

$$y = \mathcal{E}_T / Q_T = l_u / q_T \quad (3.2)$$

где l_u — полезная работа цикла; q_T — отданная теплота в сети, приходящаяся на 1 кг острого пара.

Этот показатель зависит от термодинамического совершенства теплофикационного цикла, и чем он выше при заданном Q_T , тем больше \mathcal{E}_T и тем больше экономия топлива от теплофикации. Второе слагаемое $\mathcal{E}_k(b_{э,к} - b_{кэс})$ учитывает перерасход топлива, связанный с производством в теплофикационных турбинах электроэнергии по неэкономичному конденсационному циклу (в ее конденсационном «хвосте»). Удельный расход топлива на этом режиме на ТЭЦ составляет $b_{э,к} = 420-450$ г/(кВт-ч) и всегда выше, чем на замещаемых КЭС — $b_{кэс}$. Причинами этого являются:

- 1) значительно более низкий КПД конденсационных турбин, где в зимнее время работает очень малое количество пара, поступающее туда только для вентиляции проточной части турбины, и в летнее время слишком большое его количество, работающее при худшем, чем на КЭС, вакууме;
- 2) параметры пара на ТЭЦ, как правило, более низкие, чем на замещаемых КЭС;
- 3) дополнительные потери работы пара в регулирующих органах и от меньшей единичной мощности теплофикационных турбин (особенно влияет сезонность отпуска теплоты от ТЭЦ).

В результате из уравнений следует два основных направления экономии топлива от теплофикации: 1) увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении; 2) сокращение производства на ТЭЦ электроэнергии по неэкономичному конденсационному циклу. Эти направления реализуются путем выбора оптимальных конечных и начальных параметров пара на ТЭЦ, режима тепловых нагрузок, типа турбин и режима их работы, мощности и типа пиковых источников энергии. Вместе с тем условность отнесения главной экономии топлива от

теплофикации только на выработку электроэнергии не позволяет правильно определить, где и когда образуется экономия топлива от комбинирования выработки электроэнергии и теплоты.

Отсюда следует вывод: *экономия топлива от комбинирования производства электрической энергии в наибольшей степени зависит от эксергетического потенциала отдаваемой в сеть теплоты и величины эксергетических потерь на ТЭЦ и в котельных.*

Трудность оценки эффективности работы ТЭЦ по сравнению с КЭС заключается в наличии двух неравноценных видов вырабатываемой энергии: теплоты и работы. Их неравноценность заключается в том, что из теплоты сгоревшего топлива можно получить работы в 2,5— 3 раза меньше, чем величина химической энергии этого топлива, а теплоты для отпуска потребителям практически в том же количестве.

Вместе с тем существует два подхода в составлении показателей эффективности ТЭЦ и их циклов. Это так называемый *балансовый метод*, при котором не учитывается качественное различие разных видов энергии, и *эксергетический метод*.

Основными показателями эффективности ТЭЦ по балансовому методу ее оценки являются:

1) коэффициент использования теплоты топлива $\eta_{к.и.т}$, равный отношению суммарного количества отпущенной энергии $(\mathcal{E} + Q_t)$ к израсходованной теплоте топлива:

$$\eta_{к.и.т} = \frac{\mathcal{E} + Q_t}{BQ_p^H} \quad (3.3)$$

2) электрический КПД ТЭЦ $\eta_{ТЭЦ}^{\mathcal{E}}$ > равный отношению полученной электроэнергии к отнесенной на ее выработку теплоте топлива, при этом последняя считается как разность между всей теплотой сожженного на ТЭЦ топлива и отданной в тепловую сеть:

$$\eta_{ТЭЦ}^{\mathcal{E}} = \frac{\mathcal{E}}{BQ_p^H - Q_t^T}$$

(3.4)

где Q_t^T — теплота, отнесенная на отпущенной в сеть теплоты.

Тепловые схемы ТЭС и АЭС

Схематическое изображение оборудования и связей между ним, представленное на рисунках в приложении достаточно наглядно. Но представление всех связей даже для схемы, показанной в приложении, вызывает немалые трудности. Поэтому, для изображения оборудования электростанции во всей его взаимосвязи по пару, конденсату, питательной воде используют *тепловые схемы* — графическое изображение отдельных элементов и трубопроводов с помощью условных

обозначений. Привыкнув к условным обозначениям, легко прочитать даже самую сложную тепловую схему.

Принципиальная тепловая схема ТЭС и АЭС объединяет технологические схемы установок, входящих в систему *ТЭС и АЭС*, рассмотренных в предыдущих главах. Она включает в себя только основные установки — реакторную, парогенераторную, паротурбинную, конденсационную и конденсатно-питательный тракт. На принципиальную схему наносят основные трубопроводы, соединяющие установки в единую технологическую систему. На линиях стрелками указывают направление потоков пара и конденсата.

Независимо от числа основных и вспомогательных агрегатов на принципиальной тепловой схеме однотипное оборудование изображается только один раз, но со всеми последовательно включенными элементами. Например, при установке на АЭС нескольких турбин на принципиальной схеме изображают только одну. Трубопроводы указывают только одной линией по направлению основного потока независимо от числа параллельных потоков, без поперечных связей между трубопроводами к отдельным агрегатам, если таковые существуют, и без трубопроводов вспомогательного назначения, например дренажных с дренажными баками, системы технической воды и др. Многочисленную арматуру, входящую в состав трубопроводов или установленную на самих агрегатах, также не наносят. Исключения составляют только главная запорная задвижка циркуляционного контура ВВЭР и арматура, имеющая принципиальное значение, например регулировочные вентили 21 (рис. 3.1).

Принципиальная тепловая схема является основой для теплового расчета АЭС, для решения различных задач, например выдачи турбо – строительному заводу технического задания на проектирование новой машины, выбора мощности и параметров основных агрегатов, установления тепловой экономичности АЭС в условиях иного в сравнении с заводским расчетом вакуума в конденсаторе и др. Составленная для каждого из этих вариантов принципиальная схема подлежит предварительному расчету, на основе которого можно будет уточнить основные характеристики оборудования: наиболее экономичное распределение регенеративного подогрева по ступеням, число ступеней подогрева, давление в деаэраторе и др. Из перечисленных выше задач следует, что в основном расчет тепловой схемы и различные ее варианты относятся практически только к турбинной установке.

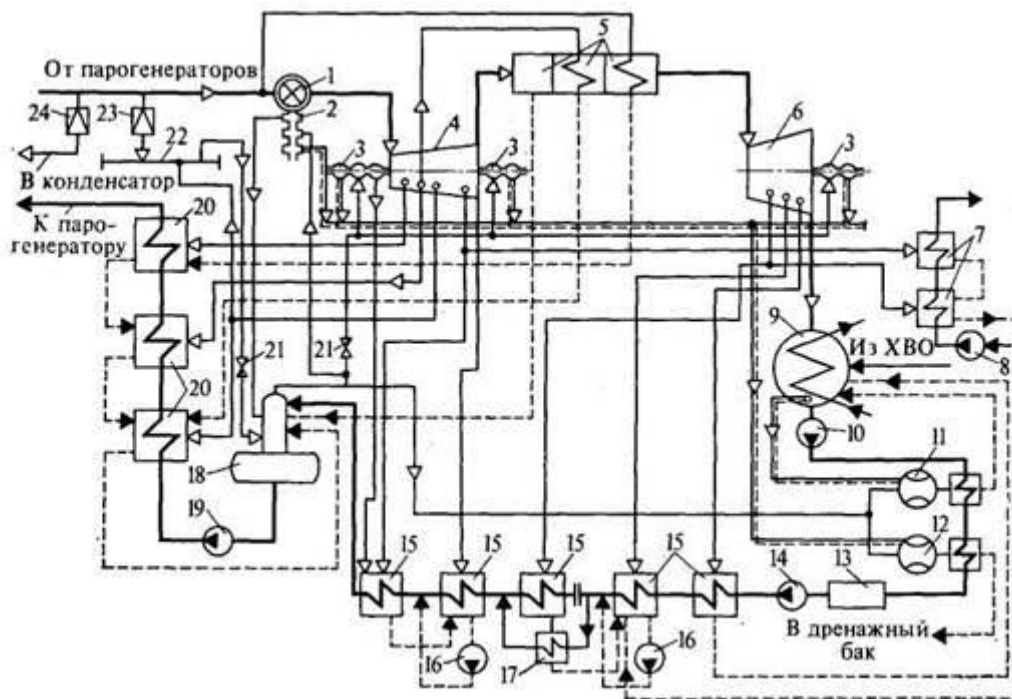


Рис. 3.1 - Тепловая схема паротурбинной части двухконтурной АЭС с реактором ВВЭР-440

1—блок стопорно-регулирующих клапанов; 2 —уплотнение штоков клапанов турбины; 3—уплотнения второй ступени; 4— ЦСД турбины; 5— подогреватели; 6— насос; 7—подогреватели питательный насос с сетевой воды; 8— конденсатор электроприводом; 9— турбины; 10—конденсатный насос регулятор давления; 11— основной коллектор пара собственных эжектор; 12— эжектор нужд; 13— конденсатоочистка; 14— конденсатный насос; 15, 17— вала турбины; 16—питательный сепаратор-промперегреватель; 18— деаэратор; 19— ЦНД турбины; 20— ПВД; 21— турбины; 22— первой ступени; 23— БРУ-СН; 24— БРУ-К уплотнений;

На рис. 3.1 приведена принципиальная тепловая схема паротурбинной части двухконтурной АЭС с ВВЭР-440. На этой АЭС устанавливаются две турбины К-220-44, но так как тепловая схема принципиальная, то на рис. 3.1 показана только одна турбина. Хотя турбина имеет два двухпоточных ЦНД, на рисунке показан только один поток одного ЦНД. Между ЦСД и ЦНД установлен сепаратор и двухступенчатый промперегреватель. У каждой турбины их по два, но на рис. 3.1 показан один, так как схема принципиальная; вторая ступень перегревателя питается свежим паром.

Турбинная установка имеет пять отборов пара из ЦСД (включая от бор после ЦСД) и три отбора пара из ЦНД, т. е. всего восемь отборов. Пар первого отбора в качестве греющего направляется в ПВД-3, в него же поступает и конденсат греющего пара промперегревателя второй ступени. Пар второго отбора поступает в качестве греющего пара в первую ступень перегревателя и в ПВД-2. Пар третьего отбора питает ПВД-1 и коллектор пара собственных нужд. От коллектора пара

собственных нужд пар поступает через регулятор для поддержания постоянного давления в деаэратор, а также на *пароэжекторную машину*, установленную в машинном зале, на выпарные аппараты спецводоочистки (СВО) и др. К коллектору пара собственных нужд имеется резервный подвод пара из паропроводов свежего пара через БРУ собственных нужд (БРУ-СН). В деаэратор каскадом сливаются также конденсаты греющих паров ПВД. Выпар деаэратора в качестве рабочей среды поступает в эжекторы — основной и уплотнений. Отборный пар из четвертой ступени используется как греющий пар для ПНД-5 и для второй ступени подогревателя сетевой воды. Турбина К-220-44 работает на нерадиоактивном паре, поэтому подогреватели сетевой воды без промежуточного контура. Однако для большей радиационной безопасности давление в тепловой сети принимается большим, чем для греющего пара. Поэтому при неплотностях в теплообменной поверхности возможен переток воды только из тепловой сети в греющий пар, но не наоборот.

Пар из пятого отбора используется в качестве греющей среды для ПНД-4, а пар шестого отбора для ПНД-3 и для первой ступени подогревателя сетевой воды; пары седьмого и восьмого отборов подаются соответственно в ПНД-2 и ПНД-1. Конденсат греющих паров подогревателей сетевой воды каскадно сливается из второй ступени в первую и из нее в корпус ПНД-2. Конденсат из ПНД-5 сливается в ПНД-4 и из него затем заканчивается дренажным насосом в тракт конденсата. Аналогично выполнена схема слива дренажа и для ПНД-3 и ПНД-2, однако для повышения тепловой экономичности на сливе из ПНД-3 установлен охладитель дренажа. Конденсат греющего пара ПНД-1 через охладитель дренажа сливается в конденсатор. В конденсатор поступают пар после ЦНД и обессоленная добавочная вода. Образовавшийся конденсат после конденсатора проходит через охладители рабочего пара эжекторов (основного и уплотнений) и поступает на конденсатоочистку. Через конденсатоочистку проходит 100% расхода турбинного конденсата, но не 100% расхода пара на турбину, так как конденсаты греющих паров (за исключением ПНД-1) поступают непосредственно в конденсатно-питательный тракт.

Конденсат рабочих паров эжекторов сливается в конденсатор: непосредственно для основного эжектора и через дренажный бак с последующей закачкой в конденсатор для эжектора уплотнений.

При внезапной остановке турбины имеется возможность сброса свежего пара непосредственно в конденсатор через соответствующую БРУ, т. е. через БРУ-К.

Различают три основные схемы использования водной энергии:

- плотинная, при которой напор создается плотиной;
- деривационная, напор создается преимущественно с помощью деривации, выполняемой в виде канала, туннеля или трубопровода;
- плотинно-деривационная, в которой напор создается плотиной и деривацией.

Плотинная схема использования водной энергии обычно выполняется при больших расходах воды и малых уклонах ее свободной поверхности. Посредством плотины подпирается река и создается напор воды H_0 . Подпор воды от плотины распространяется вверх по реке. Разность уровней воды в верховье водохранилища и у плотины равна $H_0 + D_h$. Общее падение уровня реки на участке равно H . Часть общего падения уровня реки D_h будет потеряна при движении воды в верхнем бьефе. Сосредоточенный перепад уровней, т.е. напор, будет равен $H_0 = H - D_h$. *Плотинная* схема в зависимости от напора может быть *русловой* и *приплотинной*.

Русловой называется такая гидроэлектростанция, в которой здание ГЭС входит в состав напорного фронта. В этом случае здание ГЭС воспринимает полное давление воды со стороны верхнего бьефа. Русловая ГЭС строится при сравнительно небольших напорах, например гидроэлектростанции Волжско-Камского каскада.

При средних и больших напорах, превышающих диаметр турбины более чем в 6 раз, здание ГЭС не входит в состав напорных сооружений. Здание ГЭС располагается за плотиной и не воспринимает полное давление воды, а гидроэлектростанция называется *приплотинной*. Вода к турбинам приплотинной ГЭС подводится водоводами, размещенными в теле или поверх бетонной плотины, под грунтовой плотиной или туннелями в обход плотины. Примерами могут служить Красноярская, Братская и Саяно-Шушенская ГЭС.

Деривационная схема применяется при малых расходах воды и больших уклонах ее свободной поверхности. В деривационной схеме плотина возводится невысокой, лишь обеспечивающей забор воды в деривацию, а напор создается за счет разности уклонов воды в реке и деривации. Деривация может выполняться безнапорной в виде открытого канала или безнапорного туннеля. В большинстве случаев деривация бывает напорной в виде напорного туннеля или напорного трубопровода.

В *плотинно-деривационной*, или комбинированной схеме используются наилучшим образом свойства предыдущих схем. Плотина создает водохранилище, а падение уровня реки ниже плотины используется деривацией. Чем выше по течению реки располагается плотина, тем меньше ее высота, меньше объем водохранилища и затопление территории, но удлиняется деривация и увеличиваются потери в ней напора.

Месторасположение плотины, тип и длина деривации выбираются на основе технико-экономического обоснования.

Для более полного использования падения реки и ее стока возводят каскад гидроэлектростанций, т.е. ряд ГЭС, последовательно расположенных по длине водотока от истока до устья. В составе каскада могут быть русловые, приплотинные или деривационные ГЭС. Каскады ГЭС построены и строятся на многих реках России: Волге, Каме, Енисее, Ангаре, Свири, Сулаке и др.

4.4 Процесс преобразования гидроэнергии в электрическую на различных типах гидроэнергоустановок

Мощность потока воды, протекающего через некоторое сечение — створ, определяется расходом воды Q , высотой между уровнем воды в верхнем по течению бассейне (*верхнем бьефе*) и уровнем воды в нижнем по течению бассейне (*нижнем бьефе*) в месте сооружения плотины. Разность уровней верхнего и нижнего бассейнов называется *напором*. Мощность потока в створе (кВт) можно определить посредством расхода ($\text{м}^3/\text{с}$) и напора (м)

$$P = 9,81Q \quad (4.1)$$

В двигателях ГЭС можно использовать только часть мощности потока воды в створе из-за неизбежных потерь мощности в гидротехнических сооружениях, турбинах и генераторах, учитываемых коэффициентом полезного действия *КПД*.

Напор H увеличивают на равнинных реках с помощью плотины (рис. 4.1, а), а в горных местностях строят специальные обводные каналы, называемые деривационными (рис. 4.1, б).

В гидравлических турбинах преобразуется энергия воды в механическую энергию вращения вала турбины. *Гидравлической турбиной* называется машина, преобразующая энергию движущейся воды в механическую энергию вращения ее рабочего колеса. Гидротурбины разделяют на два класса: активные и реактивные.

Активные гидротурбины используют только кинетическую энергию потока. Наиболее распространенными активными гидротурбинами являются ковшовые (рис. 4.2).

Реактивные гидротурбины (рис. 4.3) используют и потенциальную энергию. К реактивным гидротурбинам относятся: пропеллерные, поворотно-лопастные, диагональные, радиально-осевые.

Каждая система гидротурбины оптимально работает при определенном напоре.

Турбина называется активной, если используется динамическое давление воды, и реактивной, если используется статическое давление при реактивном эффекте.

Наиболее распространенными активными гидротурбинами являются ковшовые (за рубежом их называют турбинами Пельтона). В ковшовой активной турбине потенциальная энергия гидростатического давления в суживающейся насадке — сопле — полностью превращается в кинетическую энергию движения воды. Принципиальная схема ковшовой турбины приведена на рис. 4.2, а. 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 (рис.4.2, б) 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 сопел 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 России мало ГЭС с ковшовыми турбинами. Наиболее крупная турбина создана на Ленинградском металлическом заводе для Татевской ГЭС (мощность 54,6 МВт).

В реактивной гидравлической турбине (рис. 4.3) на лопастях рабочего колеса преобразуется как кинетическая, так и потенциальная энергия воды в механическую энергию турбины. Вода, поступающая на рабочее колесо турбины, обладает избыточным давлением, которое по мере протекания воды по проточному тракту рабочего колеса уменьшается. При этом вода оказывает реактивное давление на лопасти турбины и слагающая потенциальной энергии воды превращается в механическую энергию рабочего колеса турбины.

За счет кривизны лопастей изменяется направление потока воды, при котором, как и в активной турбине, кинетическая энергия воды в результате действия центробежных сил превращается в механическую энергию.

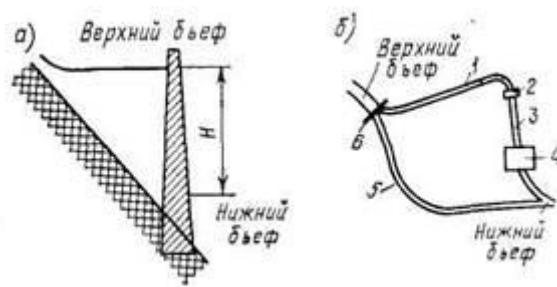


Рис. 4.1 - Схема создания напора:

а — с помощью плотины; б — с помощью деривационного канала:

1 — канал; 2— напорный бассейн; 3 — турбинные водоводы; 4 — здание ГЭС; 5 — русло реки; 6 — плотина.

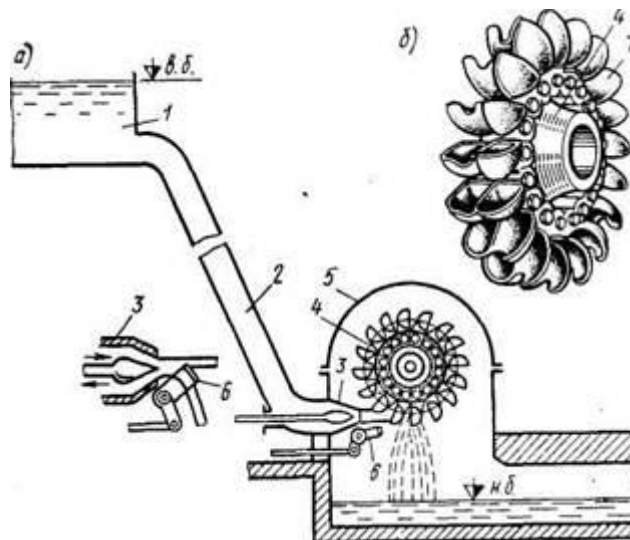


Рис. 4.2 - Схема работы активной турбины:

а — схема турбинной установки; б — рабочее колесо; 1 — верхний бьеф; 2— трубопровод; 3— сопло; 4— рабочее колесо; 5 — кожух; 3— отклонитель; 7 — лопасти (ковши турбины).

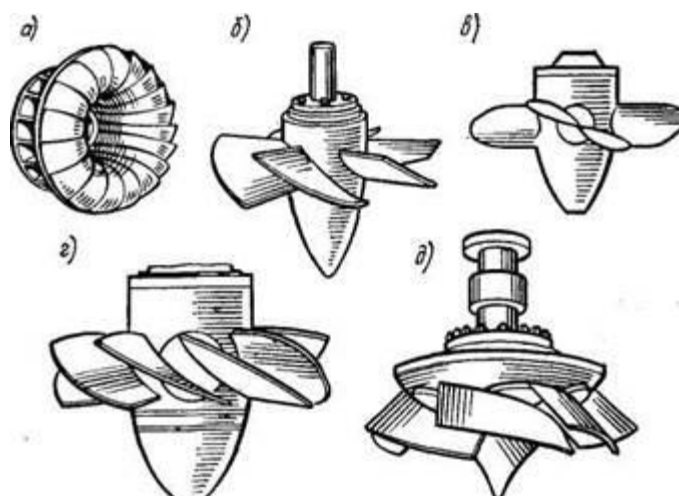


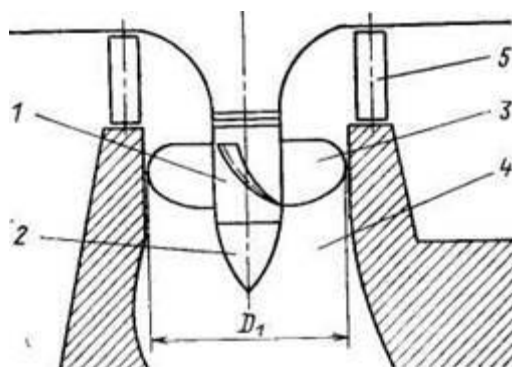
Рис. 4.3 - Общий вид рабочих колес реактивных турбин:

а — радиально-осевая, б — пропеллерная; в — поворотной-лопастная;
г — двухперовая; д — диагональная.

Рабочее колесо реактивной турбины в отличие от активной полностью находится в воде, т. е. поток воды поступает одновременно на все лопасти рабочего колеса. Различные конструкции рабочих колес реактивных турбин показаны на рис. 4.3. 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/pg 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 рабочего колеса складывается из реактивного воздействия, возникающего вследствие увеличения относительной скорости, и активного давления, возникающего вследствие изменения направления потока.

У радиально-осевых турбин лопасти рабочего колеса имеют сложную кривизну, поэтому вода, поступающая с направляющего аппарата, постепенно меняет направление с радиального на осевое. Такие турбины используют в широком диапазоне напоров от 30 до 600 м. Рабочее колесо радиально-осевой гидротурбины состоит из ряда лопастей 2 сложной пространственной формы, равномерно распределенных по окружности ступицы 1 и обода 3 (рис.4.4). 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 устанавливаются направляющий аппарат, вращающиеся лопатки 4 которого обеспечивают необходимое изменение расхода воды, проходящей через рабочее колесо, и наилучшее для



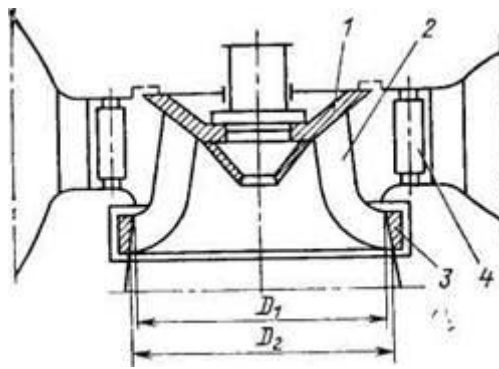


Рис. 4.4 - Рабочее колесо поворотной-лопастной турбины 1— корпус рабочего колеса; 2 — обтекатель; 3 — лопасти; 4—камера рабочего колеса; 5 — лопатки направляющего аппарата.

обтекания его лопастей направление потока, что повышает к.п.д. гидротурбины.

Лопасты рабочих колес крупных гидротурбин имеют в сечении по линии потока обтекаемую форму, что позволяет делать их значительной толщины для достижения необходимой прочности. 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 турбины обладают простой конструкцией и высоким КПД, однако у них с изменением нагрузки КПД резко уменьшается. Рабочее колесо (рис. 4.3) состоит из корпуса (втулки) с обтекателями лопастей, 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.

Для подвода воды к направляющему аппарату гидротурбины служит турбинная камера. 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 ϕ —10°, —5°, 0°, +5°, +10°, +15°, +20°, отсчитываемым от некоторого среднего положения ($\phi=0$). Обычно на гидротурбине с диаметром рабочего колеса $Z=1,6$ м при их остановке предусматривается возможность перестановки лопастей на тот или иной угол. Основными достоинствами пропеллерных турбин являются простота конструкции и сравнительно высокий к.п.д. Однако они имеют существенный недостаток, заключающийся в том, что с изменением

нагрузки резко изменяется их к. п. д. Зона высоких значений к. п. д. 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 поворотными лопастными, которые имеют более растянутый диапазон максимального значения к. п. д.

У поворотных лопастных гидротурбин в отличие от пропеллерных лопасти рабочего колеса поворачиваются при изменении режима работы для поддержания высокого значения КПД. Мощность, отдаваемая рабочим колесом такой гидротурбины, и его к. п. д. при заданном напоре зависят как от открытия лопаток направляющего аппарата, 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 к. п. д. гидротурбины будет иметь наибольшее значение. Конструктивно поворотные лопастные гидротурбины выполняются таким образом, что лопасти рабочего колеса при работе гидротурбины могут автоматически поворачиваться на некоторый (оптимальный) угол (отсюда название поворотных лопастных) одновременно с изменением открытия направляющего аппарата. Такое двойное регулирование дает большие преимущества, так как обеспечивается автоматическое поддержание высокого значения к. п. д. в широком диапазоне мощностей.

Поворотные 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 безуспешные попытки применять их на напоры до 70—75 и даже 90 м.

Самые большие в мире по размеру поворотные лопастные гидротурбины установлены на Саратовской ГЭС (диаметр рабочего колеса 10,3 м). Изготовлены они на Харьковском турбинном заводе.

Двухперовые турбины (рис.4.5) имеют спаренные рабочие лопасти, что позволяет повысить расход воды.

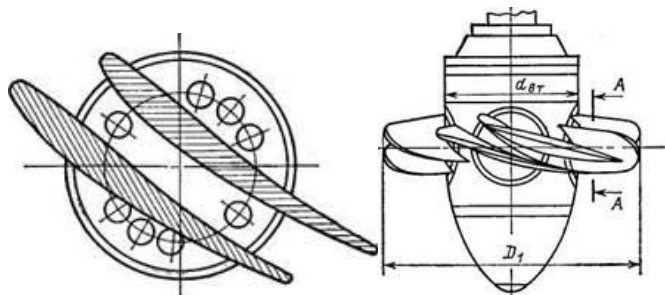


Рис. 4.5 - Рабочее колесо двухперовой турбины

Увеличение числа лопастей рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины по мере повышения используемого напора приводит к возрастанию относительного диаметра втулки (d_{Br}/Di) и последующему ухудшению энергетических качеств турбины. Для смягчения этого недостатка применяются спаренные (двухперовые) рабочие лопасти, имеющие общий фланец и общую цапфу (рис. 4.5), что позволяет повысить пропускаемый турбинный расход. Широкое применение их ограничено конструктивными сложностями.

ГЭС и др. Поворотно-лопастными турбинами оборудованы Куйбышевская, Волгоградская, Каховская и Кременчугская ГЭС и др.

Диагональные гидротурбины (Д). Появление этих гидротурбин обусловлено теми же причинами, что и двухперовых, т. е. стремлением 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 лопастей (число их доходит до 14), поворачивающихся относительно своих осей (см. рис. 4.3, д). Втулка рабочего колеса, несмотря на свои относительно большие 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 к. п. д. диагональной гидротурбины на 1,5—2,5 % выше, чем осевой. 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 (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.

Водные ресурсы, и прежде всего речной сток, издавна используются одновременно для различных целей. В современных условиях водные ресурсы кроме энергетических целей (строительство гидроэнергетических установок) используются также для водоснабжения промышленных предприятий и коммунального хозяйства, орошения земель, водного транспорта, лесосплава, рыбного хозяйства, здравоохранения и т. д.

Еще не так давно водные ресурсы многих районов страны превосходили водопотребление и водопользование отдельными отраслями народного хозяйства могло осуществляться независимо друг от друга. Постепенно в связи с бурным ростом водопотребления, приведших в ряде крупных регионов страны к определенной напряженности водного баланса, это

положение стало противоречить задачам развития народного хозяйства страны. Стремление каждой отрасли водного хозяйства получить для себя наибольшую экономическую выгоду, не сообразуясь с потребностью в воде других отраслей, перестало отвечать требованию наибольшей экономической эффективности для народного хозяйства в целом. Планирование развития и управление каждой отраслью в отдельности без должной связи с целями и условиями функционирования других отраслей приводили к серьезному нарушению материального баланса и даже дезорганизации производства. Нарушались требования по охране водных ресурсов и окружающей среды.

Все это потребовало определенной централизации в планировании развития и управлении деятельностью отдельных водопотребителей и водопользователей.

Участники водохозяйственного комплекса, которые используют воду как вещество и изымают ее из данного водоисточника, называются водопотребителями. Эта вода по истечении некоторого времени, иногда достаточно длительного, может вновь поступить в водооборот, но уже, как правило, в другом бассейне. При этом многие водопотребители возвращают воду значительно худшего качества.

Участники комплекса, которые полностью или почти полностью возвращают воду после использования без понижения ее качества (например, ГЭС) или совсем ее не изымают из водотока (например, водный транспорт), называются водопользователями.

Начало комплексному использованию водных ресурсов положено ленинским планом ГОЭЛРО. Водохранилища, построенных по этому плану такие 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.

Опыт показывает, что сооружение того или другого гидроузла будет экономически всегда более эффективно, если при этом одни и те же водные ресурсы одновременно будут удовлетворять потребность не только той отрасли народного хозяйства, для которой в первую очередь построен данный гидроузел, но и ряд других отраслей, т. е. *экономически комплексное использование водных ресурсов всегда выгоднее, чем использование их для какой-либо одной цели.*

Большинство участников ВХК удовлетворяет свои потребности в воде с помощью водохранилищ гидроэлектростанций. Поэтому водохранилище каждой ГЭС практически имеет всегда комплексное назначение. Водные ресурсы как уже не раз подчеркивалось выше, велики, но не безграничны. Поэтому вода должна расходоваться каждым ВХК так, чтобы обеспечить наибольший экономический эффект для народного хозяйства в целом, а не какой-либо отдельной отрасли. Однако практическое достижение этого условия встречает немалые трудности. И причиной этому служит, прежде всего то, что *интересы отдельных участников ВХК часто противоречат друг другу и удовлетворение их невозможно без компромисса.* Так, в результате расхода воды из

водохранилищ на орошение, водоснабжение и шлюзование судов уменьшается сток, используемый для выработки электроэнергии ГЭС. 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 целей орошения, если последняя забирается ниже створа ГЭС. Значит, обе эти отрасли будут требовать от ГЭС повышенных расходов воды летом, как раз тогда, когда энергетика в связи с сезонным спадом спроса на электроэнергию и снижением естественных расходов воды в реке стремится сберечь ее в водохранилище, так как она будет остро необходима в период осенне-зимнего пика нагрузки. Таким образом, в этот период воды может не хватить для одновременного удовлетворения требований водного транспорта и ирригации.

Во время половодий энергетика и необходимость борьбы с наводнениями требуют задержания в водохранилищах возможно большей части стока; 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 оптимального народнохозяйственного эффекта в этих условиях с учетом минимального воздействия на окружающую среду, случайного характера режима речного стока и поддержания заданного уровня надежности эксплуатации сооружений и оборудования комплекса является задачей очень сложной. В основе ее решения лежат так называемые методы многоцелевой оптимизации, требующей определенных вполне обоснованных уступок в удовлетворении требований отдельных компонентов комплекса.

Современные сложные многоцелевые водохозяйственные комплексы, охватывающие нередко своим влиянием большие территории, вместе с тем обычно имеют очень сложные и прочные связи со смежными отраслевыми системами и способствуют более эффективному размещению и использованию производительных сил и планомерной организации охраны окружающей среды. Такими системами прежде всего являются энергетические, а затем транспортные (судоходство и лесосплав) и др. Это обстоятельство дополнительно усложняет задачу оптимального использования водных ресурсов в условиях ВХК.

В РФ действует несколько крупных комплексных гидроузлов. В большинстве их ведущая роль принадлежит энергетике (Волжский, Камский, Днепровский, Ангарский, Енисейский и другие каскады ГЭС). На дальневосточных реках Зее и Буре 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 км³. Зарегулированный этими водохранилищами сток перераспределяется внутри года в соответствии с требованиями энергетики, судоходства, рыбного и

сельского хозяйства. Полная мощность ныне действующих 11 ГЭС каскада составляет около 11 000 МВт, что позволяет ежегодно вырабатывать более 40 млрд. кВт-ч дешевой 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 многоцелевом 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 нижневолжских 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 гидроэлектростанций и снижаются их располагаемые зимние мощности. Кроме того, при такой сработке водохранилищ снижаются также необходимые глубины для водного транспорта.

Регулирование речного стока

Речной сток в нашей стране крайне неравномерно распределен как во времени, так и по территории. Это значительно затрудняет его использование, поскольку оно приводит к возникновению противоречий между спросом на воду и возможностью его удовлетворения в нужном месте и в нужное время.

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. График цикла регулирования приведен на рисунке 4.6.

Подобные противоречия возникают и при удовлетворении нужд других пользователей.

Что же касается распределения речного стока по территории, в пределах РФ есть территории, страдающие как от недостатка воды, так и от ее избытка.

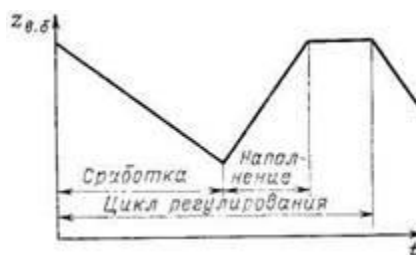


Рис. 4.6 - График цикла регулирования

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, так и их отдельных объектов. Такое перераспределение осуществляется с помощью регулирования стока водохранилищами, в которых задерживается избыточный естественный приток 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. Суммарный полезный объем регулирующих речной сток водохранилищ в России составил около 350 км³. 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.

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. Действенным мероприятием по борьбе с наводнениями является создание на реках специальных водохранилищ, которые сохраняются свободными до наступления высоких половодий или паводков. После наполнения и срезки ими

высокого половодья или паводка они освобождаются, чтобы создать возможность «срезки» повторной волны высокого стока рис. 4.6. Наиболее рациональной является комбинированная схема регулирования, когда на реке создается водохранилище большого объема, позволяющие решить обе задачи — регулирование стока в интересах обеспечения нужд водопотребителей и борьбы с наводнениями. Это позволяет снизить затраты, необходимые для строительства гидроузла. Гидроузлами такого типа являются Краснодарский на Кубани и Зейский в бассейне Амура.

Степень зарегулированности стока определяется *относительным объемом водохранилища (коэффициентом объема)*. Этот коэффициент определяется отношением полезного объема водохранилища $K_{\text{полезн}}$ к среднему за многолетний период объему годового стока в створе плотины W .

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 обеих величин. 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 диктуются не только спросом потребителей, но и тем, насколько экономично этот спрос удовлетворяется, т. е. с каким расходом энергоресурсов (или денежных затрат на них) покрывается заданный график нагрузки энергосистемой, в составе которой 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*, т.е. регулирование напора и расхода для ГЭС и только расхода для других водопользователей и водопотребителей.

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*.

Период аккумуляции речного стока называется *наполнением* водохранилища, а период отдачи наполненной воды *сработкой* водохранилища.

Нормальным подпорным уровнем (НПУ) называется максимальный уровень воды, при котором ГЭС и все сооружения гидроузла могут работать сколь угодно длительно. Объем водохранилища при отметке НПУ называется полным объемом. Минимальный уровень водохранилища, до которого возможна его сработка при нормальной эксплуатации, называется уровнем мертвого объема (УМО). Ниже этого уровня возможна лишь аварийная сработка водохранилища.

Объем воды между НПУ и УМО называется полезным, так как этот объем используется при регулировании стока в нормальных условиях эксплуатации.

Объем воды, находящийся ниже УМО, называется мертвым, так как он не используется в нормальных условиях эксплуатации.

При прохождении расхода очень редкой повторяемости (катастрофический паводок), существенно превышающего пропускную способность ГЭС и водосбросных сооружений, уровень воды в водохранилище повышается выше НПУ. Максимально возможный уровень воды в водохранилище по условиям надежности сооружений называется форсированным подпорным уровнем (ФПУ). Объем водохранилища между отметками ФПУ и НПУ называется резервным. Он используется только для трансформации (срезки) половодий редкой повторяемости. Резервный объем должен быть сработан до НПУ сразу же по прошествии половодья.

Длительность цикла регулирования определяет его разновидность, в соответствии с чем различают краткосрочное и длительное регулирование. К первому виду относят суточное и недельное регулирование, а ко второму — сезонное, годовое и многолетнее. При водноэнергетическом регулировании - энергоэкономическая эффективность каждого из них, как увидим из дальнейшего изложения, будет различной.

Рассмотрим основные виды водноэнергетического регулирования.

Различают *основные и специальные виды* регулирования стока.

К *основным видам регулирования стока* относят: суточное, недельное, годовое и многолетнее.

Суточное регулирование предназначено для обеспечения неравномерного расхода воды через агрегаты ГЭС в соответствии с требованиями суточных колебаний нагрузки энергосистемы при сравнительно постоянном в течение суток притоке воды. При суточном регулировании цикл регулирования составляет одни сутки и к концу цикла уровень воды в верхнем бьефе возвращается к исходному положению — УМО. Уровень воды в нижнем бьефе будет соответствовать поступающему расходу в нижний бьеф. Благодаря суточному регулированию в часы малой нагрузки ГЭС в верхнем бьефе запасается избыточный приток, а в часы повышенной нагрузки он срабатывается. Если объем водохранилища достаточен для аккумуляции всего избыточного притока, то этот весь приток используется для увеличения мощности ГЭС по сравнению с мощностью ГЭС при только естественном притоке.

Суточное регулирование позволяет повысить участие ГЭС в покрытии пиков нагрузки и обеспечить более целесообразный равномерный режим работы тепловых и атомных электростанций.

Следует отметить, что режим работы ГЭС с увеличенной мощностью не сопровождается увеличением выработки электроэнергии. Наоборот, если бы ГЭС работала без регулирования на естественном стоке, ее выработка была бы больше.

На режим суточного регулирования ГЭС иногда накладываются ограничения неэнергетических участников комплексного гидроузла (судоходство, рыбное хозяйство, водозабор в нижнем бьефе и т.п.).

Недельное регулирование обеспечивает неравное потребление воды агрегатами ГЭС в течение недели в соответствии с требованием недельных колебаний нагрузки энергосистемы. В выходные дни нагрузка в энергосистеме падает. В этот период ГЭС может снизить свою мощность, а получающийся избыток воды аккумулируется в водохранилище. В рабочие дни ГЭС может увеличить мощность за счет сработки запасенных в водохранилище объемов воды.

При недельном регулировании режим работы ГЭС с увеличенной мощностью, как правило, не сопровождается увеличением выработки электроэнергии. Выработка электроэнергии может увеличиться только в случае сокращения холостых сбросов воды за счет емкости водохранилища. На режим недельного регулирования ГЭС могут также накладываться ограничения неэнергетических участников водохозяйственного комплекса.

Годичное регулирование позволяет перераспределять сток воды в течение года в соответствии с потребностями энергосистемы и водопотребителей. Цикл регулирования равен 1 году. В многоводные периоды водохранилище наполняется, а в маловодные — срабатывается. Для проведения годичного регулирования требуется объем водохранилища, составляющий 5—10 % среднегодового стока при частичном (сезонном) и 40—60 % при полном годичном регулировании.

Водоохранилище годичного регулирования позволяет осуществлять суточное и недельное регулирование.

Многолетнее регулирование предназначено для увеличения расхода ГЭС и выработки электроэнергии в маловодные годы за счет стока многоводных лет. При многолетнем регулировании водохранилище наполняется в течение ряда многоводных лет и срабатывается в течение маловодного периода.

Особенностью многолетнего регулирования является непостоянство длительности цикла регулирования. При многолетнем регулировании возможно увеличить гарантированную мощность ГЭС и выработку электроэнергии за счет сокращения или ликвидации холостых сбросов воды.

Рассмотрим некоторые *специальные виды* регулирования.

Компенсирующее регулирование производится верховым водохранилищем каскада ГЭС, чтобы компенсировать неравномерность

притока с промежуточного водосбора между створами водохранилища и ГЭС. Возможно производить компенсирующее регулирование ГЭС, расположенных на разных водотоках, но объединенных единой энергетической системой. Например, водохранилище Братской ГЭС производит компенсирующее регулирование выработки энергии ГЭС Ангаро-Енисейского каскада.

Контррегулирование, или перерегулирование, расходов воды, поступающей от выше расположенной ГЭС. Например, ниже по течению за Саяно-Шушенской ГЭС построено контррегулирующее водохранилище Майнской ГЭС, которое выравнивает расходы воды, поступающей от Саяно-Шушенской ГЭС.

Трансформация паводков и половодий производится водохранилищем с целью задержки пиковой части паводка и уменьшения наводнения на реке ниже водохранилища.

Аварийное использование водохранилища ГЭС предусматривает его сработку при аварии в электроэнергетической системе. В этом случае ГЭС принимает на себя дополнительную нагрузку до ликвидации аварии. После ликвидации аварии в энергосистеме сработанный объем восстанавливается за счет снижения нагрузки ГЭС или за счет ближайшего по времени паводка.

В практике *проектирования и эксплуатации ГЭС* расчеты годового и многолетнего стоков производятся, как правило, по диспетчерским графикам, представляющим собой зависимость расхода воды от отметки верхнего бьефа (или объема воды в водохранилище) и времени.

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 $\text{м}^3/\text{с}$ 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, декада, 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. 4.7 изображен типовой 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.

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

$$Q = \omega v. \quad (4.2)$$

Если рассматривать несколько различных сечений по длине потока, то при постоянном расходе и на основе закона сохранения материи последнее

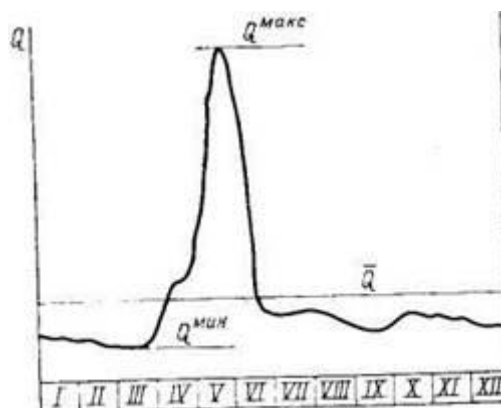


Рис. 4.7 - Типичный гидрограф реки снегового питания

выражение можно записать в следующем виде

$$Q = \omega_1 v_1 = \omega_2 v_2 = \dots = \omega_n v_n = \text{const.} \quad (4.3)$$

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

для непрерывной функции $Q(t)$

$$W = \int_{t_0}^{t_k} Q(t) dt; \quad (4.4)$$

для дискретной функции $Q(t)$

$$W = \sum_{i=1}^n \bar{Q}_i \Delta t_i, \quad (4.5)$$

где \bar{Q}_i — средний расход в i -и интервале времени. Норма стока W_0 — среднемноголетнее значение годового стока реки, измеряемое в м^3 или км^3 , определяется по следующей формуле:

$$W_0 = \sum_{i=1}^n W_i / n, \quad (4.6)$$

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

Норма расхода Q_0 — среднемноголетнее значение расхода, измеряемое обычно в $\text{м}^3/\text{с}$ или $\text{л}/\text{с}$. Она связана с нормой стока соотношением

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n \bar{Q}_i / n = W_0 / (31,54 \cdot 10^6), \quad (4.7)$$

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

Отличительными особенностями речного стока являются его изменчивость и неповторяемость во времени. К одним из решающих относятся климатические факторы. В настоящее время гидрология не располагает достаточно надежными методами выявления количественной зависимости между речным стоком и многообразными во времени и в 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 своего проявления во времени (сезонную, годовую, 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 АВ длиной L . При поперечном сечении водотока ω объем воды на этом участке будет ωL , а ее масса $m = \rho \omega L$ (ρ — плотность воды).

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

$$A = FL = mg \sin \alpha L = \rho g \omega L \sin \alpha L, \quad (4.8)$$

где g — ускорение свободного падения.

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

$$A = \rho g \omega v t L \sin \alpha \quad (4.9)$$

Мощность, т. е. работа в единицу времени,

$$N = A/t = \rho g Q H \quad (4.10)$$

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

$$Q t \cdot 3600 = W, \quad (4.11)$$

Так как где W — объем воды (сток), протекающий за $t = 3600$ с, то

$$\mathcal{E} = 9,81 Q H t / 3600 = W H / 367,2 \quad (4.12)$$

Формулы (4.11) и (4.12) выражают потенциальную мощность и выработку электроэнергии. Реальная, или техническая, мощность будет меньше за счет потерь в гидротехнических сооружениях, подводящих воду из реки к турбинам, в самих турбинах и генераторах ГЭС, учитываемых коэффициентом полезного действия. Поэтому значение N в следует умножить на коэффициент полезного действия. Тогда получим полезную мощность в кВт

$$N = 9,81 Q H \eta \quad (4.13)$$

и соответственно энергию в кВт-ч

$$\mathcal{E} = W H \eta / 367,2 \quad (4.14)$$

Таким образом, чтобы превратить энергию текущей воды в электрическую, необходимо, как это следует из (4.14), 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 ($i=H/L$) 5—10 см/км, а горные 5—10 м/км. Итак, в естественных условиях текущая в реке вода обладает энергией. С помощью искусственных гидротехнических сооружений вода может быть сконцентрирована и использована на ГЭС для выработки электроэнергии. Важно оценить имеющиеся гидроэнергетические ресурсы. Поскольку под влиянием солнца происходит непрерывный круговорот воды в природе (испарение — осадки — испарение), то гидроэнергетические ресурсы относятся к ресурсам возобновляемым.

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

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы — это теоретические запасы, определяемые по формуле

$$\mathcal{E} = 8760 \sum_{i \in n} 9,81 Q_i H_i, \quad (4.15)$$

где \mathcal{E} — энергия, кВт-ч; Q_i — средний годовой расход реки на t -м рассматриваемом участке, м³/с; H_i — падение реки на этом участке, м.

По данным 1995 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 1980 г. все электростанции страны выработали 1295 млрд. кВт-ч электроэнергии), в том числе рек европейской части РФ и Кавказа — 588 млрд. кВт-ч, или 17,6 %, и рек азиатской части РФ — 2750 млрд. кВт-ч, или 82,4%— Это те водные ресурсы страны, которые теоретически могут быть использованы для гидроэнергетического строительства. Они составляют 85 % всего валового потенциала энергии речного стока страны.

Технические гидроэнергоресурсы учитывают неизбежные потери:

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

б) в напорах — гидравлические в водоводах и, кроме того, часть падения рек (самые верховые и приустьевые участки) практически не может быть использована;

в) электромеханические потери в оборудовании.

Суммарные потери при освоении гидроэнергетического потенциала составляют в целом по стране 36 %.

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:

$$W_{\text{рег}} = W_{\text{прит}} \pm \Delta V - W_{\text{заб}} + W_{\text{возвр}} - W_{\text{пот}} \quad (4.16)$$

где $W_{\text{рег}}$ — зарегулированный объем стока, т. е. тот объем воды, который прошел за время T через створ гидроузла; $W_{\text{прит}}$ — 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), $W_{\text{заб}}$ и $W_{\text{возвр}}$ — стоки, забираемый из водохранилища и возвращаемый участникам народнохозяйственного комплекса соответственно; $W_{\text{пот}}$ — потери воды из водохранилища за время T (они обычно включают потери на фильтрацию, испарение, льдообразование и шлюзование).

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

К традиционным ГЭС относятся рассмотренные выше гидроэлектростанции (ГЭС), гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), комбинированные электростанции ГЭС—ГАЭС, приливные электростанции (ПЭС) большой мощности.

К малым гидроэлектростанциям относятся ГЭС с мощностью до 30 МВт, которые могут создаваться в короткие сроки с использованием унифицированных гидроагрегатов и строительных конструкций с высоким уровнем автоматизации систем управления. Экономическая эффективность их использования существенно возрастает при комплексном использовании малых водохранилищ (рекреация, рыбоводство, водозаборы для систем орошения и водоснабжения и т.п.).

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Солнечные энергоустановки

Солнечное излучение (СИ) — это процесс переноса энергии при распределении электромагнитных волн в прозрачной среде. По квантовой теории электромагнитные волны — это поток элементарных частиц или фотонов с нулевой массой покоя, движущихся в вакууме со скоростью света. В космосе через 1 м^2 в 1 с проходит $3 \cdot 10^{21}$ фотонов, энергия которых зависит от длины волны (мкм).

Источник солнечного излучения — Солнце — излучает в окружающее пространство поток мощности, эквивалентный $4 \cdot 10^{23}$ кВт.

Земля находится от Солнца на расстоянии примерно 150 млн км. Площадь поверхности Земли, облучаемой Солнцем, составляет около $500 \cdot 10^6 \text{ км}^2$. Поток солнечной радиации, достигающей Земли, по разным оценкам составляет $(7,5—10) \cdot 10^7$ кВт · ч/год, или $(0,85—1,2) \cdot 10^{14}$ кВт, что значительно превышает ресурсы всех других возобновляемых источников энергии. Если использовать всего 0,1 % всей поверхности Земли для строительства солнечных электростанций (СЭС), то их выработка превысит в 40 раз все потребление энергии человечеством на уровне 1983 г.

Солнечное излучение на поверхность Земли зависит от многих факторов: широты и долготы местности, ее географических и климатических особенностей, состояния атмосферы, высоты Солнца над горизонтом, размещения приемника СИ на Земле и по отношению к Солнцу и т.д. В целом можно выделить как закономерные особенности СИ, так и существенную долю его случайной составляющей. Суммарное СИ, достигающее поверхности Земли, R_S обычно состоит из трех составляющих: $R_{пр}$ — прямое СИ, поступающее от Солнца на приемную площадку в виде параллельных лучей; R_d — диффузное, или рассеянное молекулами атмосферных газов и аэрозолей СИ; $R_{отр}$ — отраженная земной поверхностью доля СИ (для большей части поверхности Земли эта составляющая R_S обычно незначительна и не учитывается вообще или приближенно учитывается в расчетах). При этом в течение как коротких (минуты, часы), так и длительных (сутки, недели) интервалов времени в

данной точке Земли может отсутствовать полностью или частично составляющая $R_{пр}$. Наконец, в ночные часы отсутствует и R_S в целом. Это означает, что солнечная энергетическая установка (СЭУ) на Земле имеет нулевую гарантированную мощность при использовании только СИ без сочетания с другими источниками энергии. Кроме того, СИ достигает своего максимума в летний период, когда в России обычно происходит закономерное уменьшение потребления электроэнергии. Соответственно, максимум зимнего потребления энергии в стране приходится на период минимального прихода СИ.

Измерение составляющих СИ на Земле производится на актинометрических станциях. Наиболее распространены измерения СИ на горизонтальную и реже на перпендикулярную к СИ приемную площадку. В связи с этим возникают существенные сложности при пересчете этих данных на произвольно ориентированную приемную площадку. Особенно это касается R_d , которое в условиях России имеет большой удельный вес в R_S в течение года. К сожалению, как показывает мировой опыт, простой перенос имеющихся методов расчета СИ в одной стране на условия другой с другими климатическими условиями дает очень большие ошибки.

Дополнительные сложности для России вносит и очень ограниченное число актинометрических станций, измерения на которых можно использовать в расчетах режимов и параметров СЭУ разного типа и вида.

Поток СИ на Земле существенно меняется, достигая максимума в 2200 (кВт · ч)/(м² · год) для северо-запада США, запада Южной Америки, части юга и севера Африки, Саудовской Аравии и Центральной части Австралии. Россия находится в зоне, где поток СИ меняется в пределах от 800 до 1400 (кВт · ч)/(м² · год). При этом продолжительность солнечного сияния в России находится в пределах от 1700 до 2000 ч/год и несколько более. Максимум указанных значений на Земле составляет более 3600 ч/год. За год на всю территорию России поступает солнечной энергии больше, чем энергия от всех российских ресурсов нефти, газа, угля и урана. В то же время в мире уже сегодня солнечная энергетика весьма интенсивно развивается и занимает заметное место в топливно-энергетическом комплексе ряда стран, например в Германии. В этой стране, как и в ряде других развитых и развивающихся стран, принят ряд законов на государственном уровне, которые дают существенную поддержку развитию нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и, в частности, солнечной энергетике. Без принятия указанных законодательных актов использование НВИЭ было бы практически невозможно, особенно на начальных этапах его становления.

Солнечная энергия на Земле используется с помощью солнечных энергетических установок, которое можно классифицировать по следующим признакам:

- по виду преобразования солнечной энергии в другие виды энергии — тепло или электричество;
- по концентрированию энергии — с концентраторами и без концентраторов;

- по технической сложности — простые (нагрев воды, сушилки, нагревательные печи, опреснители и т.п.) и сложные.

Последние можно разделить на два подвида. Первый базируется в основном на системе преобразования СИ в тепло, которое далее чаще всего используется в обычных схемах тепловых электростанций. К ним относятся: башенные СЭС, солнечные пруды, СЭУ с параболоцилиндрическими концентраторами. Сюда же относятся и солнечные коллекторы, в которых происходит нагрев воды с помощью СИ. Второй подвид СЭУ базируется на прямом преобразовании СИ в электроэнергию с помощью солнечных фотоэлектрических установок (СФЭУ).

Указанные выше различные классификационные признаки СЭУ существенно влияют на их технико-экономические показатели и проблемы их реализации.

Для космических СЭС имеют место следующие основные проблемы: минимизация веса при доставке СЭС в космос; постоянная стабилизация СЭС на Солнце; система передачи энергии на Землю, связанная с необходимостью решения целого ряда проблем по охране окружающей среды, так как передача накопленной энергии в космической СЭС обычно предполагается или лазерным лучом, или в виде жесткого ультракоротковолнового излучения. Оба эти способа могут существенно повлиять на состояние атмосферы, радиосвязь и телевидение.

Для СЭС, работающих в большой энергосистеме, расчеты их эффективности могут базироваться на среднесуточных или даже среднемесячных данных по СИ, которые имеются в обычных справочниках.

Для СЭУ, обеспечивающих энергией автономного потребителя, требуются обычно часовые данные прихода СИ на произвольно ориентированную к Солнцу приемную площадку. Последняя может стационарно находиться на поверхности Земли или на крыше какого-нибудь строения. В первом случае в мировой литературе рекомендуют размещать эти площадки с углом наклона β , равным широте местности j и ориентированным на юг. Этим обеспечивается максимум прихода прямого СИ на приемную площадку в течение года. Если же учитывать и диффузную составляющую СИ, то угол наклона β должен быть меньше, чем j . Особенно это касается средних широт России.

Во втором случае приемная площадка может быть произвольно ориентирована на Солнце, что вызывает большие сложности в расчете составляющих СИ. Наконец, приемная площадка может по разному следить за Солнцем во времени. Экспериментальные данные для условий США ($j = 35^\circ$ сев. широты, юго-западные штаты) показывают, что переход от горизонтальной площадки к наклонной может дать до 16 % увеличения в приходе СИ за год. Соответственно, если организовать непрерывное слежение за Солнцем во времени, то указанное увеличение СИ за год составит до 54 % при значительном усложнении СЭУ в целом и, как следствие, увеличении затрат на нее.

В настоящее время в мире и России наиболее перспективными являются два вида СЭУ: солнечные коллекторы и СФЭУ.

Рассмотрим технические и энергетические особенности каждого из них.

Солнечные коллекторы (СК) — это технические устройства, предназначенные для прямого преобразования СИ в тепловую энергию в системах теплоснабжения (СТС) для нагрева воздуха, воды или других жидкостей. Системы теплоснабжения обычно принято разделять на пассивные и активные. Самыми простыми и дешевыми являются пассивные СТС, которые для сбора и распределения солнечной энергии используют специальным образом сконструированные архитектурные или строительные элементы здания или сооружения и не требуют дополнительного оборудования.

В настоящее время в мире все большее распространение получают активные СТС со специально установленным оборудованием для сбора, хранения и распространения СИ, которые по сравнению с пассивными СТС позволяют значительно повысить эффективность использования СИ, обеспечить большие возможности регулирования тепловой нагрузки и расширить область применения солнечных систем теплоснабжения в целом.

Выбор, состав и компоновка элементов активной СТС в каждом конкретном случае определяется многими показателями: климатическими факторами, типом объекта, режимом потребления тепла во времени, технико-экономическими показателями. Специфическими элементами этих СТС и является СК. Все прочие элементы таких СТС широко используются в промышленности и строительстве.

Солнечные коллекторы классифицируются по следующим признакам: - по назначению — для горячего водоснабжения, отопления, теплоснабжения;

- по виду используемого теплоносителя — жидкостные и воздушные;
- по продолжительности работы — сезонные и круглогодичные;
- по техническому решению — одно-, двух- и многоконтурные.

Кроме того, все СТС делятся на две группы: установки, работающие по разомкнутой или прямоточной схеме, и установки, работающие по замкнутой схеме.

Наиболее распространены сегодня так называемые плоские СК, позволяющие использовать как прямую, так и диффузную составляющую СИ, которая весьма значительна в условиях России.

Плоский СК представляет собой теплоизолированный с тыльной стороны к СИ и с боков ящик, внутри которого размещены теплопоглощающие каналы, по которым прокачивается теплоноситель. Сверху СК закрыт светопропускающим материалом. За счет использования СИ в СК температура теплоносителя на выходе из СК $t_{\text{вых}}$ оказывается выше, чем на входе $t_{\text{вх}}$. Регулирование рабочей температуры теплоносителя осуществляется с помощью аппаратуры контроля и управления. Возможный диапазон этой температуры существенно зависит от климатических условий.

Циркуляция теплоносителя в СТС (чаще всего воды) может осуществляться принудительно с помощью небольшого насоса или

естественным путем за счет разности гидростатических давлений в столбах холодной и теплой воды. В последнем случае бак должен находиться выше верхней отметки СК.

В ряде стран солнечные коллекторы СТС стали обычным атрибутом жизни. Технологии эффективного нагрева воды для бытовых целей с помощью СИ достаточно хорошо отработаны в мире и весьма доступны на рынке. Наиболее экономически эффективные сферы применения солнечных водонагревательных систем хорошо освоены. Например, в США более 60 % находящихся в среднем на широте Крыма частных и общественных бассейнов обогреваются за счет СИ. При этом используются простейшие и дешевые СТС — бесстекольные, без тепловой изоляции, пластиковые.

В России область распространения СК в настоящее время весьма ограничена при наличии хорошей производственной базы и отработанных технических решений, отвечающих современным требованиям. Основное препятствие использования СК в России — относительно высокая стоимость.

Современная фотоэнергетика базируется на использовании явления фотоэффекта, которое имеет место в некоторых материалах (например, кремнии).

В настоящее время солнечные фотоэлектрические установки находят все более широкое применение как источники энергии для средних и малых автономных потребителей, а иногда и для больших солнечных электростанций, работающих в энергосистемах параллельно с традиционными ТЭС, ГЭС и АЭС. Конструктивно СФЭУ обычно состоит из солнечных батарей в виде плоских прямоугольных поверхностей.

За последние десятилетия фотоэнергетика сделала очень большие шаги в решении двух основных проблем: повышении КПД СФЭУ и снижении стоимости их производства.

Наибольшее распространение получили СФЭУ на основе кремния трех видов: монокристаллического, поликристаллического и аморфного. В промышленном производстве находятся СФЭУ со следующими КПД: монокристаллический — 15—16 % (до 24 % на опытных образцах); поликристаллический — 12—13 % (до 16 % на опытных образцах); аморфный — 8—10 % (до 14 % на опытных образцах). Все эти данные соответствуют так называемым однослойным фотоэлементам. Сегодня же исследуются двух- и трехслойные фотоэлементы, которые позволяют использовать большую часть солнечного спектра по длине волны СИ. Для двухслойного фотоэлемента на опытных образцах получен КПД 30 %, а трехслойного — 35—40 %.

Наконец, в последние годы появился весьма перспективный конкурент для кремния в СФЭУ — арсенид галлия. Установки на его основе даже в однослойном исполнении имеют КПД до 30 % при гораздо более слабой зависимости его КПД от температуры.

Известно, что во время работы СФЭУ поверхности их сильно нагреваются, что приводит к снижению их энергетических показателей. Для охлаждения таких установок требуется использовать охлаждающую воду.

Мировая фотоэнергетика в настоящее время представляет собой развивающийся быстрыми темпами сектор энергетического рынка с огромными возможностями для дальнейшего роста. Интерес к фотоэнергетике обусловлен радикальным снижением удельной стоимости 1 кВт мощности СФЭУ за последние 20 лет (в 7 раз) и постепенным приближением ее к уровню экономически оправданных энергетических проектов. Если до 1996 г. на мировом рынке преобладала в основном сфера применения фотоэнергетических технологий в потребительском секторе, а также в коммуникации и связи, то сейчас все больше и больше начинает преобладать сфера чисто энергетического применения фотоэлектричества.

В настоящее время СФЭУ с успехом используются в ряде стран мира, особенно в Японии, Германии и США. В Японии и Германии развитию СФЭУ способствовали специальные государственные программы поддержки этого нетрадиционного сектора современной энергетики. В Германии вначале была принята и успешно реализована в начале 90-х годов XX в. программа «1000 солнечных крыш», а сегодня также успешно реализуется программа «100 тысяч фотоэлектрических крыш». В 1995—1996 гг. в Японии приступили к реализации программы «70000 фотоэлектрических крыш». В 1998 г. эта программа была пересмотрена в сторону увеличения до 1 млн крыш. В США с 1997 г. реализуется программа «Миллион солнечных крыш».

В 2000 г. США обнародовали новую перспективную цель энергетики страны: строительство солнечной электростанции в Техасе размером 107х107 миль, которая могла бы полностью обеспечить потребности США в электроэнергии.

По экспертным оценкам, вновь вводимая за год мощность СФЭУ в мире в 2005 г. составит 200 МВт, а в 2010 г. — 700 МВт при среднегодовом приросте около 25 %.

Сегодня в России имеются хорошая научная база для развития фотоэнергетики и мощное промышленное производство (в Москве, Санкт-Петербурге, Краснодаре, Рязани и других городах), которое способно создавать практически любые современные СФЭУ любого назначения.

Для широкого практического внедрения фотоэлектричества необходима его правовая поддержка государством, а также дальнейшее снижение стоимости 1 кВт установленной мощности.

Ветровые энергоустановки

Ветроэнергетика — отрасль науки и техники, разрабатывающая теоретические основы, методы и средства использования энергии ветра для получения механической, тепловой и электрической энергии и определяющая масштабы целесообразного использования ветровой энергии в народном хозяйстве.

Принцип использования ветровой энергии известен и используется человеком очень давно, начиная с ветряных мельниц. Движущийся поток

ветра оказывает силовое воздействие на подвижную часть двигателя (рабочее колесо разного вида и конструкции), заставляя его вращаться и передавать полученную энергию другому техническому устройству для совершения полезной и нужной человеку работы (помол зерна, подъем воды из глубины земли, выработка электроэнергии и т.п.).

Кинетическая энергия $E_{\text{кин}}$ (Дж) воздушного потока со средней скоростью V (м/с), проходящего через поперечное сечение F (м^2), перпендикулярное V , и массой воздуха m (кг) рассчитывается по формуле: кинетическая энергия $E_{\text{кин}}$ (Дж) равна массе воздуха m (кг) умноженной на скорость V (м/с) и разделенной на 2.

Величина m определяется как ρ умноженная на скорость V и умноженная на F ,

где ρ — плотность воздуха, кг/м^3 .

Обычно в расчетах в качестве ρ принимают ее значение, равное $1,226 \text{ кг/м}^3$ и соответствующее следующим нормальным климатическим условиям: $t = 15^\circ\text{C}$, $p = 760 \text{ мм рт. ст.}$, или $101,3 \text{ кПа}$. Если в качестве m взять секундную массу воздуха (кг/с), то получим значение мощности, развиваемой потоком воздуха (Дж/с или Вт).

Для $F = 1 \text{ м}^2$ получаем значение удельной мощности (Вт) ветрового потока $N_{\text{уд}}$ (Вт/ м^2) со скоростью V (м/с).

Обычно в ветроэнергетике используется рабочий диапазон скоростей ветра, не превышающих 25 м/с . Эта скорость соответствует 9-балльному ветру (шторм) по 12-балльной шкале Бофорта.

Преобразование кинетической энергии ветра в электрическую происходит с помощью ветроэнергетических установок (ВЭУ), которые можно классифицировать по следующим признакам:

- по мощности — малые (до 10 кВт), средние (от 10 до 100 кВт), крупные (от 100 до 1000 кВт), сверхкрупные (более 1000 кВт);
- по числу лопастей рабочего колеса — одно-, двух-, трех- и многолопастные;
- по отношению рабочего колеса к направлению воздушного потока — с горизонтальной осью вращения, параллельной или перпендикулярной вектору скорости (ротор Дарье).

В настоящее время в мире и в России наибольшее распространение получили трехлопастные ВЭУ с горизонтальной осью вращения, в состав которых входят следующие основные компоненты: рабочее колесо, гондола с редуктором и генератором, башня и фундамент.

Башня — чаще трубообразная, реже — решетчатая, на ней в гондоле размещается основное энергетическое, механическое и вспомогательное оборудование ВЭУ, в том числе рабочее колесо или ротор с лопастями, преобразующий энергию ветра в энергию вращения вала, редуктор для повышения частоты вращения вала ротора и генератор. Лопастей ротора могут быть жестко закреплены на его втулке или изменять свое

положение в зависимости от скорости ветра для повышения полезной мощности ВЭУ. В качестве генератора могут использоваться: синхронные и асинхронные (чаще всего), а также (реже) асинхронизированные синхронные генераторы.

Уровень шума крупных ВЭУ непосредственно у основания башни не превышает 95—100 дБ. Обычно для энергетических целей используют кинетическую энергию приземного слоя воздуха высотой не более 200 м с максимальной его плотностью ρ . При этом для повышения мощности единичной ВЭУ с заданным диаметром ротора D_1 (м) стремятся увеличить высоту башни H_6 (м), так как скорость ветра увеличивается с высотой по сложной степенной зависимости.

Чем выше расчетная скорость ветра, тем выше эффективность ВЭУ. Обычно в качестве нее применяется среднегодовая скорость ветра V (м/с), которая относительно мало меняется по годам. В то же время скорость ветра в течение года может существенно меняться во времени (как в течение суток, так и года в целом). Для нее характерны случаи, когда скорость ветра равна нулю (штиль), или не превышает V_{\min} (в этом случае мощность ВЭУ равна нулю из-за малой скорости ветра), или превышает V_{\max} (здесь мощность ВЭУ также равна нулю, но уже по соображениям прочности сооружений). Это означает, что гарантированная мощность ВЭУ в этих случаях равна нулю, и использование ВЭУ может лишь привести к экономии других видов энергоресурсов. Процесс изменения скорости ветра в течение года имеет свои закономерные зависимости (зимой скорость ветра выше, чем летом; в полдень выше, чем утром), а также существенную случайную составляющую. Для описания процесса изменения скорости ветра во времени требуются ежедневные наблюдения за скоростью ветра в данной точке не менее чем для 10—12 лет. Для описания ветрового процесса используются различные характерные функции распределения для разных географических зон России: распределения Гриневича, Рэля, Вейбулла—Гудрича и др. Обычно они представляют собой зависимость частоты появления скорости V (м/с) в течение года T в часах или относительных единицах. Указанные зависимости называются также кривыми дифференциальной повторяемости скоростей ветра V и рассчитываются для условий ровной местности и высоты флюгера 10 м. Учет реальных условий местности (впадин, холмов, строений, леса и т.п.) производится путем пересчета указанной T с помощью специальных коэффициентов (в России обычно принимается шкала Милевского).

В ветроэнергетических расчетах учитывается также и «роза ветров», т.е. характерные направления скоростей ветра в данной точке в течение года. Особое значение «роза ветров» приобретает в случае строительства ветропарков или ветроэлектростанций (ВЭС), состоящих из нескольких ВЭУ (десятков—сотен) в данной местности.

Для оценки перспективности ВЭУ в данной местности или регионе необходимо знать его валовые, технические и экономические ветроэнергетические ресурсы. Для России в целом указанные виды ресурсов соответственно равны: 80000; 6218 и 31 ТВт · ч. На сегодняшний день использование указанных ресурсов ветра в России практически неощутимо. Обычно в мировой практике принято считать,

что, если среднегодовая скорость ветра в данной местности превышает 5 (или 6) м/с, то использование ВЭУ здесь весьма перспективно (побережье Северного ледовитого океана). Для среднегодовых скоростей ветра от 3 до 5 (6) м/с необходимы детальные технико-экономические расчеты, в том числе и учет условий использования ВЭУ — в объединенной или локальной энергосистеме или для питания автономного потребителя, а также конкретные социально-экологические и экономические характеристики рассматриваемого региона.

Весьма перспективным для России представляется совместное использование ВЭУ и дизельных энергоустановок (ДЭУ), которые в настоящее время составляют основы локальных систем электроснабжения обширных северных и приравненных к ним территорий страны. Использование энергии ветра в России весьма незначительно, хотя в стране имеется хороший производственный потенциал для разработки серийных или массовых ВЭУ любой мощности (от сотен ватт до 1 МВт).

Весьма ощутимы успехи развития ветроэнергетики в мире, где ежегодный прирост мощности в последнее пятилетие составляет 30 % и более в разных странах. На 01.01.2002 г. общая установленная мощность в мире составила 24927 МВт при годовом приросте мощности 6824 МВт (27,37 %). По оценкам экспертов, установленная мощность ВЭУ в мире к 2006 г. вырастет по сравнению с современным уровнем более чем в 3 раза и достигнет 79362 МВт. При этом абсолютным лидером здесь является Германия, где установленная мощность на 01.01.2002 г. составила 8734 МВт (при годовом приросте в 30 %) при прогнозе на 2006 г. — 20484 МВт. В России построена Крюковская ВЭС мощностью 5,1 МВт (20 агрегатов по 225 кВт и один агрегат 600 кВт, г. Калининград), Анадырская ВЭС (Чукотка) мощностью 2,5 МВт (10 агрегатов по 250 кВт) и строится Элистинская ВЭС (Калмыкия) мощностью 22 МВт (22 агрегата по 1 МВт).

Десятки фирм в разных странах мира сегодня представляют на рынок серийные ВЭУ мощностью от нескольких сотен ватт до 2—4 МВт.

Термальные воды широко применяются для отопления и горячего водоснабжения в ряде стран. Так, столица Исландии Рейкьявик почти полностью обогревается теплотой подземных источников. В больших масштабах термальные воды для теплоснабжения используют в Австралии, Новой Зеландии, Италии.

Эксплуатация первой геотермальной электростанции была начата в Италии в 1904 г. Интерес к таким станциям возрос в последние годы в связи с резким увеличением цен на ископаемое топливо на мировом рынке.

Практическое использование теплоты Земли зависит от глубины залегания горячих источников. Чтобы объяснить природу геотермальных явлений, рассмотрим наиболее интересное из них — извержение вулкана. По мере увеличения глубины земной коры, или литосферы, повышается температура. На глубине 40 км температура равна 1200°C. При этой температуре и атмосферном давлении должно происходить плавление

пород. Однако в земных недрах на такой глубине повсеместно плавления не происходит из-за большого давления — порядка 1210 МПа.

В тех местах, где давление, обусловленное весом покрывающих пород, снято или значительно уменьшено, происходит плавление. Подобные явления наблюдаются при перемещениях земной коры, когда наряду с образованием складок при сжатиях образуются трещины при растяжениях. Расплавившаяся в трещинах масса может достигать поверхности Земли и выходить в виде лавы, горячих газов и водяного пара. Иногда такая масса, поднимаясь по трещинам и разломам, не доходит до поверхности Земли вследствие расширения и уменьшения давления. При этом нагретые теплотой больших глубин породы медленно остывают в течение десятков и сотен тысяч лет.

Передача теплоты от разогретых пород происходит за счет теплопроводности покрывающих пород и конвекции выделяющихся из массы горячих газов и водяного пара. Горячие газы и пар, поднимаясь по трещинам к поверхности Земли, могут встретить воду, которую они нагревают. Нагретая вода выходит на поверхность в виде горячих источников. Энергию нагретой воды можно использовать на геотермальных электростанциях. Объем выходящей на поверхность воды с течением времени меняется.

Анализ работы геотермальных электростанций в Новой Зеландии и Италии показал, что со временем падают давление и температура в скважине и значительно оседает поверхность вокруг скважины на площади примерно в 6 км², а производительность скважин убывает по экспоненциальному закону. На базе геотермальных источников в Новой Зеландии и Италии работают электростанции, вырабатывающие 40 и 6% электроэнергии соответственно.

Геотермальные электростанции в качестве источника энергии используют теплоту земных недр. Известно, что в среднем на каждые 30—40 м в глубь Земли температура возрастает на 1°С. Следовательно, на глубине 3—4 км вода закипает. Развитие геотермальной энергетики в России позволяет в ближайшие годы полностью решить проблему тепло- и электроснабжения больших регионов: Камчатки, Курильских островов, Северного Кавказа и отдельных районов Сибири, и практически на всей территории существенно улучшить систему теплоснабжения на основе тепла Земли с применением тепловых насосов.

В России сектор теплоснабжения потребляет более 45 % всей энергии страны, при этом только центральное теплоснабжение будет достигать 33—35 %.

При использовании современных технологий локального теплоснабжения можно за счет тепла Земли сэкономить значительные ресурсы органического топлива (мазута, угля, дизельного топлива).

Практически на всей территории России имеются запасы тепла Земли с температурой 30—40°С, а в отдельных районах имеются геотермальные резервуары с температурами до 300°С. Территория России хорошо исследована, и сегодня известны основные ресурсы тепла Земли, которые имеют значительный промышленный потенциал, в том числе и энергетический.

На территории России разведано около 50 геотермальных месторождений с запасами термальных вод, которые позволяют получить более 240×10^3 м³/сут и парогидротерм производительностью более 105×10^3 м³/сут. На территории страны пробурено более 3000 скважин с целью использования геотермальных ресурсов. Так, например, на Камчатке на геотермальных полях уже пробурено 365 скважин глубиной от 255 до 2300 м. Выявленные геотермальные ресурсы позволяют полностью обеспечить Камчатскую обл. электроэнергией и теплом более чем на 100 лет.

Запасы тепла геотермальных вод Камчатки оцениваются в 5000 МВт.

Чукотка также имеет значительные запасы геотермального тепла на границе с Камчатской обл. Уже открытые здесь запасы тепла Земли могут в настоящее время активно использоваться для энергообеспечения близлежащих городов и поселков.

Курильские острова имеют свои богатые запасы тепла Земли, которых достаточно для тепло и электрообеспечения на 100—200 лет.

На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения с температурой в резервуаре от 70 до 180°C, находящиеся на глубине от 300 до 5000 м. Здесь много лет используется геотермальная вода для теплоснабжения и горячего водоснабжения. В Дагестане в год добывается более 6 млн м³ геотермальной воды. На Северном Кавказе около 500 тыс. чел. используют геотермальное водоснабжение.

Приморье, Прибайкалье, Западно-Сибирский регион, Магаданская обл. также располагают запасами геотермального тепла, пригодного для широкомасштабного использования в промышленности и сельском хозяйстве.

В настоящее время в зависимости от температуры геотермальные ресурсы широко используются в электроэнергетике и теплофикации, промышленности, сельском хозяйстве, бальнеологии и других отраслях.

В 1965—1967 гг. на Камчатке были построены две геотермальные электростанции (ГеоЭС): Паужетская ГеоЭС, которая до сих пор работает, производит самую дешевую электроэнергию на Камчатке, и Паратунская ГеоЭС — первая в мире ГеоЭС с бинарным циклом, которая явилась прототипом почти 400 ГеоЭС, построенных в других странах. Бинарные электрические станции — это двухконтурные станции с использованием в каждом контуре своего рабочего тела. К бинарным также иногда относят одноконтурные станции, которые работают на смеси двух рабочих тел — аммиака и воды.

Верхне-Мутновская ГеоЭС была полностью создана российскими учеными и специалистами, все оборудование было изготовлено в кратчайшие сроки на российских заводах и предприятиях, так как был использован богатый опыт отечественного энергомашиностроения.

В то же время почти вся Камчатка и ряд других регионов России располагают значительными запасами геотермальной воды с температурой более 85°C, позволяющей получать электроэнергию на ГеоЭС с бинарным циклом. Блочные ГеоЭС с бинарным циклом мощностью от 300 кВт до 10 МВт (эл.) позволяют обеспечить ряд

удаленных поселков Камчатки, Чукотки и Сибири электроэнергией и теплом.

Структурная схема геотермальной электростанции приведена на рис. 5.1.

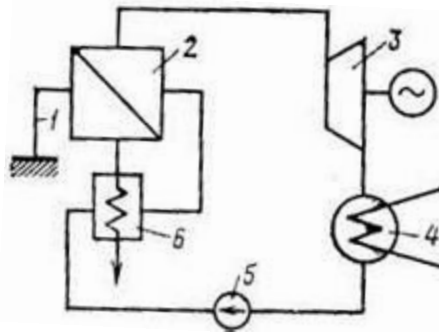


Рис. 5.1 - Схема геотермальной электростанции для вулканических районов:

1 — скважина; 2— паропреобразователь; 3 — турбина;
4— конденсатор; 5— насос; 6 — водяной теплообменник.

Схема электростанции для вулканических районов, располагающих ресурсами термальных вод с температурой 100°C на глубинах, доступных для современной буровой техники, приведена на рис. 5.2.

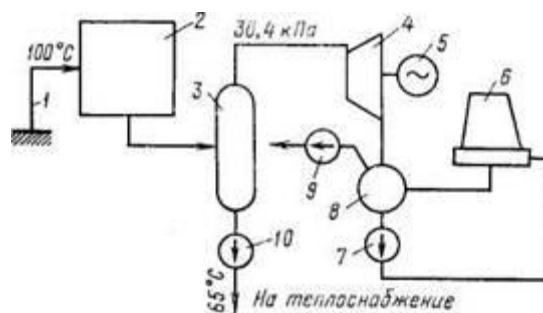


Рис. 5.2 - Схема геотермальной электростанции для невулканических районов:

1 — скважина; 2— бак-аккумулятор; 3— расширитель;
4— турбина; 5 — генератор; 6 — градирня; 7 —насос,
8— смешивающий конденсатор; 9, 10 — насос.

Использование геотермальной энергии в современных условиях в значительной степени зависит от затрат, необходимых для вывода на поверхность геотермальной теплоносителя в виде пара или горячей воды. Все действующие в настоящее время геотермальные электростанции располагаются в таких районах Земли, в которых

температура теплоносителя достигает 150—360°C на глубинах, не превышающих 2—5 км.

Наибольшего экономического эффекта в энергетике можно достигнуть при замене централизованной системы традиционного теплоснабжения на локальные геотермальные источники тепла. Геотермальное теплоснабжение наиболее выгодно при прямом использовании геотермальной горячей воды, а также при применении тепловых насосов, которые могут эффективно использовать тепло Земли с температурой от 10 до 20°C. Тепловой насос — машина, предназначенная для передачи внутренней энергии от теплоносителя с низкой температурой к теплоносителю с высокой температурой с помощью внешнего воздействия для совершения работы. В основе принципа работы теплового насоса лежит обратный цикл Карно.

Россия — лидер в создании и эксплуатации централизованного теплоснабжения больших городов. Однако в нашей стране слабо развиваются локальные системы теплоснабжения на базе тепловых насосов, которые при затрате 1 кВт электрической мощности позволяют выдать в систему отопления от 3 до 7 кВт тепловой мощности.

Тепловые насосы нашли широкое применение во многих странах мира. Наиболее мощная теплонасосная установка работает в Швеции мощностью 320 МВт (т) и использует тепло воды Балтийского моря. Эффективность применения тепловых насосов определяется во многом соотношением цен на электрическую и тепловую энергию, а также коэффициентом трансформации, обозначающим, во сколько раз больше производится тепловой энергии по сравнению с затраченной электрической (или механической) энергией. Этот коэффициент изменяется в зависимости от температуры охлаждающей воды.

Наибольшего эффекта в организации локального теплоснабжения можно получить с помощью тепловых насосов, используя низкопотенциальные геотермальные источники тепла.

Наряду с ГеоЭС на Мутновском геотермальном поле имеется опыт создания и эксплуатации современных бассейнов и теплиц на геотермальной воде, а поселок Термальный полностью обеспечивается теплом и горячей водой за счет геотермальных ресурсов.

Практически все геотермальные источники содержат примеси в виде различных химических элементов. Химическая активность подземных теплоносителей, в составе которых могут быть ртуть, мышьяк, вызывает отрицательные экологические эффекты, а также усиливает коррозию конструкционных материалов энергетического оборудования. Извлечение химических элементов до отбора теплоты от теплоносителя позволяет снизить экологическое влияние, уменьшить химическую коррозию и получить ценное сырье для химической промышленности. Так, в некоторых скважинах Южно-Каспийского бассейна в 1 л воды содержится, мг: свинца — 77, цинка — 5, кадмия — 2, меди — 15, В настоящее время геотермальные источники больше используются для теплоснабжения, чем для выработки электрической энергии. Это объясняется как техническими трудностями в работе геотермальных

электростанций, так и высокой стоимостью их в расчете на единицу установленной мощности.

Энергия морских приливов, или, как иногда ее называют, «лунная энергия», известна человечеству со времен глубокой древности. Эта энергия еще в далекие исторические эпохи использовалась для приведения в движение различных механизмов, в особенности мельниц. В Германии с помощью энергии приливной волны орошали поля, в Канаде — пилили дрова. В Англии приливная водоподъемная машина служила в прошлом веке для снабжения Лондона водой.

Существует огромное количество остроумных проектов приливных технических установок. Только во Франции к 1918 г. было опубликовано более 200 таких патентов. В начале XX в. предпринимались попытки сооружения мощных приливных электростанций. В США в 1935 г. было начато строительство - ПЭС Кводди мощностью 200 тыс. кВт. Вскоре строительство, на которое ушло 7 млн. долл., было прекращено из-за выявившейся высокой стоимости электроэнергии (на 33% больше стоимости на тепловой станции). По составленному в 1940г. в СССР проекту Кислогубская ПЭС вырабатывала бы электроэнергию стоимостью в 2 раза большей, чем у речных электростанций.

Приливные электростанции преобразуют механическую энергию приливо-отливных колебаний уровня воды в море в электрическую энергию. В некоторых морских заливах приливы достигают 10—12 м, а наибольшие приливы наблюдаются в заливе Фанди (Канада) и достигают 19,6 м.

Технические ресурсы приливной энергии России оцениваются в 200—250 млрд кВт · ч в год и в основном сосредоточены у побережий Охотского, Берингова и Белого морей.

Приливные электрические станции (ПЭС) выгодно отличаются от ГЭС тем, что их работа определяется космическими явлениями и не зависит от многочисленных погодных условий, определяемых случайными факторами.

Наиболее существенный недостаток ПЭС — неравномерность их работы. Неравномерность приливной энергии в течение лунных суток и лунного месяца, отличающихся от солнечных, не позволяет систематически пользоваться ее в периоды максимального потребления в системах. Можно компенсировать неравномерность работы ПЭС, совместив ее с ГАЭС. В то время, когда имеется избыточная мощность ПЭС, ГАЭС работает в насосном режиме, потребляя эту мощность и перекачивая воду в верхний бассейн. Во время спадов в работе ПЭС в генераторном режиме работает ГАЭС, выдавая электроэнергию в систему. В техническом отношении такой проект удачен, но дорогостоящ, так как требуется большая установленная мощность электрических машин.

Также удачно ПЭС может сочетаться с речной ГЭС, имеющей водохранилище. При совместной работе ГЭС увеличивает мощность при спаде мощности ПЭС и ее остановке; в то время как ПЭС работает с достаточно большой мощностью, ГЭС запасает воду в водохранилище. Таким образом, можно уменьшить как суточную, так и сезонную неравномерность работы ПЭС.

ПЭС работают в условиях быстрого изменения напора, поэтому их турбины должны иметь высокие КПД при переменных напорах. В настоящее время создана достаточно совершенная и компактная горизонтальная турбина двойного действия. Электрический генератор и часть деталей турбины заключены в водонепроницаемую капсулу и весь гидроагрегат погружен в воду.

Малые ГЭС

К малым гидроэлектростанциям относятся ГЭС с мощностью до 30 МВт, которые могут создаваться в короткие сроки с использованием унифицированных гидроагрегатов и строительных конструкций с высоким уровнем автоматизации систем управления. Экономическая эффективность их использования существенно возрастает при комплексном использовании малых водохранилищ (рекреация, рыбоводство, водозаборы для систем орошения и водоснабжения и т.п.).

Вторичные ресурсы

В последнее время рассматриваются проекты создания искусственных энергетических плантаций, на которых предполагается выращивание биомассы и последующее использование биологической энергии растений.

Мировая продукция фотосинтеза лесов оценивается в 50 ТВт, что примерно в 10 раз больше современного объема добычи нефти и природного газа. Солнечная энергия, преобразованная в химическую энергию древесины в процессе жизнедеятельности растений до исторически недавнего времени широко использовалась человеком. Предполагается, что топливо на энергетических плантациях будет производиться по ценам примерно 25 долл/т, что ниже современных мировых цен на нефть.

Для получения тепловой мощности, равной 100 МВт, потребуется примерно 50 м² площади энергетических плантаций.

Химическая энергия водорода приобретает в последнее время большое значение. Запасы водорода неисчислимы и не связаны с каким-то регионом планеты, так как он имеется везде и может быть использован повторно неограниченное число раз. Водород в связанном состоянии загрязняющая окружающую среду. Водород удобно хранить, распределять по трубопроводам и транспортировать без больших затрат.

В настоящее время водород в основном получают из природного газа, в ближайшем будущем его будут производить в процессе газификации угля. Процесс электролиза, используемый для получения водорода из-за промежуточной стадии преобразования теплоты в электроэнергию, имеет низкий общий КПД и неэкономичен. Этот процесс можно активизировать использованием более высоких давлений и температур.

Широкое применение водородного топлива может решить три наиболее актуальные проблемы: уменьшить потребление органического и ядерного

топлива, удовлетворить постоянно растущую потребность в энергии и снизить загрязнение окружающей среды.

6 ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГОПОТЕНЦИАЛА

Типы энергоустановок

Фактически вся промышленная электрическая энергия в стране вырабатывается на тепловых (ТЭС), гидравлических (ГЭС) и атомных (АЭС) электростанциях. В разных странах доля электроэнергии, производимой на различного вида электростанциях, неодинакова. В России в настоящее время тепловые электростанции дают примерно (69—70) %, атомные и гидравлические — по 15 % общего количества электроэнергии. Стоимость единицы вырабатываемой электроэнергии на каждом из этих трех видах станций может резко различаться. Различны капитальные затраты при их сооружении, расходы на эксплуатацию, уровень автоматизации, степень надежности, зависимость от сезона и особенностей их климатического и географического расположения и многих других обстоятельств. Объединяет их только одно. Они обязаны вырабатывать ток стандартной частоты 50 периодов в секунду, или 50 Гц, необходимого уровня напряжения для той сети, к которой присоединяются электрические машины, работающие в режиме генераторов переменного тока, установленных на каждой из станций. Абсолютное равенство частот напряжения сотен одновременно работающих генераторов может быть обеспечено только одним — специальным типом этих электрических машин — синхронными генераторами, т.е. работающими одновременно, в ритме единого времени, со строго определенными частотами вращения своих подвижных частей, называемых роторами. Следует отметить, что все электрические машины обладают свойством обратимости. Любой электрический генератор может работать как двигатель, т.е. преобразовывать электрическую энергию в механическую. На каждой электростанции установлено большое число электродвигателей, удовлетворяющих собственные нужды станции.

Синхронные генераторы (СГ), предназначенные для преобразования механической энергии паровой, газовой или гидравлической турбины, вращающей ротор СГ, в электрическую энергию, имеют неподвижную часть, называемую статором. Подвижная часть генератора (ротор) может быть выполнена с сосредоточенной обмоткой. В этом случае ротор и сам генератор называются явнополюсными. Если обмотка ротора является распределенной, ротор и генератор называются неявнополюсными.

Рассмотрим синхронную явнополюсную машину с четырьмя полюсами на роторе чередующейся полярности N-S-N-S. Сосредоточенная обмотка возбуждения, размещенная на роторе, обтекается постоянным током, возбуждающим магнитное поле ротора. Ротор приводится во вращение источником механической энергии. Чаще всего — это паровая, газовая или гидравлическая турбина, создающая

механический вращающий момент. Частота вращения турбины может быть различной — в диапазоне от десятков до сотен и даже тысяч оборотов в минуту: ниже для гидравлических турбин и выше для остальных видов. Постоянный ток на вращающуюся обмотку возбуждения подается через контактные кольца. При вращении ротора магнитное поле обмотки возбуждения перемещается относительно неподвижной обмотки статора, размещенной в пазах сердечника статора, что вызывает (индуцирует) в обмотке электродвижущую силу (ЭДС). Частота ЭДС равна произведению частоты вращения ротора n_2 в оборотах в секунду на число пар полюсов ротора p .

Синхронные генераторы, вращаемые паром и газовыми турбинами, называются турбогенераторами, а вращаемые гидравлическими турбинами — гидрогенераторами.

Большинство турбогенераторов страны имеют число пар полюсов равное единице, значит для сети 50 Гц $n_2 = 1/p = 50$ об/с или $n_2 = 60 \cdot 1/p = 3000$ об/мин. Для стран, где принята частота напряжения 60 Гц (США, Япония и др.), частота вращения ротора составит 3600 об/мин. Для генераторов с большим, чем единица, числом пар полюсов частота вращения роторов будет частным от деления 3000 (или 3600) на число пар полюсов, об/мин: 1500, 1000, 750, 600 и т.д. (для 50 Гц) или 1800, 1200, 900, 720 и т.д. (для 60 Гц).

Масса электрической машины возрастает с уменьшением частоты ее вращения. Гидрогенераторы имеют частоту вращения примерно в 6—60 раз меньшую, чем турбогенераторы. Эта разница обусловлена различием типов применяемых в этих машинах паровых, газовых и гидравлических турбин, а также зависит от характера используемых для ГЭС водных источников (расход воды, уклон водотока, рельеф местности при учете экономической целесообразности эксплуатируемой зоны). Из-за более низких частот вращения гидроагрегатов общие массы гидрогенераторов достигают 1,5—2 тыс. т и в несколько раз превышают массы аналогичных по мощности турбогенераторов, делая невозможным применение горизонтального расположения валов с более простыми подшипниками скольжения.

Диаметры роторов турбогенераторов на 3000 об/мин не превышают 1,1—1,25 м при длине ротора до 8 м. Роторы гидрогенераторов достигают в диаметре 15—20 м при длине до 5 м.

Вращение ротора с размещенной на нем обмоткой возбуждения, создающей магнитное поле чередующейся полярности, приводит к возникновению ЭДС в проводниках обмотки статора, который нередко называется якорем. Индуцируемая ЭДС равна произведению скорости магнитного поля возбуждения на его интенсивность. Интенсивность поля возбуждения определяется током обмотки возбуждения и числом ее витков.

При присоединении генератора к нагрузке, т.е. к потребителю электрической энергии или к электрической сети, ЭДС обмотки статора создает в ней ток. Обмотка статора — трехфазная, поэтому протекающие

по ней токи — тоже трехфазные. Они создают вращающееся со скоростью ротора магнитное поле. Магнитное поле обмотки статора вращается с той же частотой вращения, что и ротор. Таким образом, в синхронном генераторе оба магнитных поля: обмотки ротора, созданное постоянным током возбуждения, и обмотки статора, созданное переменными токами трехфазной обмотки, оказываются взаимно неподвижными, вращающимися синхронно. (Следует заметить, что взаимная неподвижность магнитных полей обмоток статора и ротора характерна практически для всех традиционных видов электрических машин.)

Взаимодействие магнитных полей ротора и статора создает электромагнитный момент, направленный в генераторном режиме электрической машины навстречу механическому моменту, созданному паровой, газовой или гидравлической турбиной. В случае равенства этих двух моментов ротор генератора будет вращаться с постоянной скоростью, обеспечивая индуктирование стабильной частоты ЭДС обмотки статора, совпадающей с частотой напряжения сети. Это нормальный синхронный режим работы генератора, когда частота вращения (угловая скорость) ротора определяется частотой напряжения сети. Задачей персонала является регулирование подачи на турбину, создающую механический момент, требуемого количества агента (пара, газа, воды) необходимых параметров для обеспечения равновесия вращающегося и тормозящего электромагнитных моментов.

При аварийном отключении генератора от нагрузки токи статора становятся равными нулю. Электромагнитный тормозящий момент также исчезает, а из-за сохраняющегося вращающегося механического момента ротор начинает разгоняться сверх номинальной скорости до тех пор пока не будет прекращена подача агента (т.е. пара, газа, воды и т.п.) на турбину. Очевидно, что наиболее быстро это можно осуществить для паровой или газовой турбин. Частота вращения при этом успевает возрасти на 10—20 %. Гораздо сложнее остановить поток воды. В зависимости от типа применяемого гидравлического колеса частота вращения может возрасти в процессе прекращения подачи воды в 1,8—3,5 раза по сравнению с номинальной. Эта предельно возможная частота вращения ротора при наиболее неблагоприятном отказе системы регулирования подачи воды в турбину носит название угонной частоты вращения, или угонной скорости. Механическая прочность ротора генератора рассчитывается так, чтобы при угонной частоте вращения механические напряжения в элементах ротора из-за действующих центробежных сил, пропорциональных квадрату частоты вращения, не превосходили пределов текучести материалов ротора. Деформация обода ротора не должна превышать размера воздушного зазора. После того как гидрогенератор вращался с угонной частотой вращения, его следует остановить для тщательного осмотра, контроля всех креплений, а в случае необходимости, и для ремонта. В соответствии с ГОСТ все гидрогенераторы должны в течение 2 мин выдерживать без остаточных деформаций повышенную частоту вращения, равную 1,75 номинальной. В этих случаях останавливать их для осмотра необязательно.

Типы турбо и гидрогенераторов по мощностям и способам охлаждения

Турбогенераторы

В настоящее время на тепловых электрических станциях России эксплуатируется около 1200 турбогенераторов суммарной мощностью около 150 ГВт (150 тыс. МВт). Все турбогенераторы — отечественного производства. Большая часть общей мощности (около 60 %) — это турбогенераторы мощностью 100—320 МВт. Распределение турбогенераторов по группам мощностей приведено в таблице 6.1. По сравнению с США структура мощностей турбогенераторов России несколько сдвинута в область меньших мощностей (100—200 МВт). В США доля установленной мощности блоков 300—500 МВт составляет 40 %, что несколько больше, чем в России (30 %).

Таблица 6.1 - Мощности турбогенераторов по группам

Группа	Диапазон мощностей турбогенераторов, МВт	Суммарная мощность турбогенераторов, ГВт
	25—63	33,5
	100—200	54,5
	300—500	46,1
		12,8
	более 1000	1,2
	Итого 148,1 ГВт	

Большинство отечественных турбогенераторов имеет большую надежность, чем аналогичные в США, но несколько меньшую, чем турбогенераторы новейших серий фирм ABB и Siemens/KWU.

В последние 30—40 лет в мире имел место рост единичной мощности турбогенераторов, который приводил к снижению удельных затрат материалов генераторов на единицу мощности, удельных капиталовложений при сооружении станции и стоимости электроэнергии. Например, удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности для турбогенератора 200 МВт почти в 2,5 раза меньше, чем для турбогенератора мощностью 32 МВт. Коэффициент полезного действия (КПД) турбогенераторов мощностью 1200 МВт примерно равен 99 %, однако, отводимые в виде теплоты потери в нем достигают 12 000 кВт, что требует обеспечения интенсивного охлаждения.

В последние годы рост единичных мощностей турбогенераторов замедлился по причинам технического характера, которые связаны с необходимостью внедрения сложных методов охлаждения, ограничениями по механическим напряжениям ротора и вибрациям. Принципиально электромашиностроение способно создать генераторы мощностью 2000—2500 МВт, однако социально-экономические

последствия аварийного выхода из строя такого агрегата пока лишают актуальности задачу применения машин такой единичной мощности.

В качестве охлаждающих агентов в турбогенераторах применяются воздух, водород, дистиллированная вода и трансформаторное масло. Их физические свойства в относительных единицах (о.е.) приведены в таблице 6.2.

По принципу охлаждения все турбогенераторы можно подразделить на машины с косвенным (поверхностным) охлаждением и непосредственным охлаждением проводников обмоток статора и ротора различными агентами, а также смешанным охлаждением.

Таблица 6.2 -
Свойства
охлаждающих сред по
отношению к воздуху

Среда	Плотность	Объемная теплоемкость	Теплопроводность	Теплоотводящая способность	Расход
Воздух					
Водород при избыточном давлении, МПа:					
0,1	0,14	1,5	7,1	2,3	
0,2	0,21	2,2	7,1	2,7	
0,3	0,27	3,0	7,1	3,0	
0,4	0,35	3,75	7,1	3,5	
Масло трансформаторное			5,3		0,01
Вода					0,01

Водородное охлаждение, в том числе и водородно-водяное, применяется для 64,5 % турбогенераторов (по мощности), водяное, в том числе водомасляное, — для 5,5 % турбогенераторов (по мощности). Отечественные турбогенераторы с водоводородным охлаждением находятся на уровне лучших зарубежных машин, а по ряду показателей их превосходят. Турбогенераторы с полным водяным охлаждением мощностью 50—800 МВт за рубежом не изготавливаются.

Несмотря на заметные преимущества водородного и водоводородного охлаждения, многолетний опыт их применения показал, что экономически целесообразно в настоящее время возобновить производство турбогенераторов с полным воздушным охлаждением. Эти машины оказываются более простыми в эксплуатации и менее пожароопасными. За рубежом освоено производство турбогенераторов с воздушным охлаждением до 300 (450) МВт, а в России — до 160 МВт.

Турбогенераторы серии ТВМ мощностью 300 и 500 МВт и напряжением до 36,75 кВ охлаждаются трансформаторным маслом, воздухом и водой. Для обмоток статора масло является и хорошей изолирующей средой, что позволяет увеличить их напряжение до 36,75 кВ по сравнению с 20—24 кВ для генераторов с другими типами охлаждения. С целью отделения объема статора, заполняемого маслом, от вращающегося ротора внутри сердечника статора устанавливается цилиндр, изготовленный из изоляционного материала. Обмотка ротора турбогенераторов серии ТВМ охлаждается водой, поверхность ротора — воздухом, зубцы ротора — водой. В настоящее время в турбогенераторах ТВМ масло заменяют негорючим жидким диэлектриком (совтол, клофен, пиранол и т.п.). Следует отметить, что в связи с изменением организации хозяйственной деятельности в последнее десятилетие и распадом СССР наблюдаются негативные тенденции в состоянии и структуре электроэнергетических мощностей. Так, более 50 % общего числа турбогенераторов России отработали установленные нормами минимальные сроки службы. Например, парк турбогенераторов мощностью 60 МВт и более, отслуживших более 25 лет, составляет 55 % против 41 % в США, и в то же время турбогенераторы, прослужившие в России менее 20 лет, составляют 26 %, а в США — 43 %. Такая ситуация диктует необходимость осуществления замены наиболее изношенных генераторов на новые наряду с мероприятиями по продлению срока службы остальных машин путем совершенствования профилактического обслуживания на базе непрерывного контроля и текущего ремонта.

Гидрогенераторы

На 64 гидроэлектростанциях России работают 395 агрегатов общей мощностью около 44 ГВт (44 тыс. МВт).

Основная доля вырабатываемой гидроэлектростанциями электроэнергии (54,2 %) в России приходится на гидрогенераторы большой мощности (200—640 МВт) (табл. 6.3).

Таблица 6.3 - Мощность гидрогенераторов

Группа	Диапазон мощностей генераторов, МВт	Суммарная мощность генераторов, ГВт
	до 49	6,60
	50—99	6,64
	100—199	6,94
	200—300	11,42
	500 и более	12,40
	Итого 44,00	

Из 120 ГЭС в мире мощностью 1000 МВт и более российских — 10, т.е. одна двенадцатая часть. Однако использование гидропотенциала по нашей стране неравномерное: в европейской части страны оно составляет 46,4 %, в Сибири 19,7 %, в восточных регионах только 3,3 % и в среднем по стране около 20 %. Экономически целесообразный к

использованию гидропотенциал страны составляет 850 млрд кВт · ч в год, что примерно в 5 раз больше возможностей сегодняшних ГЭС. Во Франции и Германии степень использования экономически целесообразного гидропотенциала более 90 %, в Японии — 84 %, в США — 73 %, Испании — 63 % и т.д.

Мощности единичных гидроагрегатов определяются прежде всего параметрами источников гидроэнергии, однако в настоящее время имеется тенденция увеличения мощности применяемых гидрогенераторов. Рекордными по полной или кажущейся (измеряемой в мегавольт-амперах — МВ · А) мощности гидрогенераторами могут быть названы машины ГЭС Итайпу (Бразилия) — 823,6 МВ · А, Саяно-Шушенской ГЭС (Россия) — 820 МВ · А, 142,8 об/мин, Гранд-Кули (США) — 600 МВ · А, 73,2 об/мин.

Обычно в гидрогенераторах используется воздушное и водяное охлаждение (косвенное, форсированное или непосредственное). При непосредственном охлаждении охлаждающий агент (воздух или жидкость) непосредственно соприкасается с проводниками, отводя от них теплоту. Эффективность охлаждения резко возрастает, если в качестве охлаждающего агента применяется вода. Непосредственное водяное охлаждение обмотки статора впервые в мире было применено на гидрогенераторах Красноярской ГЭС. Зарубежные фирмы также уделяют много внимания проблемам использования непосредственного водяного охлаждения гидрогенераторов. Водой могут охлаждаться не только обмотки статора и ротора, но и сердечники статора, его нажимные плиты.

КПД гидрогенераторов весьма высок. При больших мощностях он достигает 97—98,7 %.

Большая доля отечественных гидрогенераторов отработала уже 30 лет и более. Ввод новых мощностей в последние 20 лет существенно отстает от среднего мирового уровня. Доля гидрогенераторов со сроком службы менее 30 лет в мире составляет около 65 %, в России только 40 %. Для 77 % отечественных гидрогенераторов по ГОСТ уже истек нормативный срок службы.

Зарубежный опыт многих стран показывает, что полная замена гидрогенераторов может быть экономически выгодной только для машин малой мощности, для остальной же части более целесообразна модернизация действующего оборудования.

Расходование топлива относится не только к техническому и биосферическому аспектам, но и в значительной мере к социально-политическому аспекту. Так, 30% населения земного шара потребляет более 90% всей вырабатываемой на планете энергии, на долю же 70% населения, преимущественно в развивающихся странах, приходится менее 10% всей энергии. Между тем, уровень промышленности, состояние быта и развитие культуры теснейшим образом связаны с количеством используемой энергии.

Природа и человек. Человек в результате своей хозяйственной деятельности всегда изменял, изменяет и будет изменять окружающую

среду. В настоящее время в местах обитания людей на планете осталось совсем мало мест, не затронутых их хозяйствованием. В малонаселенных, необжитых местах, но богатых природными ресурсами, возникают новые промышленные комплексы, вокруг которых вырастают крупные города и поселения. Человек изменил в той или иной степени девственные ландшафты на 55 % территории (2,3 га на человека), а часть суши изменил их коренным образом (застройки, мелиорация, насаждение лесов, водохранилища и т. д.). За последние 3—4 столетия уничтожено $\frac{2}{3}$ лесов Европы. Вековые болота, полноводные реки меняют свой облик, исчезают целые экологические системы.

Разносторонняя и могучая 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.

Северная Африка в нашем представлении всегда была пустыней, но около 247—183 гг. до н. э. в обширных лесах ее Ганнибал, воюя с римлянами, ловил слонов для своей армии. Подобные экологические изменения наблюдаются и в наши дни. Пустыня Сахара, например, в результате обезлесения непрерывно продвигается на юг со скоростью от 10 до 50 км в год по фронту в 5 тыс. км.

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 является 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 1,4 млрд. га из полезной поверхности Земли, т. е. каждый десятый гектар суши, приходится под пашни, сады и плантации. Это относят к разряду «культурных» земель, но ученые утверждают, что почти столько же, а именно 1,1 млрд. га (по некоторым данным даже 4,4 млрд. га), следует считать землей «испорченной», разрушенной и непригодной для сельскохозяйственного производства. К ним, правда, относятся и территории, застроенные городами и различными производственными сооружениями, но главную часть составляют бросовые земли, каковыми они стали в результате непродуманной мелиорации, после загрязнения промышленными отходами, из-за карьеров и многометровых отвалов пустой породы, из-за потери по воле людей своего почвенного покрова. К этим печальным показателям следует прибавить площадь пустынь и полупустынь, равную 3,3 млрд. га. Из них 1 млрд. га — это плод деятельности человека нового времени.

По некоторым подсчетам 4,5 млрд. современных жителей Земли оказывают такое же воздействие на природу, какое могли бы оказать 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.

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.

Не меньшее беспокойство вызывает сегодня и загрязнение воздушного и водного бассейнов.

Атмосферный воздух. Размеры воздушного океана нашей планеты огромны. Общая масса атмосферного воздуха составляет около 5000 трл. т, т. е. около 10[~]в массы Земли. Содержание кислорода и углекислого газа в атмосфере составляет 20,95 и 0,03% (по объему) соответственно, остальное количество приходится в основном на азот.

Кислород является наиболее важной для всего живого составной частью воздуха. Он является побочным продуктом фотосинтеза. Именно благодаря чудесным свойствам хлорофилла происходило появление и накопление на Земле кислорода. Кислород химически чрезвычайно активен. Он соединяется с самыми разными веществами, окисляя их и тем самым самоуничтожаясь.

На раннем этапе эволюции органического мира атмосфера была богата основной пищей растений — углекислым газом (CO₂). Ученые утверждают, что примерно 10 млн. лет назад углекислоты в атмосфере было на порядок больше, чем теперь. Именно благодаря этому было возможным то буйство растительного мира, остатки которого в форме горючих ископаемых — угля, нефти, газа, торфа, горючих сланцев — служат сегодня источником нашего существования.

Углекислый газ помимо своего участия в биологическом круговороте играет большую роль в поглощении инфракрасного (теплого) излучения Земли и уменьшает охлаждение ее поверхности. Он действует в атмосфере, как стекло в оранжерее: пропуская солнечную радиацию, он не пропускает обратно инфракрасное излучение, создавая тем самым известный парниковый эффект.

Источником поступления углекислого газа в атмосферу является вулканическая деятельность. В свою очередь, сам вулканизм — это следствие распада радиоактивных веществ земной коры. Но так как первичные запасы радиоактивных веществ ограничены, а процесс распада идет уже миллиарды лет, то, вероятно, этот источник углекислого газа в атмосфере уже теряет свое былое значение. В то же время такие источники CO₂, как дыхание человека и животных и сжигание органических топлив, непрерывно развиваются.

Жизненно важной составной частью атмосферы является также азот. Он играет важную роль в биологическом круговороте веществ между почвой

растениями и микроорганизмами. Биологический круговорот веществ обеспечивает воспроизводство фитобиомассы Земля, в свою очередь сопровождающееся затратами большого количества энергии. При распаде органического вещества заключенная в нем энергия Солнца высвобождается и используется новыми поколениями растений, животных и микроорганизмов. Кроме того, азот служит инертным разбавителем кислорода.

В атмосфере всегда присутствуют инертные газы: аргон, неон, гелий, криптон, ксенон, которые биологического воздействия на человека не оказывают. Наряду с ними встречаются также радон и его изотопы, однако концентрация их столь ничтожна, а период полураспада так мал, что они не могут неблагоприятно влиять на человека.

В атмосферном воздухе всегда содержится озон (O_3), концентрация которого у земной поверхности в среднем составляет 10~в %. Озон—аллотропическая форма кислорода — образуется в верхних слоях атмосферы под влиянием солнечной радиации. Несмотря на то что его очень мало (если бы озон сосредоточить у поверхности Земли, то он образовал бы пленку толщиной всего 2—3 мм), он образует своеобразный «щит земной жизни», надежно защищая нас от различных проявлений космической непогоды. Он почти полностью поглощает опасные ультрафиолетовые лучи, а также некоторую часть (до 20 %) инфракрасного излучения Земли, повышая температуру атмосферы.

Изменение количества озона в атмосфере в настоящее время служит основой научного обоснования возможности появления различных циклонов и антициклонов, потеплений и похолоданий, изменения направления ветра, т. е. прогноза погоды.

Озон — активный газ и может неблагоприятно действовать на здоровье человека.

В атмосферном воздухе содержится также небольшое количество водорода, который, как и гелий, образуется в результате радиоактивного распада и непрерывно улетучивается в космическое пространство.

Такова общая физическая картина атмосферы — одной из основных частей биосферы.

Долгое время состав атмосферного воздуха Земли был практически неизменным, хотя человек начал воздействовать на него со времени своего появления. Разумеется, процесс влияния человека на биосферу первоначально протекал крайне медленно, но тем не менее возрастал неуклонно.

Новый период в истории биосферы и, в частности, загрязнения земной поверхности начался в прошлом столетии. Это обусловилось прежде всего ростом потребления ископаемого топлива. Особенно недобрую память в этом смысле о себе оставил паровоз, загрязнявший и отравлявший окружающую среду на протяжении целого столетия.

Причины загрязнения атмосферы. Последние десятилетия, на которые приходится наиболее интенсивное развитие научно-технической революции, отличаются бурным ростом промышленности. Понадобилось всего 35 лет, чтобы удвоилась мировая промышленная продукция.

Каждые 15 лет удваивается общий объем товаров и услуг в развитых странах.

Все это не могло не сказаться на окружающей среде. Появились совершенно новые пути перемещения энергии и вещества в биосфере, вызвавшие значительное отрицательное воздействие на нее.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха в индустриальных странах являются автомобильный транспорт, промышленность и тепловая энергетика. Сжигаемое ими органическое топливо исчисляется миллиардами тонн.

За последнюю четверть нашего века было сожжено более 100 млрд. т ископаемого топлива. Это повлекло за собой выброс в атмосферу около 3 млрд. т золы, а вместе с ней в почвы и воды планеты попало не менее 1,5 млн. т мышьяка и 1,2 млн. т не менее ядовитых сурьмы и цинка.

Рассмотрим влияние тепловых электростанций на окружающую среду (рис. 6.1). ТЭС, потребляя энергоресурсы в виде твердого, жидкого и газообразного топлива, производят электрическую (до 75 % общей выработки электроэнергии мира) и тепловую энергии, при этом вся материальная масса топлива превращается в отходы, поступающие в окружающую среду в виде газообразных и твердых продуктов сгорания. Выбрасываемые в окружающую среду продукты сгорания определяются видом и качеством топлива, а также методом его сжигания.

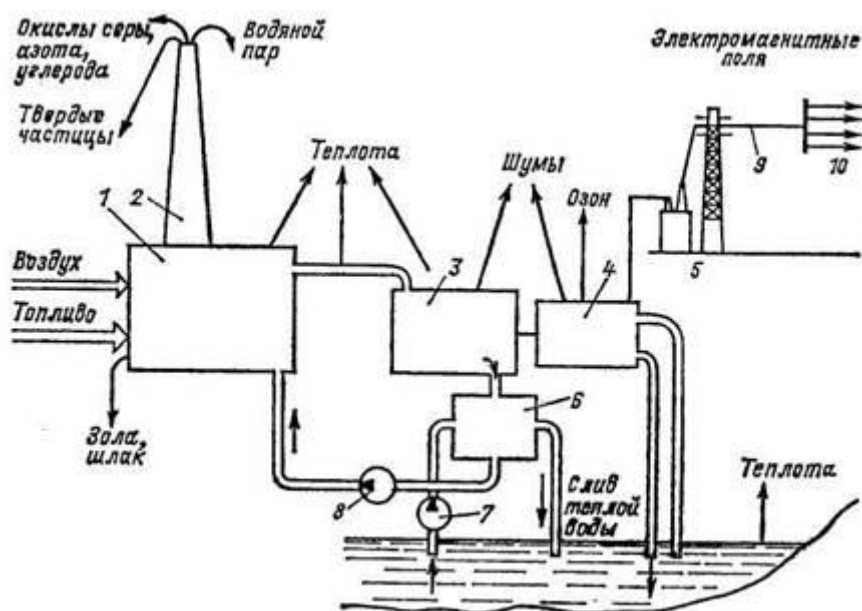


Рис. 6.1 - Влияние ТЭС на окружающую среду

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.

Для примера приведем материальный баланс (без баланса воды) современной КЭС мощностью 2400 МВт, использующей в качестве топлива донецкий антрацитовый штыб (Рис. 6.1). При сжигании 1060 т/ч этого топлива из топок котлоагрегатов, не доходя до дымовых труб, удаляется 34,5 т/ч шлака и из бункеров электрофильтров, очищающих газы на 99 %,—193,5 т/ч уловленной золы. Через дымовые трубы в атмосферный воздух выбрасывается 10 млн. м³/ч дымовых газов, содержащих помимо азота и остатков кислорода 2350 т/ч углекислого газа, 251 т/ч паров воды, 34 т/ч двуокиси серы (сернистого ангидрида), 9,34 т/ч окиси азота и 2,0 т/ч летучей золы, не уловленной в электрофильтрах.

Вся тепловая энергетика мира ежегодно выбрасывает в атмосферу Земли более 200 млн. т окиси углерода, более 50 млн. т различных углеводородов, почти 150 млн. т двуокиси серы, свыше 50 млн. т окислов азота, 250 млн. т мелкодисперсных аэрозолей. Производство электрической и тепловой энергии на базе органического топлива является, таким образом, уникальным по масштабам материального и энергетического обмена с окружающей средой. Ни у кого не вызывает сомнения, что подобная «деятельность» тепловой энергетике вносит *существенный вклад*

в нарушение того баланса установившихся в биосфере круговых процессов, которое все отчетливее стало проявляться в последние годы. Нарушение баланса отмечается не только по вредным веществам (окислы серы и азота), но и по углекислому газу. 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.

Не меньшую тревогу вызывают и огромные безвозвратные потери кислорода из атмосферы.

В нашей стране 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 стремятся 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, естественно, не уменьшается общая масса вредоносных отходящих газов, и нередко вокруг ТЭС можно наблюдать 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 зависимости от вида топлива, метода его сжигания и способа удаления золы из топки котла последняя 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.

Данные, оценивающие технические и экономические возможности использования энергии, меняются со временем. Поэтому прогнозы, построенные на основе этих данных, следует рассматривать как ориентировочные, которые должны периодически корректироваться.

Экономика

Фактически вся промышленная электрическая энергия в стране вырабатывается на тепловых, гидравлических и атомных электростанциях. Стоимость единицы вырабатываемой электроэнергии на каждом из этих трех видах станций может резко различаться. Различны капитальные затраты при их сооружении, расходы на эксплуатацию, уровень автоматизации, степень надежности, зависимость от сезона и особенностей их климатического и географического расположения и многих других обстоятельств.

Накопители энергии

В тепловых установках имеется, хотя и очень небольшая, способность аккумуляции (паровые котлы, бойлеры, отопительные приборы и т. п.), имеются даже специальные тепловые аккумуляторы. Следовательно, процессы в отдельных звеньях тепловой энергетической системы (котлы, бойлеры, теплопередачи, приемники тепловой энергии) не так жестко взаимосвязаны, как в электроэнергетической системе. Так, например, прекращение подачи пара в бойлеры теплофикационных станций не вызовет мгновенного изменения режима работы отопительных приборов в тепловой сети. Все же аккумулирующая способность элементов теплоэнергетической системы невелика, и взаимосвязь отдельных элементов играет существенную роль.

Производство электроэнергии на электрических станциях и ее потребление различными приемниками представляют собой процессы, взаимосвязанные таким образом, что в силу физических закономерностей мощность потребления электроэнергии в какой-либо момент времени должна быть равна генерируемой мощности.

При идеальном равномерном потреблении электроэнергии должна происходить равномерная работа определенного числа электростанций. В действительности работа большинства отдельных электроприемников неравномерна и суммарное потребление электроэнергии также неравномерно. Можно привести множество примеров неравномерности работы установок и приборов потребляющих электроэнергию. Завод, работающий в одну или две смены, неравномерно потребляет электрическую энергию в течение суток. В ночное время потребляемая им мощность близка к нулю. Улицы и квартиры освещают только в определенные часы суток. Работа электробытовых приборов, вентиляторов, пылесосов, электрических печей, нагревательных приборов, телевизоров, также неравномерна. В утренние и вечерние часы коммунальная нагрузка наибольшая. *График нагрузки* некоторого района или города, представляющий собой изменение во времени суммарной мощности всех потребителей, имеет провалы и максимумы. Это означает, что в одни часы суток требуется большая суммарная мощность генераторов, а в другие часы часть генераторов или электростанций должна быть отключена или должна работать с уменьшенной нагрузкой. Число электростанций и их мощность определяются относительно непродолжительным максимумом нагрузки потребителей. Это приводит к недоиспользованию оборудования и удорожанию энергосистем. Так, снижение числа часов использования установленной мощности крупных ТЭС с 6000 до 4000 ч в год приводит к возрастанию себестоимости вырабатываемой электроэнергии на 30—35%.

Анализ тенденций в потреблении электрической энергии показывает, что в дальнейшем неравномерность потребления будет увеличиваться по мере роста благосостояния населения и связанного с ним увеличения коммунально-бытовой нагрузки, по мере повышения электровооруженности труда. Сокращение числа рабочих дней в неделе также способствует повышению неравномерности потребления электроэнергии. Такое положение характерно не только для нашей страны. В большинстве стран Западной Европы неравномерность в потреблении электроэнергии такова, что в течение часа изменение нагрузки достигает 30% от максимальной мощности и в перспективе также ожидается увеличение неравномерности. Кардинально изменить характер потребления электроэнергии очень трудно, так как он зависит от установившегося ритма жизни людей и ряда не зависящих от людей объективных обстоятельств.

Энергетики по возможности принимают меры по выравниванию графика суммарной нагрузки потребителей. Так, вводится дифференцированная стоимость электроэнергии в зависимости от того, в какой период времени она потребляется (двухтарифные электросчетчики). Если электроэнергия потребляется в моменты максимумов нагрузки, то и стоимость ее устанавливается выше. Это повышает заинтересованность потребителей в таких перестройках работы, которые бы способствовали уменьшению электрической нагрузки в моменты максимумов потребления в энергосистеме. В целом возможности выравнивания потребления

электроэнергии невелики. Следовательно, электроэнергетические системы должны быть достаточно маневренными, способными быстро изменять мощность электростанций.

В промышленно развитых странах большая часть электроэнергии (80%) вырабатывается на ТЭС, для которых наиболее желателен равномерный график нагрузки. На агрегатах этих станций невыгодно проводить регулирование мощности. Обычные паровые котлы и турбины на этих станциях допускают изменение нагрузки всего на 10—15%.

Периодические включения и отключения ТЭС не позволяют решить задачу регулирования мощности из-за большой продолжительности этих процессов. На запуск тепловой станций в лучшем случае требуются часы. Кроме того, работа крупных ТЭС в резко переменном режиме нежелательна, так как приводит к повышенному расходу топлива, повышенному износу теплосилового оборудования и, следовательно, снижению его надежности. Следует учесть также, что ТЭС с высокими параметрами пара имеют некоторые минимальные технически возможные рабочие мощности, составляющие 50—70% от номинальной мощности оборудования. Все это относится не только к ТЭС, но и к АЭС. Поэтому в настоящее время и в ближайшем будущем дефицит в маневренных мощностях («пик» нагрузки) покрывается ГЭС, у которых набор полной мощности с нуля можно произвести за 1—2 мин. Однако в европейской части России степень использования экономически эффективных гидроэнергоресурсов уже превысила 40%. Оставшаяся неиспользованной часть ресурсов относится к периферийным районам и небольшим водотокам.

Регулирование мощности ГЭС производится следующим образом. В периоды времени, когда в системе имеются провалы нагрузки, ГЭС работают с незначительной мощностью и вода заполняет водохранилище. При этом запасается энергия. С наступлением пиков включаются агрегаты станции и вырабатывается энергия.

Накопление энергии в водохранилищах на равнинных реках приводит к затоплению обширных территорий, что во многих случаях крайне

нежелательно. Небольшие реки малопригодны для регулирования мощности в системе, так как они не успевают заполнить водой водохранилище. Задачу снятия пиков решают гидроаккумулирующие станции (ГАЭС), работающие следующим образом. В интервалы времени, когда электрическая нагрузка в объединенных системах минимальна, ГАЭС перекачивает воду из нижнего водохранилища в верхнее, и потребляет при этом электроэнергию из системы. В режиме непродолжительных «пиков» — максимальных значений нагрузки — ГАЭС работает в генераторном режиме и расходует запасенную в верхнем водохранилище воду.

На первых ГАЭС для выработки электроэнергии использовали турбины и генераторы, а для перекачки воды в верхний бассейн — электрические двигатели и насосы. Такие станции называли *четыремашинными* — по числу устанавливаемых машин. В силу независимости работы генератора и насоса иногда четырехмашинная схема оказывается, экономически наиболее выгодной. Совмещение функций генератора и двигателя привело к трехмашинной компоновке ГАЭС.

ГАЭС стали особенно эффективными после появления обратимых гидротурбин, выполняющих функции и турбин, и насосов. Число машин при этом сведено к двум. Однако станции с двухмашинной компоновкой имеют более низкое значение КПД из-за необходимости создавать в преодолении трения в водоводах. В генераторном режиме напор из-за трения в водоводах меньше. Для того чтобы агрегат одинаково эффективно работал как в генераторном, так и в насосном режимах, можно в насосном режиме увеличить его частоту вращения.

Применение разных частот вращения в обратимых генераторах привело к усложнению и удорожанию их конструкции.

КПД агрегата можно повысить также, устанавливая в насосном режиме более крутой угол наклона лопастей турбины.

При реверсивной работе агрегатов возникает ряд технических и эксплуатационных трудностей, например, связанных с охлаждением. Предназначенные для охлаждения вентиляторы успешно работают только в одном направлении вращения.

Перспективы применения ГАЭС во многом зависят от КПД, под которым применительно к этим станциям понимается отношение энергии, выработанной станцией в генераторном режиме, к энергии, израсходованной в насосном режиме.

Первые ГАЭС в начале XX в. имели КПД не выше 40%, у современных ГАЭС КПД составляет 70—75%. К преимуществам ГАЭС кроме относительно высокого значения КПД относится также и низкая стоимость строительных работ. В отличие от обычных ГЭС здесь нет необходимости перекрывать реки, возводить высокие плотины с длинными туннелями.

Ориентировочно на 1 кВт установленной мощности на крупных речных ГЭС требуется 10 м³ бетона, а на крупных ГАЭС — всего лишь несколько десятых кубометра бетона.

ГАЭС и ветровые электростанции, отличающиеся непостоянством вырабатываемой мощности, удачно сочетаются между собой. При этом

трудно рассчитывать на мощность ветровых станций в часы «пик» в энергосистеме. Если же вырабатываемую на этих станциях электроэнергию запасать на ГАЭС в виде воды, перекачиваемой в верхний бассейн, то выработанная на ветровых электростанциях за какой-либо промежуток времени энергия может быть использована в соответствии с потребностями системы.

Преимущества ГАЭС позволяют широко применять их для аккумулирования энергии.

Подписано в печать 22.02.21.

Электронное издание.

Издательство Современного технического университета

390048, г. Рязань, ул. Новоселов, 35А.

(4912) 30-06-30, 30 08 30