

Содержание

Программа курса «Общая энергетика»	5
Введение	9
Лекция 1. Типы электрических станций. Тепловые и атомные электрические станции. Гидравлические электрические станции.....	17
Лекция 2. Теоретические основы преобразования энергии в тепловых двигателях. Основные понятия и исходные положения термодинамики. Внутренняя энергия и передача энергии. Работа расширения. Первый закон термодинамики	23
Лекция 3. Второй закон термодинамики. Энтропия. Прямой цикл Карно. Процесс парообразования. Диаграмма водяного пара	30
Лекция 4. Циклы паротурбинных установок. Цикл Ренкина. Основы теплопередачи.....	36
Лекция 5. Паровые котлы и их схемы. Развитие конструкций котлов. Устройство современного парового котла. Технологическая схема котельной установки	41
Лекция 6. Элементы парового котла. Вспомогательные устройства котельной установки. Тепловой баланс котла. Ядерные энергетические установки	47
Лекция 7. Реакторы-размножители на быстрых нейтронах. Основные элементы ядерного реактора. Классификация реакторов	53
Лекция 8. Турбины. Паровые турбины. Активные турбины. Реактивные турбины. Мощность и КПД турбины. Классификация паровых турбин	58
Лекция 9. Теплофикация. Способы охлаждения отбросной теплоты	65
Лекция 10. Гидроэнергетические установки. Схемы использования водной энергии и типы гидростанций. Гидроэнергетический потенциал. Воздействие ГЭС на окружающую среду. Классификация гидротурбин. Поворотные лопастные гидротурбины	74
Лекция 11. Пропеллерные турбины. Радиально-осевые гидротурбины. Диагональные турбины. Ковшовые турбины. Регулирование речного стока. Суточное и недельное регулирование. Сезонное регулирование стока	85
Лекция 12. Эксплуатация ГЭС. Работа ГЭС в зимнее время и пропуск паводка. Каскад ГЭС. Режим работы водохранилищ. Мощность и выработка энергии ГЭС. Гидроэнергетика малых рек. История развития гидроустановок. Работа ГЭС в энергосистеме	92
Лекция 13. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Состояние и перспективы их использования в России. Солнечная энергетика. Параболические коллекторы. Солнечные электростанции башенного типа. Солнечные батареи.....	102
Лекция 14. Ветроэнергетика. Отрицательное воздействие ветроустановок на окружающую среду. Взаимодействие воздушного потока с лопастью ветроколеса. Классификация ветроустановок	111

Лекция 15. Геотермальная энергия. Приливные электростанции. Гидроаккумулирующие электростанции. Солнечная энергия, аккумулированная океаном. Энергия биомассы. Первичные и вторичные загрязнители воздуха.....	118
Лекция 16. Эффективное использование энергии. Структурная схема состояний вещества. Энергосбережение в энергетике. Социально-экологические аспекты энергосбережения. Утилизация вторичных (побочных) энергоресурсов.....	129
Лекция 17. Экономия энергетических ресурсов. Ресурсосберегающие технологии.....	144
Список литературы	152
Приложение	153

Программа курса «Общая энергетика»

Будущие специалисты энергетического профиля должны знать способы получения электроэнергии на различных типах электростанции традиционной энергетики. Кроме того, в настоящее время вопросы технологии освоения нетрадиционных возобновляемых источников энергии отнесены к приоритетным направлениям науки и техники. Современный молодой специалист, наряду с глубокими теоретическими и экономическими знаниями во всех сферах энергетического хозяйства, должен правильно оценивать энергетическую ситуацию и выбирать оптимальные пути энергоснабжения объектов.

1. Цель и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе

1.1. Цель преподавания дисциплины

⇒ Основной целью преподавания дисциплины является получение знаний по способам получения электроэнергии на различных типах электрических станций (неэлектрическая часть), а также в области нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

1.2. Задачи изучения дисциплины

Для достижения поставленной цели в процессе преподавания необходимо решить следующие основные задачи:

1.2.1. Сформировать у студента представление о:

- ⇒ роли и месте традиционных источников энергии;
- ⇒ методах извлечения и преобразования энергии традиционных источников;
- ⇒ устройстве действующих энергетических установок и их типах;
- ⇒ роли и месте нетрадиционных источников энергии;
- ⇒ методах извлечения, преобразования, аккумулирования и использования энергии возобновляемых источников;
- ⇒ устройстве, принципе действия базового технологического оборудования традиционной и нетрадиционной энергетики.

1.3. Научить студента:

- разбираться в процессах преобразования и использования энергии в различных ее формах;
- правильно оценивать энергетическую ситуацию, выбирать оптимальные технические и экономические пути энергоснабжения объектов;
- учитывать экологические проблемы создания новых и эксплуатацию существующих энергетических объектов;
- оценивать энергетические возможности региона по применению и использованию нетрадиционных источников энергии.

1.4. Перечень дисциплин, знание которых необходимо при изучении данной дисциплины

Для успешного усвоения студентами курса «Общая энергетика» студентам необходимо знать изучаемые ранее курсы физики, химии, математики, материаловедения, основы экологии, а также курсы теоретической и прикладной механики.

2. Содержание дисциплины (85 часов)

2.1. Наименование тем, их содержание и объем

2.1.1. Типы электрических станций. Лекция (2 часа)

Типы электрических станций, их доля в общем производстве электроэнергии. Преимущества и недостатки различных типов электрических станций. Принципиальные схемы. Крупнейшие электростанции страны [2,4].

2.1.2. Теоретические основы преобразования энергии в тепловых двигателях. Лекция (4 часа)

Законы термодинамики. Сохранение энергии. Теплота. Работа. Термодинамические параметры. Второй закон термодинамики. Прямой цикл Карно. Термический КПД. Энтропия. Энтальпия. Диаграмма водяного пара. Цикл Ренкина насыщенного и перегретого пара [2,1,4].

2.1.3. Паровые котлы (3 часа)

Развитие конструкций котлов. Устройство современного парового котла. Принцип работы паровой котельной установки. Элементы парового котла [2,4].

2.1.4. Ядерные энергетические установки (3,5 часа)

Основные элементы ядерного реактора. Типы и классификация ядерных реакторов. Водо-водяной энергетический реактор. Одноконтурные и двухконтурные АЭС. Принцип действия и схемы реактора-размножителя на быстрых нейтронах [1,2,4].

2.1.5. Паровые турбины (4 часа)

Мощность и КПД турбины. Активные и реактивные турбины. Теплофикация. Теплофикационный цикл в TS-диаграмме. Классификация турбин, применение турбин с регулируемым отбором пара. Утилизация избыточной теплоты. Способы охлаждения сбросовой воды. Тепловые схемы ТЭС и АЭС [2,1,4].

2.1.6. Гидроэнергетические установки (6 часов)

Гидроэнергоресурсы. Схемы использования гидравлической энергии. Преобразование гидроэнергии в электрическую на различных типах гидроустановок. Мощность и выработка энергии ГЭС. Классификация гидротурбин. Поворотные лопастные и радиально-осевые типы гидротурбин. Регулирование речного стока. Суточное и недельное регулирование. Сезонное регулирование стока, эксплуатация ГЭС. Работа ГЭС в зимнее время; пропуск паводка. Проектирование и проблема комплексного использования гидроресурсов. Гидроэнергетика малых рек.

Проектирование и эксплуатация гидроэнергоустановок [4].

2.1.7. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии (6 часов)
Солнечная энергетика. Принцип работы солнечной ЭС башенного типа. Солнечная энергия, аккумулированная океаном. Геотермальная энергия. Волновые, приливные электроустановки, гидроаккумулирующие электростанции. Ветроэнергетика. Классификация ветроустановок [1,3,4].

2.1.8. Эффективное использование энергии (4 часа)
Структурная схема состояния вещества. Пути сбережения энергии. Вторичные ресурсы - источник энергопотенциала. Типы установок. Энергия биомассы. Ресурсосберегающие технологии. Накопители энергии [1,2,3,4,].

2.1.9. Социально-экономические аспекты (2 часа)

2.1.10. Первичные и вторичные загрязнители воздуха. Социально-экологические аспекты. Экономика. Энергетическая стратегия России [1,2].

2.2. Лабораторные работы

Лабораторные занятия по дисциплине действующим учебным планом специальности не предусмотрены.

2.3. Практические занятия (4 часа)

2.3.1. Принципиальные схемы электростанций различного типа. Крупнейшие электростанции страны, их параметры [2,4] (0,5 часа).

2.3.2. Обратный цикл Карно. Расчет термического КПД. Диаграмма водяного пара [2] (0,5 часа).

2.3.3. Принципиальная схема паровой котельной установки [2,4].
Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с турбиной типа ПТ [2] (0,5 часа).

2.3.4. Принципиальные тепловые схемы (0,5 часа):

⇒ энергоблока АЭС с реактором ВВЭР - 1000;

⇒ энергоблока АЭС с реактором ВВЭР - 600;

⇒ энергоблока АЭС с реактором РБМК - 1000;

⇒ АТЭЦ [2]

2.3.5. Причины аварии на Чернобыльской АЭС [д 3] (0,5 часа)

2.3.6. История развития гидроустановок в Алтайском крае. Змеиногорская гидросиловая установка К.Д. Фролова (0,5 часа)

2.3.7. Основы проектирования ветроэнергетических установок. Расчет основных размеров механической части ВУЭ (0,5 часа)

2.3.8. Перспективы развития энергетики города, края (ведущие специалисты энергоснабжающих организаций) (0,5 часа).

2.4. Расчетно-графические работы

Расчетно-графические работы по дисциплине не предусмотрены.

2.5. Содержание курсового проекта

Курсовой проект по дисциплине действующим учебным планом не предусмотрен.

3. Учебно-методические материалы

3.1. Основная литература

1. Девинс Д. Энергия М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Теплотехника /Под ред. А.П. Баскакова. М.: Энергоатомиздат, 1991.
3. Энергетика сегодня и завтра /Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Веников В.А, Путятин Е.В. Введение в энергетiku.-М.: Высшая школа, 1988.
5. Степанов Н. Гидравлические машины. Киев: Высшая школа, 1978.

3.2. Дополнительная литература

1. Технический прогресс энергетики СССР /Под ред. П.С. Непорожного. М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии: Конспект лекций. Части 1, 2. Новосибирск, 1998.
3. Знамя. 1987. №6.
4. Черкасова Н.И. Змеиногорская гидросиловая установка К.Д. Фролова: Тез. докл. междунар. науч.-техн. конф. /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 1999. – С. 79-80.

4. Самостоятельная работа студентов (75 часов)

Самостоятельная работа предполагает самостоятельную работу студента с основной и дополнительной литературой, которая указана в скобках [] после названия темы в пункте 2 «Программы курса». Параллельно с изучением тем дисциплины, включенных в программу курса, нужно ознакомиться с вопросами к зачету, приведенными в приложении 1. В процессе усвоения материала студент должен устно сформулировать ответы на вопросы к зачету. Для закрепления пройденного материала студентом должна быть оформлена письменная работа, условно названная рефератом. Реферат содержит три вопроса и три задачи в соответствии с вариантом. Для получения зачета нужно защитить письменную работу и успешно ответить на устный вопрос.

ВВЕДЕНИЕ

«Общая энергетика» – новый курс. Он обусловлен появлением нового Стандарта образования. Для студентов дневного отделения курс рассчитан на 51 час аудиторной нагрузки, из которых 34 часа посвящается лекциям (17 лекций) и 17 часов отведено на практические занятия. Кроме этого предусматривается 21 час для самостоятельной работы студента (СРС) и 6 часов – консультаций. Завершит курс – экзамен.

Для студентов заочного отделения учебная нагрузка распределяется следующим образом: 6 часов лекции, 4 часа практических занятий, 85 часов самостоятельной работы, завершает курс – зачет.

Стандарт образования включает в себя следующие вопросы:

Тепловые и атомные электростанции. Типы тепловых и атомных электростанций. Теоретические основы преобразования энергии в тепловых двигателях. Паровые котлы и их схемы. Ядерные энергетические установки. Типы ядерных реакторов. Паровые турбины. Энергетический баланс ТЭС и АЭС. Тепловые схемы ТЭС и АЭС.

Гидроэнергетические установки. Схемы использования гидравлической энергии. Процесс преобразования гидроэнергии в электрическую на различных типах гидроустановок. Современные проблемы комплексного использования гидроресурсов. Регулирование речного стока.

Проектирование и эксплуатация гидроэнергоустановок. Традиционная и малая гидроэнергетика.

Нетрадиционные возобновляемые источники энергии: солнечные, волновые, приливные электроустановки. Малые ГЭС. Вторичные ресурсы. Источники энергopotенциала; типы энергоустановок, социально-экономические аспекты, экономика, накопители энергии. Ресурсосберегающие технологии.

Необходимость возникновения нового курса «Общая энергетика» связана с обострением мировой энергетической ситуации. Появилась большая серия публикаций, посвященных современному состоянию и перспективам развития энергетического хозяйства. Некоторые из них представляют собой попытку обратить внимание широкой общественности на необходимость по-новому оценивать сущность происходящих в мире событий в сфере энергетики. Авторы других книг главное внимание уделяют прогнозированию развития энергетического хозяйства на ближайшие 20 – 30 лет и более отдаленную перспективу. Основу третьей категории книг составляют вопросы повышения энергетической эффективности экономики, методы и пути экономии топлива, электроэнергии и теплоты в промышленности, на транспорте, в сельском и жилищно-коммунальном хозяйствах, в строительстве и в быту. Наконец, существует целый ряд книг по различным аспектам энергетики, охраны окружающей среды и энергосбережения. Именно комплексный подход к широкому кругу проблем энергетики послужил поводом для возникновения нового курса «Общая энергетика».

Учебное пособие для студентов специальности 100400 заочной формы обучения «Общая энергетика» представляет конспект лекций автора, где корот-

ко и сжато раскрыты вопросы, включенные в стандарт образования, которые приведены выше, в соответствии с утвержденной программой курса. Данная работа, по мнению автора, облегчит усвоение студентами курса «Общая энергетика» при широком использовании основной и дополнительной литературы, указанной в ссылках. Укрепят знания ответы на вопросы для самопроверки, приведенные после каждой лекции, а также подготовка вопросов контрольного задания и решение предложенных задач.

Современное энергетическое хозяйство сложно и многогранно, оно быстро развивается. Создаются и внедряются принципиально новые типы энергетических установок, совершенствуется структура энергетического баланса, используется энергия новых, так называемых «нетрадиционных» источников энергии, в том числе энергия возобновляемых источников: энергия Солнца, геотермальная и ветровая энергия, энергия биомассы. Все это требует от современного молодого специалиста глубоких теоретических и экономических знаний во всех сферах энергетического хозяйства. Он должен уметь правильно оценивать энергетическую ситуацию, выбирать оптимальные пути (технические и экономические) энергоснабжения, в должной мере учитывая при этом экологические проблемы создания новых и эксплуатации существующих энергетических объектов.

Молодой специалист, приступающий к работе на объектах в области управления современным энергетическим хозяйством, должен владеть наряду с необходимыми знаниями в области проектирования, строительства и эксплуатации энергетических установок достаточно широким представлением о большинстве задач, которые приходится решать в области энергоснабжения, энергосбережения и охраны окружающей среды от загрязнения, возникающих при работе энергетических установок.

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. Под *энергетическими ресурсами* понимаются материальные объекты, в которых сосредоточена энергия, возможная для использования ее человеком. 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 общества и возможности научно-технического прогресса.

Три аспекта энергетики. Энергетика в ее современном состоянии и развитии должна рассматриваться в трех аспектах – техническом, социальном и экологическом.

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 не менее 40 – 50 млрд. т условного топлива (Под *условным* понимают такое топливо, при сгорании 1 кг которого выделяется 29,3 МДж теплоты). 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 того 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. Изменение мировой конъюнктуры в отношении цен на алюминий таково, что этот металл становится дешевле, поэтому в энергетике высокоразвитых стран появляется тенденция к резкому снижению плотностей тока ($0,35 \text{ А/мм}^2$). Следовательно, стоимость алюминия непосредственно влияет на выбор сечения проводов линий электропередач, т. е. на определение технических характеристик электрической системы. Снижение потерь энергии путем применения энергосберегающих технологий, выработки 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.

Органические топлива - уголь, нефть и природный газ – составляют сейчас и будут составлять в перспективе подавляющую часть всего энергопотребления. Образование органических топлив является результатом теплового, механического и биологического воздействия в течение многих столетий на останки растительного и животного мира, откладывавшиеся во всех геологических формациях. Все эти топлива имеют углеродную основу, и энергия высвобождается из них в процессе горения и образования, главным образом, двуокиси углерода и других веществ (CO , H_2O , NO_x , SO_x).

Извлечение из недр земли органических топлив оказывает серьезные негативные воздействия на окружающую среду. Проблемы, связанные с откры-

той и подземной добычей угля, известны практически каждому. Но существуют также и проблемы, связанные с извлечением нефти и природного газа. В первую очередь – это оседание почвы. Нефть и газ, скопившиеся в пористых породах под поверхностью земли, служат «подушкой», поддерживающей лежащую сверху породу. Когда эта «подушка» извлекается, земная поверхность в районе залегания нефти и газа опускается на глубину до 10 м.

В процессе сжигания топлива возникает много побочных веществ. При сжигании угля возникает значительное количество золы и шлака. Большую часть золы можно уловить, но не всю. Все отходящие газы потенциально вредны, даже пары воды и двуокись углерода. Эти газы поглощают инфракрасное излучение земной поверхности и часть его вновь отражают на Землю, создавая так называемый «парниковый эффект». Если уровень концентрации CO_2 в атмосфере Земли будет увеличиваться, могут произойти глобальные климатические изменения.

Расходование топлива относится не только к техническому и экологическому аспектам, но и в значительной мере к социальному 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 тысяч скважин, в России – 60 тысяч скважин, в Иране – только 600 скважин, в Саудовской Аравии – 300, в Кувейте – 100 скважин. Многие из стран, потребляющих наибольшее количество энергии, используют импортируемые энергоносители. Так, Япония более 80% энергетических ресурсов (преимущественно нефть) ввозит из стран, лежащих в районе Персидского залива. Европейские страны получают оттуда же около 20% энергии. Не случайно происходящие в мире политические события происходят из-за возможности обладания источниками энергии, из-за жизненно важных энергетических интересов. Не случайно США объявляют район Персидского залива сферой своих жизненных интересов и отстаивают их путем военных действий в Ираке.

Созданные человеком энергетические установки, имеющие большие энергетические мощности, оказывают заметное влияние на естественные процессы, происходящие в биосфере. Это влияние во многих случаях носит негативный характер, который необходимо учитывать при проектировании энергообъектов. Так, построенная на границе Бразилии и Парагвая в настоящее время самая мощная в мире электростанция (Итайпу), имеющая 18 генераторов по 720 МВт, с общей мощностью 12960 МВт, вызвала ряд серьезных последствий в виде землетрясений, появление которых связано с сооружением мощной плотины и водохранилища, причем землетрясения были такой силы, что обычно принятая шкала Рихтера оказалась недостаточной для их оценки.

Другим примером может служить проект гидроэлектростанции в Гибралтаре, которая могла бы обеспечить дешевой энергией всю Европу. От сооружения гидроэлектростанции отказались, так как последствия его были бы очень тяжелыми и далеко идущими. Ожидалось, что после создания плотины Средиземное море изменит давление на дно, после чего изменится вулканическая деятельность во всем регионе. Отделение Средиземного моря от океана плотиной вызовет повышение его засоления и полную гибель всего живого, находящегося в море. Изменение водного баланса приведет к тому, что море отойдет от берегов и такие города, как Ницца и Марсель во Франции, Бари в Италии, окажутся не приморскими городами, а городами, находящимися среди песчаной пустыни. Разумеется, при этом ухудшится климат не только района Средиземного моря, но и всей Европы. Все эти вместе взятые факторы и многие другие способствовали отказу от такого заманчивого в техническом и экономическом отношении сооружения.

В ряде стран, в первую очередь где широко развит туризм, остро стоит вопрос об изменении ландшафта сооружением линий электропередачи, труб электростанции и др., что отпугивает туристов. Во Франции, Австрии, Италии энергетиками проводятся специальные работы, определяющие влияние технических сооружений на ландшафт. В ряде случаев именно из-за этого влияния приходится менять технические решения. Например, снабжение юга Италии электроэнергией могло бы осуществляться восемью линиями существующего напряжения 400 кВ. Однако при этом потребуются большая площадь (большая полоса) отчуждения, а опоры и провода многочисленных линий электропередач не впишутся в ландшафт. Более приемлемым оказывается сооружение линии 1200 кВ вдоль автомобильной трассы, что нанесет минимальный эстетический урон окружающей среде. Таким образом, появляется новый вид негативного влияния на окружающую среду - эстетическое.

Энергетика, как и вся промышленность, оказывает отрицательное воздействие на окружающую среду: каждый из объектов энергетики негативно влияет на экологию.

При строительстве ЛЭП необходима полоса отчуждения в среднем на 1 км ЛЭП 3 га; если напряжение 500 кВ и выше, то в два раза больше. Сильные электромагнитные поля оказывают вредное биологическое влияние на живые организмы. Появляются акустические шумы, происходит озонирование, и образуются окислы азота. Имеют место радиопомехи. Экологически важен вопрос о месте строительства ТЭС, АЭС и ГЭС и их мощности.

ТЭС рассеивают около 70% энергии сжигаемого топлива в окружающей среде с дымовыми газами и подогретой водой. В воздух с дымовыми газами попадают твердые частицы, сернистый ангидрид, ртуть, окись азота, углекислота и окиси металлов. Сбросные воды ТЭС подогреты на 8...10⁰С. Попадая в природные водоемы, они могут нарушать их тепловой баланс.

Современные АЭС обеспечивают безопасный уровень радиации внутри станции и в окружающей местности при нормальной ее работе. Однако совершенно ясны последствия аварий на АЭС и масштабы зон поражения радиоактивными выбросами. Поэтому вопрос о месте строительства АЭС на современ-

ном этапе требует тщательного исследования возможных последствий при авариях, а также разработки новых безопасных конструкций реакторов. Необходимо также пересмотр вопроса о захоронении отходов сгорания ядерного горючего.

Сооружение ГЭС, особенно на равнинных реках и в хозяйственно освоенных районах, оказывает большое влияние на использование земель и водных ресурсов. В этих условиях остро стоит вопрос о мелководных зонах водохранилищ, которые в процессе эксплуатации ГЭС периодически подтопляются и осушаются. Искусственный гидрологический режим мелководных зон водохранилищ отрицательно сказывается на биосфере, в основном в результате нарушения кислородного режима. Кроме того, искусственные водохранилища могут существенно влиять на колебания уровня грунтовых вод и на климат смежных территорий. Ряд отрицательных экологических последствий создания крупных водохранилищ еще изучен недостаточно, однако следует отметить, что в США имеется 1220 ГЭС, их средняя мощность 70 МВт, а на территории бывшего СССР около 200 ГЭС, их средняя мощность 300 МВт. Среди них такие гиганты, как Саяно-Шушенская – 6400 МВт, Красноярская – 6000 МВт.

Рассмотренные влияния определенным образом отражаются на климате, меняя энергетику атмосферы, возможности управления которой пока в достаточной мере не выяснены.

Энергетическая наука. Из понятия энергетики вытекает понятие энергетической науки, предмет и методы ее изучения. Под *энергетической наукой* понимается система знаний о свойствах и взаимодействиях энергетических потоков, влиянии их на человеческое общество в социальном, экономическом и научно-техническом планах, влиянии на окружающую среду.

Энергетическая наука занимается изучением закономерностей процессов и явлений, прямо или косвенно связанных с получением необходимых для человека энергетических ресурсов и созданием установок, вырабатывающих, преобразующих и потребляющих различные виды энергии.

Развиваясь в тесной связи с электро-, тепло- и гидротехническими дисциплинами, а также многими другими научными дисциплинами, энергетическая наука требует применения математики, физики и автоматики. Энергетическая наука развивается в трех основных направлениях:

- 1) изучение закономерностей развития и оптимальных пропорций энергетики и электрификации, а также изучение природы и свойств больших развивающихся систем в энергетике. Это направление, имеющее своей целью совершенствование методов прогнозирования, планирования и эксплуатации систем энергетики, тесно связано с социальными процессами, экономикой страны;

- 2) совершенствование способов получения, преобразования, передачи, распределения и использования энергоресурсов и энергии различных видов; повышение КПД всех энергоустановок и уменьшение их неблагоприятного воздействия на природу и живые организмы;

- 3) создание новых методов и средств получения энергии и преобразование различных видов энергии в электрическую; разработка новых способов переда-

чи электрической энергии и ее использование в стационарных и передвижных установках.

Будучи большой системой и взаимодействуя с подсистемами, энергетика в теоретическом аспекте связана с рядом научных дисциплин и обычно рассматривается состоящей из отдельных разделов. В этих разделах выделяют общую энергетику, управление энергетикой, электро-, гидро- и теплоэнергетику, атомную энергетику. К энергетике в широком плане относится также топливо-снабжение, включающее в себя снабжение ископаемым топливом (углем, газом, торфом, нефтью, ядерным горючим).

Использование энергетических ресурсов. *Энергия* - всеобщая основа природных явлений, базис культуры и всей деятельности человека. В то же время энергия понимается как количественная оценка различных форм движения материи, которые могут превращаться одна в другую. По видам энергия подразделяется на химическую, механическую, электрическую, ядерную и т. д. Возможная для практического использования человеком энергия сосредоточена в материальных объектах, называемых *энергетическими ресурсами*.

Из многообразия энергоресурсов, встречающихся в природе, выделяют основные, используемые в больших количествах для практических нужд. К ним относят органические топлива, такие как уголь, нефть, газ, а также энергию рек, морей и океанов, солнца, ветра, тепловую энергию земных недр (геотермальную) и т. д.

Энергоресурсы разделяют на *возобновляемые* и *невозобновляемые*. К первым относят энергоресурсы, непрерывно восстанавливаемые природой (вода, ветер и т. д.), а ко вторым – энергоресурсы, ранее накопленные в природе, но в новых геологических условиях практически не образующиеся (например, каменный уголь).

Энергия, непосредственно извлекаемая в природе (энергия топлива, воды, ветра, тепловая энергия Земли, ядерная), называется *первичной*. Энергия, получаемая человеком после преобразования первичной энергии на специальных установках – станциях, называется *вторичной* (энергия электрическая, пара, горячей воды и т. д.).

В своем названии станции содержат указание на то, какой вид первичной энергии на них преобразуется. Например, тепловая электрическая станция (ТЭС) преобразует тепловую энергию (первичную) в электрическую энергию (вторичную), гидроэлектростанция (ГЭС) – энергию воды в электрическую, атомные электрические станции (АЭС) – атомную энергию в электрическую; кроме того, первичную энергию приливов преобразуют в электрическую на приливных электростанциях (ПЭС), аккумулируют энергию воды – на гидроаккумулирующих станциях (ГАЭС) и т. д.

Получение энергии необходимого вида и снабжение ею потребителей происходит в процессе *энергетического производства*, в котором можно выделить пять стадий.

1. Получение и концентрация энергетических ресурсов: добыча и обогащение топлива, концентрация напора с помощью гидротехнических сооружений и т. д.

2. Передача энергетических ресурсов к установкам, преобразующим энергию; она осуществляется перевозками по суше и воде или перекачкой по трубопроводам воды, газа и т. д.

3. Преобразование первичной энергии во вторичную, имеющую наиболее удобную для распределения и потребления в данных условиях форму (обычно в электрическую энергию и тепловую).

4. Передача и распределение преобразованной энергии.

5. Потребление энергии, осуществляемое как в той форме, в которой она доставлена потребителю, так и в преобразованной.

Если общую энергию применяемых первичных энергоресурсов принять за 100 %, то полезно используемая энергия составит только 35–40 %; остальная часть теряется, причем большая часть в виде теплоты.

Потери энергии определяются существующими в настоящее время техническими характеристиками энергетических машин.

Различные виды топлива имеют существенно разные энергоемкости, величина которых приведена в таблице В.1.

Таблица В.1

Вид топлива	Условное топливо	Уголь (антрацит)	Дрова (сухие)	Нефть	Газ (пропан)	Водород
Удельная энергоемкость: 10 ⁶ Дж / кг ккал / кг	29,35 7000	33,5 8000	10,5 2500	41,9 10 000	46,1 11 000	12,06 28 800

Лекция 1

ТИПЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Электрической станцией называется энергетическая установка, служащая для преобразования природной энергии в электрическую.

В зависимости от источника энергии различают (рисунок 1):

1. Тепловые электростанции (ТЭС);
2. Атомные электростанции (АЭС);
3. Гидроэлектрические станции (ГЭС);
4. Электростанции, использующие нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ)

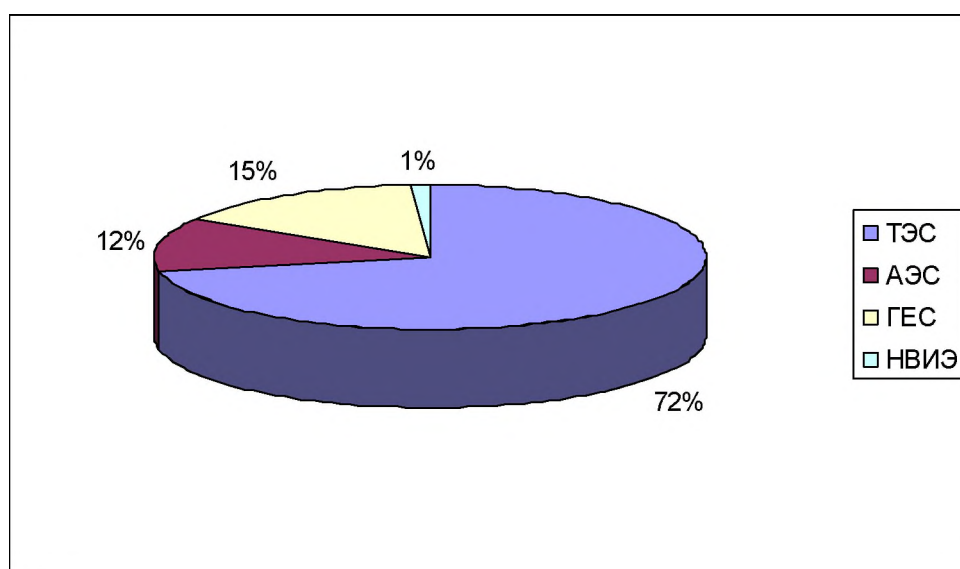


Рисунок 1.1. Типы электрических станций

Наибольшее распространение получили тепловые электрические станции (ТЭС). Они используют тепловую энергию, выделяемую при сжигании органического топлива: твердого, жидкого и газообразного (уголь, нефть, газ).

Тепловые и атомные электрические станции

На тепловых электрических станциях электроэнергия вырабатывается вращающимся генератором, имеющим привод от теплового двигателя, чаще всего от паровой, реже – газовой турбины.

Коэффициент полезного действия современных ТЭС с паровыми турбинами достигает 40 %, с газовыми турбинами - не превышает 34 %. На ТЭС с паротурбинным приводом возможно использование любого вида топлива; газотурбинные станции используют только жидкое и газообразное. Паровая турбина не столь маневренна, как газовая.

По виду отпускаемой энергии паротурбинные ТЭС на органическом топливе подразделяются на конденсационные электрические станции (КЭС) и теп-

лоэлектростанции (ТЭЦ). На конденсационных электрических станциях установлены турбоагрегаты конденсационного типа, они производят только электроэнергию. Теплоэлектростанции отпускают потребителям электрическую и тепловую энергию с паром и горячей водой.

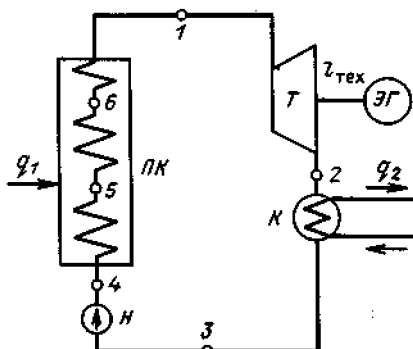


Рисунок 1.2. Схема паросиловой установки для выработки электроэнергии (КЭС): ПК- паровой котел; Т- паровая турбина; ЭГ- электрогенератор; К- конденсатор; Н – насос; охлаждающая вода показана стрелочками

Энергия топлива при сжигании в паровом котле (ПК) преобразуется в тепловую, которая используется для подогрева воды в котле и образования пара. Энергия водяного пара приводит во вращение турбину, соединенную с ротором электрогенератора. В генераторе механическая энергия превращается в электрическую.

Охлаждающая вода в результате прокачивания через конденсатор нагревается и затем сбрасывается обычно в водоем. Но имеется возможность использовать сбросную теплоту (q_2) (которая составляет более половины всего количества теплоты, затраченной в цикле) для отопления, горячего водоснабжения и различных технологических процессов.

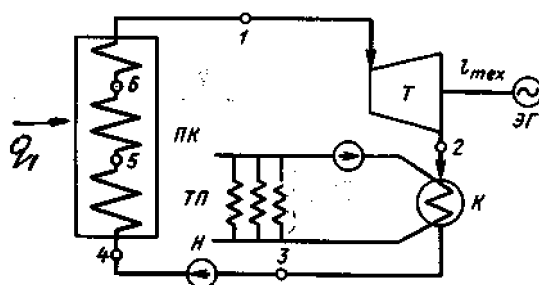


Рисунок 1.3. Схема паросиловой установки для совместной выработки тепловой и электрической энергии (ТЭЦ)

Охлажденная вода, нагретая в конденсаторе, не выбрасывается в водоем, а прогоняется через отопительные приборы теплового потребителя (ТП) и, охлаждаясь в них, отдает полученную в конденсаторе теплоту. Это - ТЭЦ.

ТЭЦ связана с предприятием или жилым районом трубопроводами пара или горячей воды, и их чрезмерное удлинение вызывает повышенные тепловые потери. Поэтому ТЭЦ располагаются обычно непосредственно на предприятии, в жилом массиве или вблизи них.

КЭС связывают с потребителем только линии электропередачи, поэтому она может находиться вдали от потребителя, например, вблизи места добычи топлива.

Крупные КЭС, обеспечивающие электроэнергией целые промышленные районы, называются ГРЭС (государственные районные электростанции), их мощность составляет до 2/3 всей электрической мощности страны (таблица 1.1).

Основой технологического процесса паротурбинной ТЭС является термодинамический цикл Ренкина для перегретого пара, который подробнее рассмотрен в лекции 4. Цикл Ренкина состоит из подвода теплоты (q_1) в парогенератор, отвода теплоты в конденсаторе (q_2) и процессов расширения пара в турбине и повышения давления воды в насосах. Соответственно этому циклу схема простейшей конденсационной электростанции (рисунок 1.2) включает в себя котельный агрегат с пароперегревателем (ПК), турбоагрегат (Т), конденсатор (К) и насосы (Н) для добавления питательной воды и перекачки конденсата из конденсатора в парогенератор (конденсатный и питательные насосы).

Атомные электрические станции

Атомные электрические станции преимущественно конденсационного типа - это те же тепловые электрические станции с паротурбинным приводом (рисунок 1.4.), но вместо парового котла на них используют ядерный реактор (Р). В реакторе происходит деление изотопов урана 235 (U235) и урана 238 (U238) (рисунок 2.2). Цифрами обозначен атомный вес изотопа. Коэффициент полезного действия АЭС составляет 32 %.

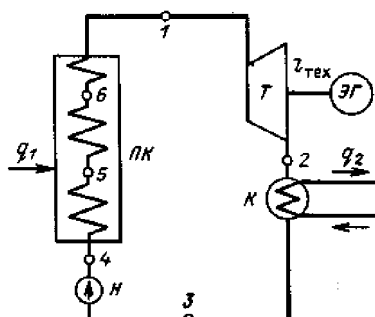


Рисунок 1.4 . Схема паросиловой установки для выработки электроэнергии на АЭС

Ядерное топливо обеспечивает значительную экономию органического топлива. Атомные электрические станции можно сооружать в любом месте.

Атомным электрическим станциям предсказывали большое будущее. По прогнозам, выработка электроэнергии на АЭС к 2000 году должна была достигнуть 32 % от всей выработки в стране, но авария на Чернобыльской АЭС 26 апреля 1986 года внесла серьезные коррективы в развитие атомной энергии не только нашей страны, но и всего мира. Взрыв на четвертом блоке ядерного реактора с утечкой радиации привел к радиоактивному заражению территории около тысячи квадратных километров. Авария нанесла значительный экономический и психологический урон. Она заставила критически переоценить уровень безопасности всех действующих и строящихся атомных электрических станций и отказаться от строительства новых. В настоящее время реализуются мероприятия по повышению уровня безопасности и надежности действующих АЭС.

Гидроэлектрические станции (ГЭС)

Чтобы использовать водную энергию, необходимо построить на данном участке реки гидросиловую установку, в которой водная энергия преобразовывалась бы в механическую работу или электрическую энергию. В большинстве случаев в гидроустановке водная энергия превращается, в конечном счете, в электрическую энергию, поэтому такая установка называется гидроэлектрической силовой установкой, или гидроэлектрической станцией (ГЭС).

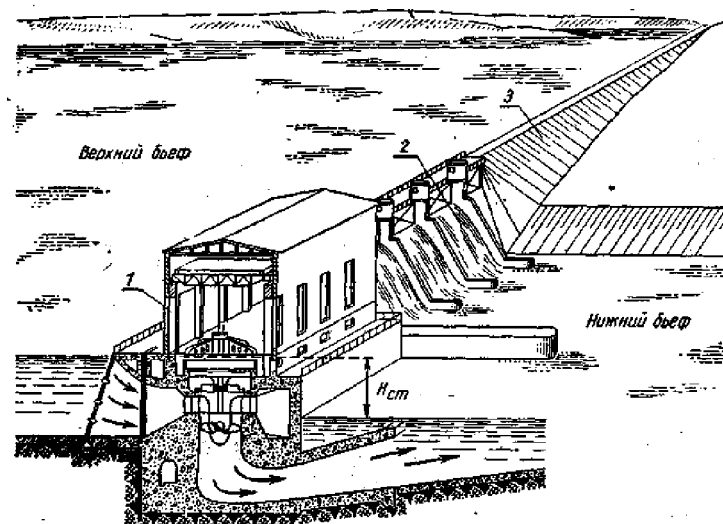


Рисунок 1.5. Схема приплотинной ГЭС с расположением плотины и здания станции в одном створе: 1 – здание станции; 2 – водосливная плотина; 3 – бетонная плотина

Для использования энергии данного участка реки необходимо искусственно сконцентрировать падение реки в одном каком-либо месте (створе), т. е. создать разность уровней воды, которую называют напором.

Разность уровней воды верхнего и нижнего бьефов называется *статическим напором* $H_{ст}$.

Гидроэлектростанции обладают следующими **достоинствами**:

1. Высокая эффективность использования гидроэнергии благодаря большим значениям КПД турбин и генераторов. Полный КПД гидроагрегата превышает 90%.
2. Себестоимость вырабатываемой на ГЭС энергии в 5-10 раз меньше, чем на тепловых электростанциях.
3. Гидроагрегаты на ГЭС очень маневренны и могут быть поставлены под полную нагрузку в течение 1-2 мин.
4. Современные ГЭС – это полностью автоматизированные предприятия. На выработку энергии тратится в 15-20 раз меньше рабочей силы, чем на выработку того же количества электроэнергии на тепловых станциях.
5. Гидроэлектростанции более надежны в эксплуатации, чем тепловые станции, и обеспечивают высокую надежность снабжения электроэнергией всех потребителей.
6. При строительстве ГЭС решаются вопросы комплексного использования рек для судоходства, орошения, водоснабжения и другие, которые отдельно иногда решить не удается.
7. Гидроэлектростанции используют энергию рек, которая непрерывно возобновляется.

Однако гидроэлектростанции обладают и рядом существенных **недостатков**. При заполнении водохранилищ происходит затопление больших площадей сельскохозяйственных земель, затопление железных дорог, линий электропередач, линий связи, автодорог, населенных пунктов и пр. Наличие значительной водной поверхности вызывает сильное испарение и изменение климата, которое не всегда бывает благоприятным.

Гидроэлектростанции классифицируются **по мощности**:

- мелкие до 0,2 МВт;
- малые до 2,0 МВт;
- средние до 20 МВт;
- крупные свыше 20 МВт

По напору различают:

- низконапорные ГЭС ($H < 10$ м) с величиной напора до 10 метров;
- ГЭС среднего напора ($10 < H < 100$ м) от 10 до 100 м;
- высоконапорные свыше 100 м.

В таблице 1.1 приведены крупнейшие электростанции России. Суммарная мощность этих электростанций составляет 18% всей генерирующей мощности электростанций страны.

Таблица 1.1

Крупнейшие электростанции

Название электрической станции	Мощность, МВт	Число агрегатов	Год пуска
Саяно-Шушенская ГЭС	6400	10	1985
Красноярская ГЭС	6000	12	1971
Сургутская ГРЭС-2	4800	6	1988
Братская ГЭС	4500	18	1966
Ленинградская АЭС	4000	4	1984
Курская АЭС	4000	4	1985
Усть-Илимская ГЭС	3840	16	1979
Рефтинская ГРЭС	3800	10	1980
Костромская ГРЭС	3600	9	1980
Сургутская ГРЭС-1	3330	16	1983

Основным технико–экономическим показателем работы электрической станции является расход топлива на единицу отпущенной энергии. Для ведения экономических расчетов на единой базе введено понятие так называемого *условного топлива*. Теплотворная способность условного топлива принята равной 29,35 МДж / кг (7000 ккал / кг), т.е. близкой к теплотворной способности антрацита. В среднем по ТЭС удельный расход топлива на отпущенный кВт·ч составляет 327 г условного топлива. Удельный расход условного топлива на отпуск 1 ГДж теплоты составил 41,32 кг.

Обобщенным показателем работы электростанции является себестоимость энергии. Для электрической энергии она составляла 0,6 – 1 коп / кВт·ч, тепловой (на ТЭЦ) – около 0,5 рубля за 1 гДж в ценах 1986 года.

Итак, специалист-энергетик должен уметь правильно оценивать энергетическую ситуацию и выбирать оптимальные пути энергоснабжения объектов. Передача энергетических ресурсов к установкам, преобразующим энергию, может осуществляться путем транспорта нефти, газа и угля. Электрическая энергия может передаваться по линиям электропередач. Существует несколько критериев для выбора способа передачи энергии: удельная стоимость энергии, географические условия, технические характеристики и влияние на окружающую среду.

Вопросы для самопроверки

1. Какие типы электрических станций вы знаете?
2. Назовите преимущества и недостатки, величину КПД различных типов электрических станций.
3. На каком принципе работают ТЭС, АЭС и ГЭС?
4. Назовите основные элементы ГЭС? Как они классифицируются по мощности и по напору?
5. Перечислите основные элементы паросиловой установки ТЭС, АЭС.
6. Что такое условное топливо? Для чего вводится это понятие?

Лекция 2

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ В ТЕПЛОВЫХ ДВИГАТЕЛЯХ

Тепловыми двигателями называют машины, в которых внутренняя энергия топлива превращается в механическую энергию.

Существует несколько видов тепловых двигателей:

- паровая машина;
- двигатель внутреннего сгорания;
- паровая и газовая турбины;
- реактивный двигатель;
- холодильные и компрессорные машины.

Во всех этих двигателях энергия топлива переходит в энергию газа (или пара). Расширяясь, газ совершает работу и при этом охлаждается, часть его внутренней энергии превращается в механическую энергию.

Основные понятия и исходные положения термодинамики

Предметом термодинамики является изучение законов превращения тепловой энергии в энергию механическую.

Термодинамической системой называется совокупность материальных тел, находящихся в механическом и тепловом взаимодействии друг с другом и с окружающими систему внешними телами («внешней средой»).

Выбор системы произволен и диктуется условиями решаемой задачи. Тела, не входящие в систему, называют окружающей средой. Систему отделяют от окружающей среды контрольной поверхностью (оболочкой). Так, например, для простейшей системы - газа, заключенного в цилиндре под поршнем, внешней средой является окружающий воздух, а контрольными поверхностями служат стенки цилиндра и поршень.

Механическое и тепловое взаимодействие термодинамической системы осуществляется через контрольные поверхности. При механическом взаимодействии самой системой или над системой совершается работа. В нашем примере механическая работа производится при перемещении поршня и сопровождается изменением объема. Тепловое взаимодействие заключается в переходе теплоты между отдельными телами системы и между системой и окружающей средой.

В общем случае система может обмениваться со средой и веществом, такая система называется открытой. Потoki газа или пара в турбинах и трубопроводах - примеры открытых систем. Если вещество не проходит через границы системы, то она называется закрытой. В дальнейшем мы будем рассматривать закрытые системы.

Свойства каждой системы характеризуются рядом величин, которые принято называть *термодинамическими* параметрами.

Давление обусловлено взаимодействием молекул рабочего тела с поверхностью и численно равно силе, действующей на единицу площади поверхности

тела по нормали к последней. В соответствии с молекулярно-кинетической теорией давление газа определяется соотношением

$$P = \frac{2}{3} n \frac{\overline{mc^2}}{2}, \quad (2.1)$$

где n - число молекул в единице объема; m - масса молекулы; $\overline{c^2}$ - средняя квадратическая скорость поступательного движения молекул.

В системе СИ давление выражается в паскалях ($1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$). Поскольку эта единица мала, удобно использовать $1 \text{ кПа} = 1000 \text{ Па}$ и $1 \text{ МПа} = 10^6 \text{ Па}$.

Температурой называется физическая величина, характеризующая степень нагретости тела. С точки зрения молекулярно-кинетических представлений температура есть мера интенсивности теплового движения молекул. Ее численное значение связано с величиной средней кинетической энергии молекул вещества:

$$\frac{\overline{mc^2}}{2} = \frac{3}{2} hT, \quad (2.2)$$

где h - постоянная Больцмана, равная $1,38 \cdot 10^{-23} \text{ Дж/К}$.

Температура T , определенная таким образом, называется *абсолютной*.

В системе СИ единицей температуры является кельвин (К); на практике широко применяется градус Цельсия ($^{\circ}\text{C}$). Соотношение между абсолютной T и стоградусной t температурами имеет вид

$$T = t + 273,15.$$

Удельный объем v – это объем единицы массы вещества. Если однородное тело массой M занимает объем V , то по определению $v = V / M$.

В системе СИ единица удельного объема $1 \text{ м}^3/\text{кг}$. Между удельным объемом вещества и его плотностью существует соотношение $v = 1/\rho$.

Изменение состояния термодинамической системы во времени называется *термодинамическим процессом*. *Термодинамический цикл* – это круговой процесс, осуществляемый термодинамической системой.

Термодинамический процесс называется *равновесным*, если все параметры системы при его протекании меняются достаточно медленно. В этом случае система фактически все время находится в состоянии равновесия с окружающей средой, чем и определяется название процесса.

Внутренняя энергия и передача энергии

Под *внутренней энергией* будем понимать энергию хаотического движения молекул и атомов, включающую энергию поступательного, вращательного и колебательного движений как молекулярного, так и внутримолекулярного, а также потенциальную энергию сил взаимодействия между молекулами.

Кинетическая энергия молекул является функцией температуры, значение потенциальной энергии зависит от среднего расстояния между молекулами и, следовательно, от занимаемого газом объема V , т.е. является функцией V . Поэтому внутренняя энергия U есть функция состояния тела. Величина $u = U / M$, называемая удельной внутренней энергией (Дж/кг), представляет собой внут-

ренную энергию единицы массы вещества. Она может быть представлена в виде функции двух любых независимых параметров, определяющих ее состояние:

$$U = \varphi_1(p, V); \quad u = \varphi_2(p, T); \quad u = \varphi_3(v, T).$$

Ее изменение в термодинамическом процессе не зависит от характера процесса и определяется только начальным и конечным состояниями тела.

$$\Delta u = \int_1^2 du = u_2 - u_1 \quad \text{где } u_1 \text{ – значение внутренней энергии в начальном состоянии, а } u_2 \text{ – в конечном.}$$

Тепловое движение – это хаотическое движение микрочастиц (молекул, атомов и др.), из которых состоят все тела.

Передача энергии (формы обмена энергией) происходит двумя способами – работой L и теплотой Q .

Передача энергии в результате макроскопического упорядоченного движения микрочастиц называется *работой*.

Передача энергии в результате обмена хаотическим, ненаправленным движением микрочастиц называется *теплообменом*, а количество передаваемой при этом энергии – *количеством теплоты* или теплотой.

Рабочее тело – это газообразное, жидкое или плазменное вещество, с помощью которого осуществляется преобразование какой-либо энергии при получении механической работы, теплоты, холода.

Работа расширения

Работа в термодинамике, так же как и в механике, определяется произведением действующей на рабочее тело силы на путь ее действия.

Рассмотрим газ массой M и объемом V , заключенный в эластичную оболочку с поверхностью F (рисунок 2.1).

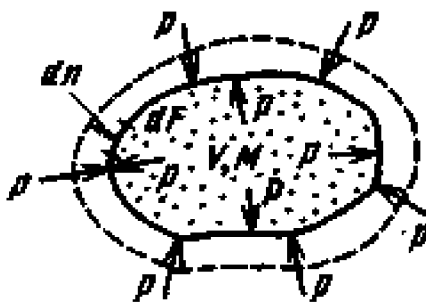


Рисунок 2.1. К определению работы расширения

Если газу сообщить некоторое количество теплоты, то он будет расширяться, совершая при этом работу против внешнего давления P . Газ действует на каждый элемент оболочки dF с силой, равной $p dF$, и перемещая ее по нормали к поверхности на расстояние dn . Общую работу получим, интегрируя данное выражение по всей поверхности F оболочки:

$$dL = P \int_F dF \cdot dn.$$

Из рисунка 2.1 видно, что изменение объема, dV , выражается в виде интеграла по поверхности: $dV = \int_F dF dn$, следовательно,

$$dL = pdV. \quad (2.3)$$

При конечном изменении объема работа против сил внешнего давления, называемая *работой расширения*, равна

$$L = \int_{V_1}^{V_2} pdV. \quad (2.4)$$

dL и dV всегда имеют одинаковые знаки:

если $dV > 0$, то и $dL > 0$, т.е. при расширении работа тела положительна, при этом тело само совершает работу;

если $dV < 0$, то и $dL < 0$, т.е. при сжатии работа тела отрицательна: это означает, что не тело совершает работу, а на его сжатие была затрачена работа извне.

В термодинамике для исследования равновесных процессов широко используют P, V -диаграмму, в которой осью абсцисс служит удельный объем, а осью ординат - давление. Поскольку состояние термодинамической системы определяется двумя параметрами, то на P, V -диаграмме оно обозначается точкой (рисунок 2.2).

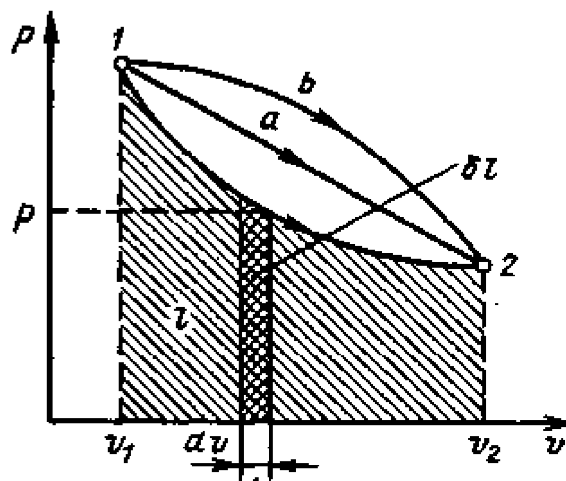


Рисунок 2.2. Графическое изображение работы в p, v -координатах

На рисунке 2.2 точка 1 соответствует начальному состоянию системы, точка 2 - конечному, а линия 12 - процессу расширения рабочего тела от v_1 до v_2 . Работа процесса 12 изображается площадью, ограниченной кривой процесса, осью абсцисс и крайними ординатами. Таким образом, *работа изменения объема эквивалентна площади под кривой процесса в диаграмме P, V .*

Теплоемкость газов

Отношение количества теплоты dQ , полученной телом при бесконечно малом изменении его состояния, к связанной с этим изменением температуре тела dT называется теплоемкостью тела [1]:

$$C = dQ/dT. \quad (2.5)$$

Коэффициент пропорциональности между количеством подведенной (отведенной) к телу теплоты и соответствующим изменением его температуры ΔT называется теплоемкостью $Q=C\Delta T$ [3].

Обычно теплоемкость относят к единице количества вещества и в зависимости от выбранной единицы различают:

удельную массовую теплоемкость c , отнесенную к 1кг газа, Дж (кг·К);

теплоемкость при постоянном давлении

$$C_p=dq_p/dT; \quad (2.6)$$

теплоемкость при постоянном объеме

$$C_v=dq_v/dT. \quad (2.7)$$

В курсе «Общей энергетики» мы коснемся науки термодинамики лишь в той части, чтобы сравнивать эффективность различных методов преобразования энергии. Простейшим критерием такого сравнения является коэффициент полезного действия (КПД) любого теплового двигателя, который определяется *отношением полезно полученной работы к теплу, которое на получение этой работы затрачено.*

$$\eta = \frac{L}{Q_1}, \quad (2.8)$$

где L -полученная работа, Дж, Q_1 -теплота, затраченная на получение работы, Дж. Отнеся работу к 1 кг массы рабочего тела, получим удельную работу

$$l = \frac{L}{M}, \quad (2.9)$$

где M – масса рабочего тела, кг.

Величина l представляет собой удельную работу, совершаемую системой, содержащей 1 кг рабочего тела.

Аналогично определяется удельная теплота q_1 , Дж/кг,

$$q_1 = \frac{Q_1}{M} \quad (2.10)$$

и представляет собой теплоту, затраченную на совершение работы системой, содержащей 1 кг рабочего тела.

Коэффициент полезного действия можно определить через удельные величины теплоты и работы

$$\eta = \frac{l}{q_1}. \quad (2.11)$$

Коэффициент полезного действия ТЭС, работающих на органическом топливе с паровыми турбинами, составляет около 40%, а КПД АЭС - около 30%, это объясняется не столько недостатками имеющихся технологий, но и тем, что существуют объективные ограничения, связанные с законами термодинамики.

Первый закон термодинамики

Аналитическое выражение первого закона термодинамики

Первый закон термодинамики представляет собой частный случай всеобщего закона сохранения и превращения энергии. Этот закон, полученный на основе обобщения огромного количества экспериментов, утверждает: энергия

не исчезает и не возникает вновь, она лишь переходит из одной формы в другую, причем убыль энергии одного вида дает эквивалентное количество энергии другого вида.

Пусть некоторому рабочему телу с объемом V и массой M , имеющему температуру T и давление p , сообщается извне бесконечно малое количество теплоты dQ . В результате подвода теплоты тело нагревается на dT и увеличивается в объеме на dV .

Повышение температуры тела свидетельствует об увеличении кинетической энергии его частиц. Увеличение объема тела приводит к изменению потенциальной энергии частиц. В результате внутренняя энергия тела увеличивается на dU . Поскольку рабочее тело окружено средой, которая оказывает на него давление, то при расширении оно производит механическую работу dL против сил внешнего давления. Так как никаких других изменений в системе не происходит, то по закону сохранения энергии

$$dQ = dU + dL, \quad (2.12)$$

т.е. теплота, сообщаемая системе, идет на приращение ее внутренней энергии и на совершение внешней работы.

Полученное уравнение является математическим выражением первого закона термодинамики. Каждый из трех членов этого соотношения может быть положительным, отрицательным либо равным нулю. Рассмотрим некоторые частные случаи.

1. $dQ = 0$ - теплообмен системы с окружающей средой отсутствует. Процесс без теплообмена называется *адиабатным*. Для него уравнение (2.12) примет вид

$$dL = -dU. \quad (2.13)$$

Следовательно, работа расширения, совершаемая системой в адиабатном процессе, равна уменьшению внутренней энергии данной системы. При адиабатном сжатии рабочего тела затрачиваемая извне работа целиком идет на увеличение внутренней энергии системы.

2. $dL = 0$ - при этом объем тела не изменяется, $dV = 0$ (изохорный процесс). Уравнение принимает вид

$$dQ = dU, \quad (2.14)$$

т.е. количество теплоты, подведенное к системе при постоянном объеме, равно увеличению внутренней энергии данной системы.

3. $dU = 0$ - внутренняя энергия системы не изменяется, и

$$dQ = dL, \quad (2.15)$$

т.е. сообщаемая системе теплота превращается в эквивалентную ей внешнюю работу.

Для системы, содержащей 1 кг рабочего тела,

$$dq = du + dl. \quad (2.16)$$

Проинтегрировав уравнения (2.12) и (2.16), получим выражение первого закона термодинамики в интегральной форме:

$$Q = \Delta U + L; \quad q = \Delta u + l, \quad (2.17)$$

где $\Delta U = U_2 - U_1$, $\Delta u = u_2 - u_1$.

В циклическом процессе при возвращении рабочего тела в исходное состояние внутренняя энергия системы также приобретает исходное значение, $\Delta U=0$, и, следовательно, выражение 2.17 превращается в равенство

$$q_{ц} = l_{ц},$$

где $q_{ц}$ - представляет собой ту часть горячего источника, которая превращается в работу цикла, $l_{ц}$. Это теплота, полезно использованная в цикле, она равна разности $q_1 - q_2$.

Вопросы для самопроверки

1. Дать определение тепловым двигателям, перечислить их.
2. Что такое удельная работа? Удельная теплота?
3. Дать определение термодинамическим параметрам: температура, давление; в чем они измеряются?
4. Что такое теплоемкость, какую теплоемкость различают?
5. Как определяется работа расширения? Чему она эквивалентна в p, v -диаграмме?
5. Сформулируйте первый закон термодинамики. Дайте его математическое выражение и рассмотрите частные случаи.

Лекция 3

ВТОРОЙ ЗАКОН ТЕРМОДИНАМИКИ. ЭНТРОПИЯ

Обмен энергии может происходить в виде передачи того или иного количества теплоты Q . Однако, измеряя температуру, не всегда можно определить количество переданной теплоты. Например, при подводе теплоты к кипящей воде ее температура не меняется до момента полного выкипания.

Параметр, который изменяется только от количества переданной теплоты, был предложен Р. Клаузиусом в 1852 г. и впоследствии был назван *энтропией* S . Для произвольного количества газа энтропия обозначается через S и измеряется в Дж/К, а для 1 кг газа энтропия обозначается s и измеряется в Дж/(кг·К).

Энтропия не может быть измерена каким-либо образом (как объем) и определяется только расчетным путем.

$$ds = dq / T. \quad (3.1)$$

В технической термодинамике часто используют не абсолютное значение энтропии, а ее изменение в каком-либо процессе:

$$\Delta s = s_2 - s_1 = \int_1^2 dq / T. \quad (3.2)$$

В термодинамике широко используют T, s - диаграмму, на которой (как и на p, v - диаграмме) состояние термодинамической системы изображается точкой, а равновесный термодинамический процесс - линией (рисунок 3.1)

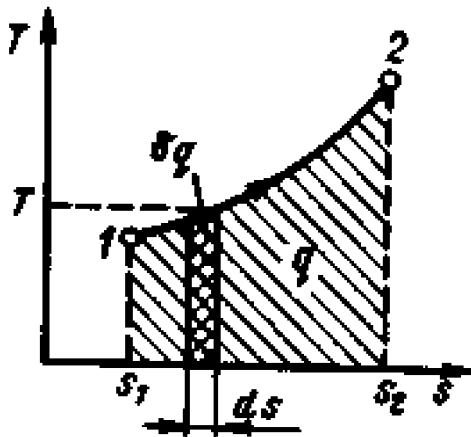


Рисунок 3.1. Графическое изображение теплоты в T, s – координатах

Из уравнения (3.3) следует, что в равновесном процессе

$$dq = Tds, \quad (3.3)$$

$$q = \int_1^2 Tds. \quad (3.4)$$

Формула (3.4) показывает, что dq и ds имеют одинаковые знаки, следовательно, по характеру изменения энтропии в равновесном процессе можно судить о том, в каком направлении происходит теплообмен. При подводе теплоты

к телу ($dq > 0$) его энтропия возрастает ($ds > 0$), а при отводе теплоты ($dq < 0$) - убывает ($ds < 0$).

Коэффициент полезного действия оценивает степень совершенства цикла теплового двигателя: чем больше КПД, тем большая часть подведенной теплоты превращается в работу.

Прямой цикл Карно

Цикл, состоящий из двух изотерм и двух адиабат, носит название цикла Карно. С его помощью С. Карно установил основные законы превращения тепловой энергии в механическую. Осуществление цикла Карно в тепловой машине можно представить следующим образом.

Газ (рабочее тело) с начальными параметрами, характеризующимися точкой a , помещен в цилиндр под поршень (рисунок 3.2). Боковые стенки цилиндра и поршень абсолютно нетеплопроводны. Теплота может передаваться только через основание цилиндра.

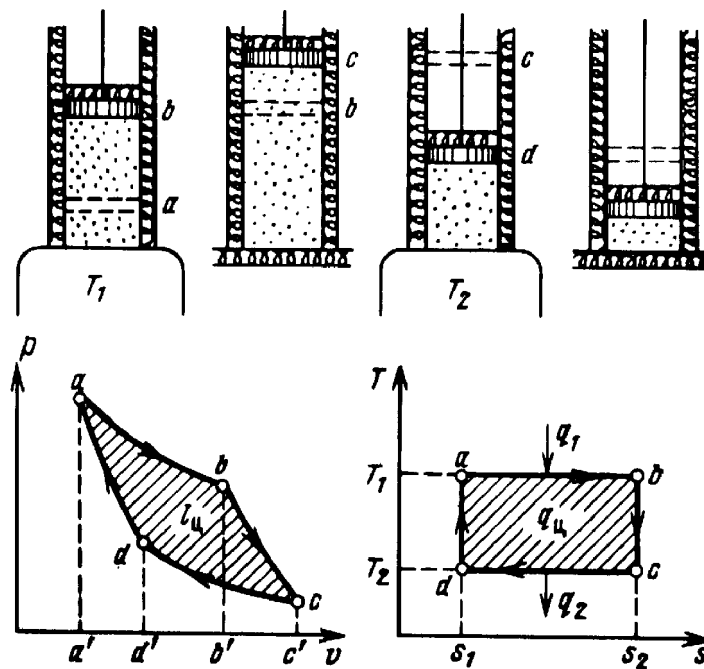


Рисунок 3.2. Прямой цикл Карно

Вводим цилиндр в соприкосновение с горячим источником теплоты. Расширяясь изотермически (ab) при температуре T_1 от объема v_a до объема v_b , газ забирает от горячего источника теплоту $q_1 = T_1 (s_2 - s_1)$. В точке b подвод теплоты прекращаем и ставим цилиндр на теплоизолятор (bc). Дальнейшее расширение тела происходит адиабатно. Работа расширения совершается при этом только за счет внутренней энергии, в результате чего температура газа падает до T_2 . Теперь возвратим тело в начальное состояние. Для этого поместим цилиндр на холодный источник T_2 и будем сжимать рабочее тело по изотерме (cd), совершая работу l_2 и отводя при этом к нижнему источнику теплоту $q_2 = T_2 (s_2 - s_1)$. Затем снова поставим цилиндр на изолятор и дальнейшее сжатие про-

ведем адиабатно (da). Работа, затраченная на сжатие, по линии da идет на увеличение внутренней энергии, в результате чего температура газа увеличивается до T_1 . В результате цикла килограмм газа получает от горячего источника теплоту q_1 , отдает холодному теплоту q_2 и совершает работу $l_{ц}$.

Подставив в формулу (3.1) выражения для q_1 и q_2 , получим, что термический КПД цикла Карно определяется формулой

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1}.$$

Из нее видно, что термический КПД цикла Карно зависит только от абсолютных температур горячего и холодного источников. Увеличить КПД цикла можно либо за счет увеличения температуры горячего источника, либо за счет уменьшения температуры холодного. Причем увеличение температуры горячего источника в меньшей степени повышает КПД цикла Карно, чем такое же (в Кельвинах) уменьшение температуры холодного.

Процесс парообразования. Основные понятия и определения.

Диаграмма водяного пара

Рассмотрим процесс получения пара. Для этого 1 кг воды при температуре 0°C поместим в цилиндр с подвижным поршнем. Приложим к поршню извне некоторую постоянную силу P . Тогда при площади поршня F давление будет постоянным $p = P/F$. Изобразим процесс парообразования, т. е. превращения вещества из жидкого состояния в газообразное, в p, v – диаграмме (рисунок 3.3).

Начальное состояние воды, находящейся под давлением p и имеющей температуру 0°C , изобразится на диаграмме точкой a_0 . При подводе теплоты к воде ее температура повышается, пока не достигнет температуры кипения, соответствующей данному давлению. Состояние жидкости, доведенной до температуры кипения, изображается на диаграмме точкой a' .

При дальнейшем подводе теплоты начинается кипение воды с сильным увеличением объема. В цилиндре теперь находится двухфазная среда – смесь воды и пара, называемая *влажным насыщенным паром*. По мере подвода теплоты количество жидкой фазы уменьшается, а паровой растет. Наконец, последняя капля воды превращается в пар, и цилиндр оказывается заполненным только паром, который называется *сухим насыщенным*. Состояние его изображается точкой a'' .

Насыщенным называется пар, находящийся в термическом и динамическом равновесии с жидкостью, из которой он образуется.

Насыщенный пар, в котором отсутствуют взвешенные частицы жидкой фазы, называется *сухим насыщенным паром*.

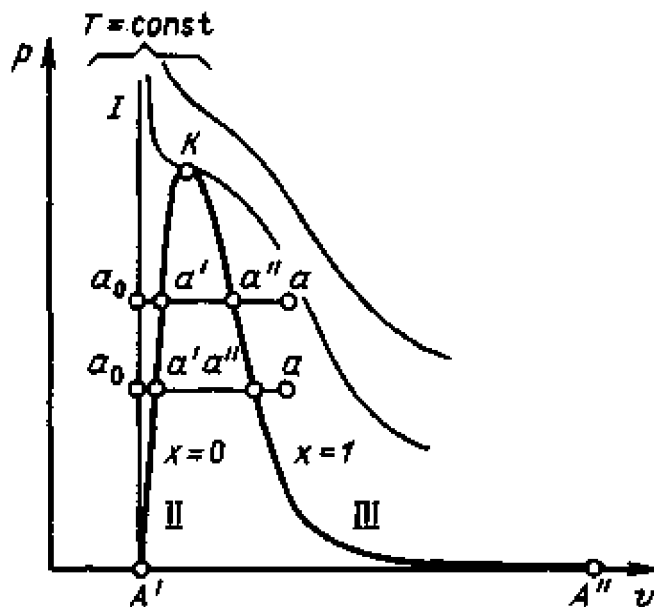


Рисунок 3.3. P, V - диаграмма водяного пара: I – жидкость; II – влажный пар; III –перегретый пар

Общая формулировка второго закона термодинамики

Несмотря на эквивалентность теплоты и работы, процессы их взаимного превращения неравнозначны. Опыт показывает, что механическая энергия может быть полностью превращена в теплоту, например, путем трения, однако теплоту полностью превратить в механическую энергию в периодически повторяющемся процессе нельзя. Это связано с существованием фундаментального закона природы, называемого *вторым законом термодинамики*. Обратимся к принципиальной схеме теплового двигателя (рисунок 3.4).

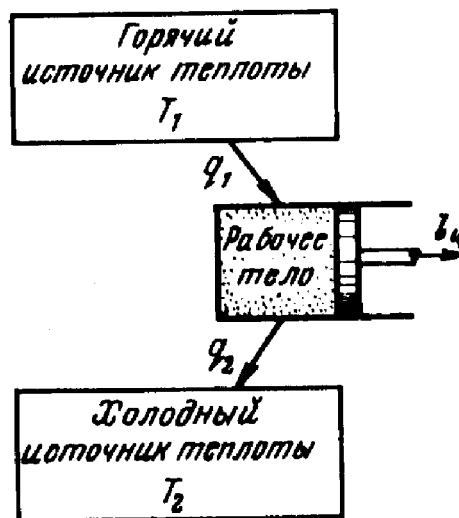


Рисунок 3.4. Термодинамическая схема теплового двигателя

Как показывает опыт, все без исключения тепловые двигатели должны иметь горячий источник теплоты, рабочее тело, совершающее замкнутый процесс - цикл, и холодный источник теплоты.

Если исключить холодный источник, то такой двигатель работать не будет, хотя первый закон термодинамики не будет нарушен. Второй закон термодинамики звучит следующим образом: *невозможна периодически действующая тепловая машина, единственным результатом действия которой было бы получение работы за счет отнятия теплоты от некоторого источника.*

Отношение работы, производимой двигателем за цикл, к количеству теплоты, подведенной за этот цикл от горячего источника, называется *термическим коэффициентом полезного действия (КПД) цикла*:

$$\eta = \frac{L_{\eta}}{q_1} = \frac{q_1 - q_2}{q_1}. \quad (3.5)$$

Двухфазная смесь, представляющая собой пар со взвешенными в нем капельками жидкости, называется *влажным насыщенным паром*.

Массовая доля сухого насыщенного пара во влажном называется степенью сухости пара и обозначается буквой x . Для кипящей жидкости $x = 0$, а для сухого насыщенного пара $x = 1$.

При сообщении сухому пару теплоты при том же давлении его температура будет увеличиваться, пар будет перегреваться. Точка a изображает состояние *перегретого пара* и в зависимости от температуры пара может лежать на разных расстояниях от точки a'' .

Таким образом, перегретым называется пар, температура которого превышает температуру насыщенного пара того же давления.

Если рассмотреть процесс парообразования при более высоком давлении, то можно заметить следующие изменения. Точка a_0 , соответствующая состоянию 1 кг воды при 0°C и новом давлении, остается почти на той же вертикали, так как вода практически несжимаема. Точка a' смещается вправо, ибо с ростом давления увеличивается температура кипения, а жидкость при повышении температуры расширяется. Что же касается пара (точка a''), то, несмотря на увеличение температуры кипения, удельный объем пара все-таки падает из-за более сильного влияния растущего давления.

Если теперь соединить одноименные точки (при разных давлениях) плавными кривыми, то получим три кривых. Под знаком I изображена *нулевая изотерма*, все точки которой соответствуют состоянию 1 кг воды при 0°C и давлению p . *Нижняя пограничная кривая II* представляет зависимость от давления удельного объема жидкости при температуре кипения. *Верхняя пограничная кривая III* дает зависимость удельного объема сухого насыщенного пара от давления.

Все точки горизонталей между кривыми II и III соответствуют состояниям влажного насыщенного пара, точки кривой II определяют состояние кипящей воды, точки кривой III - состояние сухого насыщенного пара. Влево от кривой II до нулевой изотермы лежит область некипящей однофазной жидкости, вправо от кривой III - область перегретого пара. Таким образом, кривые II и III определяют область насыщенного пара, отделяя ее от области воды и перегретого пара, и поэтому называются *пограничными*. Выше точки К, где погра-

нических кривых нет, находится область однофазных состояний, в которой нельзя провести четкой границы между жидкостью и паром.

Термодинамические параметры кипящей воды и сухого насыщенного пара берутся из таблиц теплофизических свойств воды и водяного пара. В этих таблицах термодинамические величины со штрихом относятся к воде, нагретой до температуры кипения, а величины с двумя штрихами - к сухому насыщенному пару.

Для исследования различных процессов с водяным паром кроме таблиц используется T, s -диаграмма (рисунок 3.5). Она строится путем переноса числовых таблиц водяного пара в T, s -координаты.

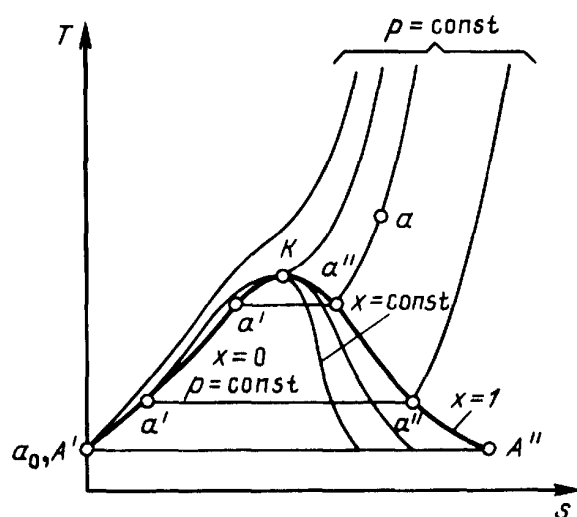


Рисунок 3.5. T, s -диаграмма водяного пара

Состояние воды в **тройной точке** (состояние, в котором могут одновременно находиться в равновесии пар, вода и лед). Точка A' на рисунке 3.5 имеет параметры $S_o=0$; $T_o=273,13$ К. Откладывая на диаграмме для разных температур значения S' и S'' , получим кривую насыщения. Вправо и вверх от кривой насыщения находится область перегретого пара, ниже кривой насыщения - находится двухфазная область влажного насыщенного пара, влево - область жидкости.

На диаграмму наносят изобары, изохоры и линии постоянной степени сухости ($x = const$). Область диаграммы, лежащая ниже нулевой изотермы, отвечает различным состояниям смеси пар + лед.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое энтропия? Как она определяется, в чем измеряется?
2. Сформулируйте второй закон термодинамики. Что называется термическим КПД?
3. Изобразите цикл Карно в P, V и T, S -диаграммах. Из каких процессов он состоит?
4. От чего зависит термический КПД цикла Карно?
5. Изобразите диаграмму водяного пара. Какие области она разделяет?
6. Как на диаграмме водяного пара проходят изобары, изохоры, линии постоянной степени сухости?

Лекция 4

ЦИКЛЫ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК. ЦИКЛ РЕНКИНА

Цикл Карно насыщенного пара можно было бы осуществить следующим образом (рисунок 4.1). Теплота от горячего источника подводится при постоянной температуре T_1 по линии 5-1, в результате чего вода с параметрами точки 5 превращается в сухой насыщенный пар с параметрами точки 1. Пар адиабатно расширяется в турбине до температуры T_2 , совершая техническую работу и превращаясь во влажный пар с параметрами точки 2.

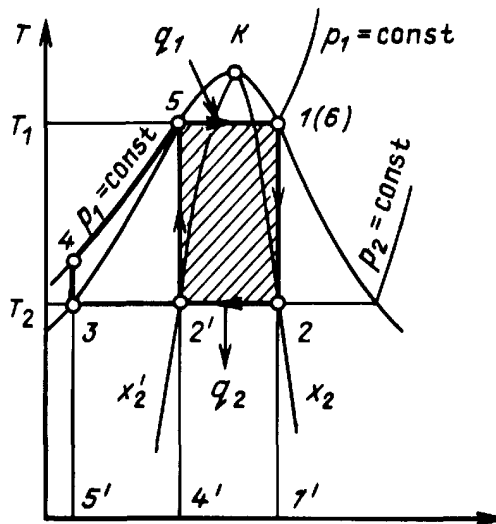


Рисунок 4.1. Циклы Карно и Ренкина насыщенного водяного пара в T, S -диаграмме

Влажный пар поступает в конденсатор, где отдает теплоту холодному источнику (холодной воде), в результате чего его степень сухости уменьшается от X_2 до X_2' . Влажный пар с параметрами точки 2¹ сжимается в компрессоре по линии 2¹-5, превращаясь в воду с температурой кипения.

На практике этот цикл не осуществляется, потому что на привод компрессора затрачивалась бы большая часть мощности, вырабатываемой турбиной. Значительно удобнее и экономичнее в реальном цикле конденсировать пар до конца по линии 2-3, а затем насосом увеличивать давление воды от P_2 до P_1 по линии 3-4. Поскольку вода несжимаема, точки 3 и 4 почти совпадают и затрачиваемая на привод насоса мощность оказывается ничтожной по сравнению с мощностью турбины (несколько процентов).

Такой цикл был предложен шотландским инженером У. Ренкиным в 50-х годах XIX века.

Схема теплосиловой установки, в которой осуществляется этот цикл, представлена на рисунке 4.2 (на этой схеме показана также возможность перегрева пара в пароперегревателе 6-1, которая в цикле насыщенного пара не реализуется).

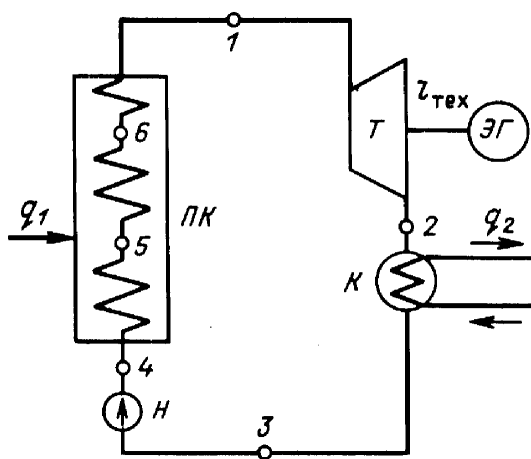


Рисунок 4.2. Схема паросиловой установки: ПК - паровой котел; Т-паровая турбина; ЭГ- электрогенератор; К- конденсатор; Н - насос

Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор K , где конденсируется по линии 2-3, отдавая теплоту конденсации холодному источнику (охлаждающей воде). Конденсат забирается насосом H и подается снова в котел (линия 3,4 на рисунке 4.1).

К сожалению, цикл насыщенного водяного пара обладает весьма низким КПД из-за невысокой температуры насыщения (T_1). На практике широко применяется регенеративный подогрев воды, который позволяет существенно увеличить КПД реального цикла. Цикл Ренкина насыщенного пара (регенеративный) применяется в основном в атомной энергетике, где перегрев пара выше температуры насыщения связан с определенными трудностями.

В паросиловой установке, работающей по регенеративному циклу, часть пара отбирается в середине рабочего процесса турбины и направляется в специальный теплообменник, где смешивается с конденсатом и таким образом повышает температуру смеси, подаваемой в котел.

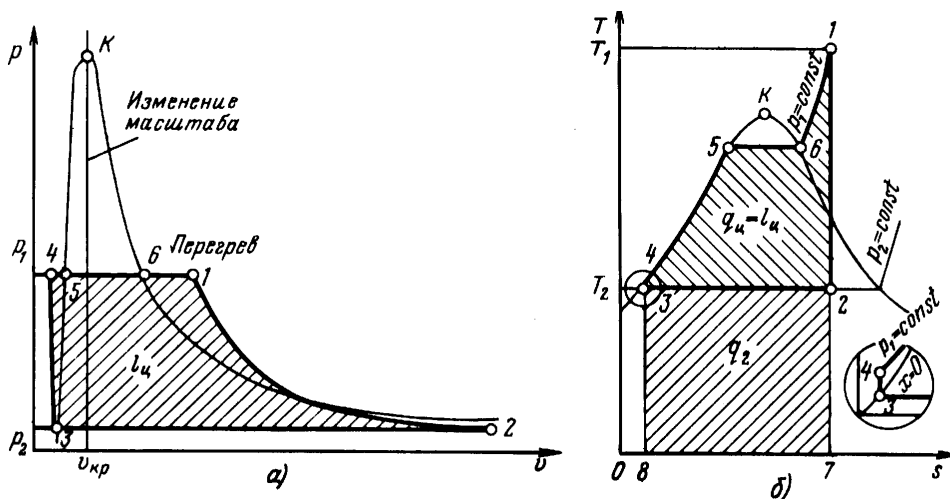


Рисунок 4.3. Цикл Ренкина на перегретом паре: а – в P, v - диаграмме; б – в T, s - диаграмме

Термический КПД паросиловой установки возрастает с увеличением температуры пара перед турбиной. Повышение параметров пара определяется уровнем развития металлургии, поставляющей металлы для котлов и турбин. Между тем металлы, которыми располагает современное машиностроение, позволяют перегревать пар до 550 – 600 °С. Это позволяет повысить термический КПД процесса.

Если точка 1 будет находиться значительно правее, в области перегретого пара, то цикл приобретет вид в P, v и T, s - диаграмме (рисунок 4.3), он называется циклом Ренкина на перегретом паре. Максимальная температура цикла ограничена. Этот цикл отличается от цикла Ренкина насыщенного пара (рисунок 4.1) только наличием дополнительного перегрева по линии б-1. Он осуществляется в пароперегревателе, являющемся элементом парового котла.

Максимальная температура цикла ограничена стойкостью паропровода, по которому пар поступает от парового котла в турбину. Благодаря применению низколегированных сталей стало возможно получение пара с температурой 535-565 °С, а применение сталей высоко-легированных дает возможность получить пар с температурой 600-650 °С.

Перегрев пара увеличивает КПД цикла. Суммарный КПД цикла составляет 40%, без перегрева пара – 38%. Перегрев пара не только увеличивает термический КПД, но также помогает бороться с паровой эрозией - основной проблемой эксплуатации паровых турбин.

Пароводяная смесь в хвостовой части турбины обладает сильным эрозийным свойством, что вызывает разрушение лопаток и трубопроводов. Одновременно с повышением температуры перегрева пара необходимо повышать и его давление перед турбиной, чтобы поддерживать влажность выходящего из турбины пара в заданных пределах.

Пар, частично расширившись в турбине, возвращают в котел и снова перегревают (уже при меньшем давлении), осуществляя так называемый вторичный (а иногда и третичный) регенеративный подогрев. Одновременно это повышает термический КПД.

Термический КПД цикла Ренкина, естественно, меньше η_t цикла Карно при тех же температурах T_1 и T_2 , поскольку средняя температура подвода теплоты уменьшается при неизменной теплоте отвода.

Перегрев пара дает возможность уменьшить потери при передаче теплоты от продуктов сгорания к рабочему телу и тем самым увеличить эффективность цикла. Кроме того, перегрев пара уменьшает потери на трение при его течении в проточной части турбины. Все без исключения тепловые электрические станции на органическом топливе работают сейчас на перегретом паре, а иногда пар на станции перегревают дважды и даже трижды.

Итак, для прохождения цикла паросиловой установки необходимо сообщить воде тепло, получить из нее перегретый пар (этот процесс совершается в паровом котле при постоянном давлении), затем, за счет расширения полученного пара в паровом двигателе (паровой турбине), получить механическую работу и далее отвести тепло к холодному источнику – конденсатору, где отработанный пар охлаждается холодной водой, превращаясь в конденсат. Круговой

процесс замыкается при сжатии конденсата с помощью насоса до давления в котле.

В отличие от цикла Карно, в идеальном цикле Ренкина подвод тепла от источника и отвод тепла происходит не при постоянной температуре, а при постоянном давлении ($p = \text{const}$). Второй особенностью цикла Ренкина является то, что в процессе отвода тепла от теплоносителя его состояние доводится до полной конденсации в жидкость.

Термический КПД цикла Ренкина повышается с увеличением давления и температуры пара (p_1 и T_1) перед турбиной и с уменьшением давления за турбиной (p_2).

Чем выше температура пара, поступающего из котла в турбину, тем меньше влажность отработанного пара. Однако повышение начальной температуры пара лимитируется качеством современных сталей и другими конструктивными факторами. В связи с этим в паросиловых установках высокого давления применяется так называемый промежуточный перегрев пара, происходящий обычно в том же котельном агрегате. Промежуточный перегрев дает возможность заметно улучшить термический КПД парового цикла и повысить срок службы последних ступеней паровых турбин.

Экономичность современных паросиловых установок можно повысить путем подогрева питательной воды за счет частично отработавшего пара, отбираемого из турбины. Этот процесс, называемый регенеративным, позволяет снизить потери тепла с отработавшим паром.

Энтальпия

В термодинамике важную роль играет энтальпия - величина, которая является функцией состояния и обозначается H .

$$H = U + pV. \quad (4.1)$$

Энтальпия – это сумма внутренней энергии системы U и произведения давления системы p на ее объем V . Также как внутренняя энергия, работа и теплота, она измеряется в джоулях (Дж).

$$h = \frac{H}{M}, \quad (4.2)$$

где h – удельная энтальпия, которая представляет собой энтальпию системы, содержащей 1 кг вещества, и измеряется в Дж/кг.

Изменение энтальпии в любом процессе определяется только начальным и конечным состоянием тела и не зависит от характера процесса.

При изобарном процессе ($dp=0$), если давление системы сохраняется неизменным,

$$dq_p = dh \quad (4.3)$$

$$\text{и } q_p = h_2 - h_1, \quad (4.4)$$

т.е. теплота, подведенная к системе при постоянном давлении, идет только на изменение энтальпии данной системы. Это выражение часто используется в расчетах, так как огромное количество процессов подвода теплоты в теплоэнергетике (в паровых котлах, камерах сгорания газовых турбин и реактивных дви-

гателей), а также целый ряд процессов химической технологии и многих других осуществляется при постоянном давлении.

При расчетах практический интерес представляет изменение энтальпии в конечном процессе:

$$\Delta h = h_2 - h_1 = \int_{t_1}^{t_2} C_p dT,$$

где C_p – теплоемкость при постоянном давлении.

Основы теплопередачи

Процессы передачи тепла от одного тела к другому широко применяются в технике. Процесс теплопередачи, или теплообмен, - это переход тепловой энергии от одного тела к другому, обусловленный разностью температур между этими телами. Теплообмен может происходить различными способами:

- *теплопроводностью*, когда тепло распространяется внутрь тела. В этом случае молекулы, обладающие большим запасом кинетической энергии, переносят часть своей энергии непосредственно соседним молекулам, имеющим меньший запас энергии;

- *конвекцией* (соприкосновением), когда тепло передается при помощи движущейся среды. Конвективный теплообмен связан с течением жидкого или газообразного тела, причем возможно как принудительное (при помощи насосов или вентиляторов), так и свободное течение, обусловленное неодинаковой плотностью нагретой и холодной частями среды. Конвекция всегда сопровождается и теплопроводностью в движущейся среде;

- *радиацией* (лучеиспусканием), когда тепловая энергия нагретого тела превращается в лучистую энергию; часть этой энергии, воспринимаясь другим телом, превращается вновь в тепловую. Передача тепла лучеиспусканием не нуждается в каком-либо теплоносителе; лучистое тепло может передаваться в любой разреженной среде.

На практике теплообмен часто происходит одновременно всеми названными способами, т. е. теплопроводностью, конвекцией и лучеиспусканием.

Вопросы для самопроверки

1. Почему на практике не осуществляется цикл Карно насыщенного пара?
2. Изобразите цикл Ренкина насыщенного пара в T, s – диаграмме. На каких типах ЭС этот цикл нашел широкое применение?
3. Зачем применяют регенеративный подогрев и что он представляет собой?
4. Для чего применяется перегрев пара? Перечислите положительные моменты его применения.
5. Какая наибольшая температура перегрева пара может достигаться? С чем это связано?
6. Изобразите цикл Ренкина перегретого пара в T, s – диаграмме. Покажите способы повышения термического КПД.
7. Назовите основные способы теплообмена.
8. Дайте понятие энтальпии.

Лекция 5

ПАРОВЫЕ КОТЛЫ И ИХ СХЕМЫ

Устройства, предназначенные для получения пара или горячей воды повышенного давления за счет теплоты, выделяемой при сжигании топлива или подводимой от посторонних источников, называют котлами. Они делятся соответственно на котлы паровые и котлы водогрейные.

Развитие конструкций котлов

Историческое развитие паровых котлов шло в направлении повышения паропроизводительности, повышения параметров производимого пара (давления и температуры), надежности и безопасности в эксплуатации, увеличения экономичности (КПД) и снижения массы металлоконструкций, приходящейся на 1 тонну вырабатываемого пара (рисунок 5.1).

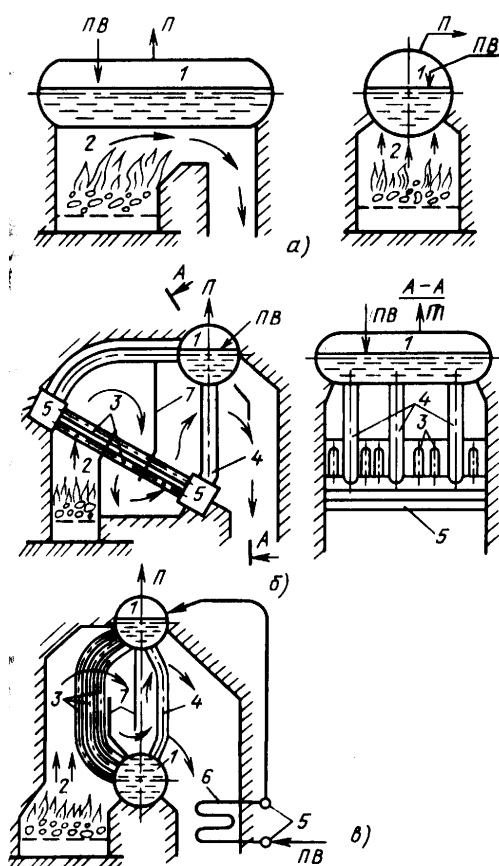


Рисунок 5.1. Схема развития паровых котлов:

а – простой цилиндрический котел; б – водотрубный котел с наклонным трубным пучком; в – двухбарабанный вертикально-водотрубный котел. Стрелками показано движение продуктов в газоходах: 1- барабан; 2- топка; 3 – трубы кипятельного (испарительного) пучка; 4 – опускные трубы; 5 – коллекторы, объединяющие трубы поверхностей нагрева; 6 – водяной экономайзер; 7 – перегородки в газоходах котла, ПВ – питательная вода; П – пар

Исходным типом современных котлов был простой цилиндрический котел (рисунок 5.1,а), выполненный в виде горизонтального барабана с топкой под ним. Стенки барабана были одновременно и поверхностью нагрева. В дальнейшем увеличение поверхности нагрева шло следующим образом. К барабану присоединились дополнительные наружные трубные поверхности нагрева – кипяtilьные пучки, заполненные водой и обогреваемые топочными газами (водотрубные котлы, рисунок 5.1,б).

Уменьшение диаметра труб этих поверхностей и увеличение их количества вели к росту удельной поверхности нагрева. Движение пароводяной смеси по трубам кипяtilьного пучка обеспечивалось за счет естественной циркуляции (рисунок 5.1,в). Питательная вода из коллектора 5 подается в водяной экономайзер 6, где она предварительно подогревается перед подачей в барабан 1. Из барабана вода поступает вниз по *опускным трубам* 4. Чтобы предотвратить образование пароводяной смеси в опускных трубах и уменьшить их сопротивление, увеличивали их диаметр и уменьшали обогрев, располагая в зоне более низких температур. В дальнейшем опускные трубы вынесли за изоляционную стенку (обмуровку) котла (рисунок 5.2).

Котлы, в которых вертикальные трубы используются в качестве кипяtilьного пучка, получили название *вертикально-водотрубных*. Впоследствии вертикальные (подъемные) трубы испарительной поверхности нагрева стали располагать на стенках топки и называть *экранными поверхностями* или *экранами* (Название связано с тем, что они, выполняя свою основную функцию в качестве испарительной поверхности, еще и экранируют стены топки от излучения топочного объема, препятствуя налипанию на них размягченного шлака и золы). Барабан постепенно перестал играть роль поверхности нагрева. Более того, в целях повышения надежности работы котла, барабан был вынесен из зоны обогрева.

Устройство современного парового котла

Одна из схем котла с естественной циркуляцией приведена на рисунке 5.2. Барабанный паровой котел состоит из топочной камеры и газоходов, барабана, поверхностей нагрева, находящихся под давлением рабочей среды (воды, пароводяной смеси, пара), воздухоподогревателя, соединительных трубопроводов и воздухопроводов.

Топливо подается к горелкам 7 (рисунок 5.2). К горелкам подводится также воздух, предварительно нагретый уходящими из котла газами в воздухоподогревателе 5. Топливовоздушная смесь, подаваемая горелками в топочную камеру (топку) 8 парового котла, сгорает, образуя высокотемпературный факел (1500°C), излучающий теплоту на трубы 1, расположенные на внутренней поверхности стен топки (экраны). Отдав часть теплоты экранам, топочные газы с температурой 1000°C проходят через пароперегреватель 3. Затем продукты сгорания движутся через водяной экономайзер, воздухоподогреватель и покидают котел с температурой около $110\text{-}150^{\circ}\text{C}$.

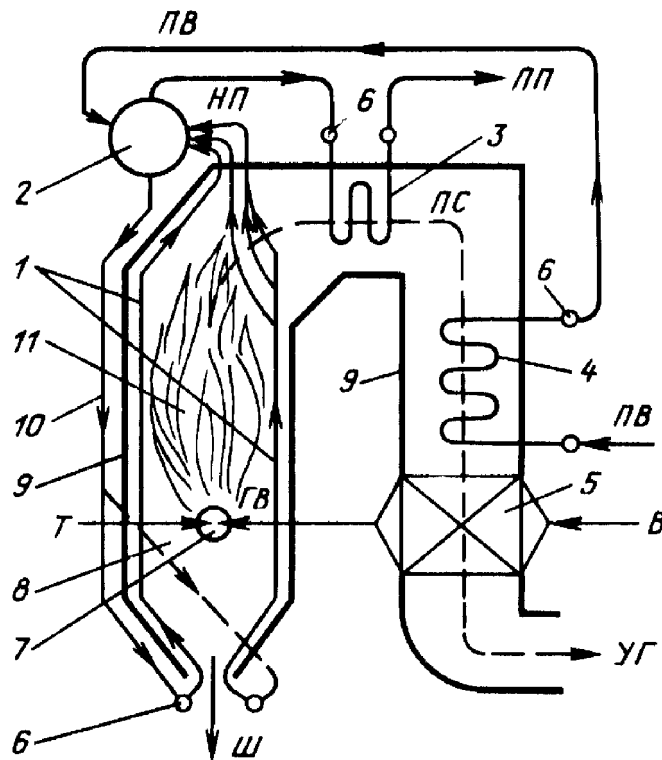


Рисунок 5.2. Современный вертикально-водотрубный барабанный паровой котел с естественной циркуляцией: ПВ – подача питательной воды; НП – линия насыщенного пара; ПП – перегретый пар; Т – подача топлива к горелке; В – подвод воздуха к воздухоподогревателю; ГВ – горячий воздух; ПС-УЧ – тракт продуктов сгорания и уходящих газов; Ш – шлак; 1 – экранные трубы; 2 – барабан; 3 – пароперегреватель; 4 – водяной экономайзер; 5 – воздухоподогреватель; 6 – коллекторы; 7 – горелка; 8 – топка; 9 – стена топки и газохода; 10 – опускная труба; 11 – топочный факел

Вода, поступающая в паровой котел, называется питательной. Она подогревается в водяном экономайзере 4 теплом уходящих газов, экономя тем самым теплоту сожженного топлива. Испарение воды происходит в экранных трубах 1. Испарительные поверхности подключены к барабану 2 и вместе с опускными трубами 10, соединяющими барабан с нижними коллекторами экранов, образуют циркуляционный контур. В барабане происходит разделение пара и воды. Сухой насыщенный пар из барабана поступает в пароперегреватель 3, перегретый пар направляют к потребителю.

Все поверхности нагрева котла, в том числе и воздухоподогреватель, как правило, трубчатые. Экранные поверхности нагрева в котле, экраны, экранные трубы свое название получили за счет получения тепла излучением от факела сгорающего топлива. Они одновременно защищают обмуровку котла от высоких температур и налипания шлака, от выгорания и разрушения.

Нижняя часть котла называется холодной воронкой – в ней охлаждается зольный остаток, который в виде шлака проваливается в специальное приемное устройство. Газо-мазутные котлы не имеют холодной воронки.

Газоход, в котором расположены водяной экономайзер и воздухоподогреватель, называют конвективным. Поверхности нагрева, встроенные в этот газоход, называют хвостовыми.

Топка и газоходы защищены от наружных теплопотерь обмуровкой – слоем огнеупорных и изоляционных материалов и имеют стальную обшивку с целью предотвращения присосов в топку избыточного воздуха.

В ряде случаев движение воды и пароводяной смеси в циркуляционном контуре осуществляется принудительно (насосом). Это котлы с *многократной принудительной циркуляцией*.

Одними из последних являются конструкции *прямоточных котлов* с принудительным, при помощи питательного насоса, движением воды, пароводяной смеси и перегретого пара. Для этих агрегатов необходимость в барабане отпадает, и он не устанавливается. По прямоточной схеме работают все водогрейные котлы, не имеющие ни испарительных, ни перегревающих поверхностей. Основные схемы движения потока воды – пароводяная смесь – пар в современных котельных агрегатах показаны на рисунке 5.3.

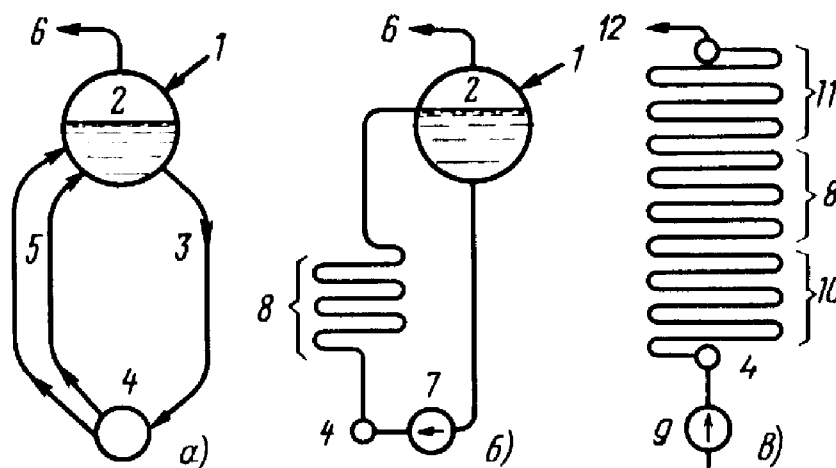


Рисунок 5.3. Схемы движения воды, пароводяной смеси и пара в котельном агрегате: а – естественная циркуляция; б – многократнопринудительная циркуляция; в – прямоточное движение; 1 – подвод питательной воды; 2 – барабан; 3 – необогреваемые опускные трубы; 4 – нижний коллектор; 5 – обогреваемые подъемные трубы; 6 – отвод насыщенного пара; 7 – циркуляционный насос; 8 – испарительная поверхность; 9 – питательный насос; 10 – экономайзерная часть поверхности нагрева; 11 – паро-перегревательная часть поверхности нагрева; 12 – отвод перегретого пара

Наиболее крупными из выпускаемых в настоящее время котлов являются энергетические. Крупнейшие котлы тепловых электрических станций имеют высоту до 100 м, их паропроизводительность достигает 4000 тонн в час, а мощность питающихся от них турбин может доходить до 1200 МВт, давление пара – до 25 МПа, температура перегретого пара – до 560 °С.

Основным типом паровых котлов малой производительности, широко распространенных в различных отраслях промышленности, на транспорте, в коммунальном и сельском хозяйстве (пар используется для технологических и отопительно-вентиляционных нужд), а также на электростанциях малой мощности, являются вертикально-водотрубные котлы ДКВР производства Бийского котельного завода. Котлы этого типа выпускаются производительностью от 2,5 до 20 тонн в час насыщенного или перегретого пара при давлении от 1,4 до 3,9 МПа и температуре до 440 °С.

Технологическая схема котельной установки

С целью обеспечения стабильной и безопасной работы котла его снабжают вспомогательным оборудованием, служащим для подготовки и подачи топлива, воздуха, очистки и подачи воды, отвода продуктов сгорания и их очистки от золы и токсичных примесей, удаления золошлаковых остатков.

Комплекс устройств, включающий в себя собственно котел и вспомогательное оборудование, называют *котельной установкой*. Котельные установки, снабжающие паром турбины ТЭС, называют *энергетическими*.

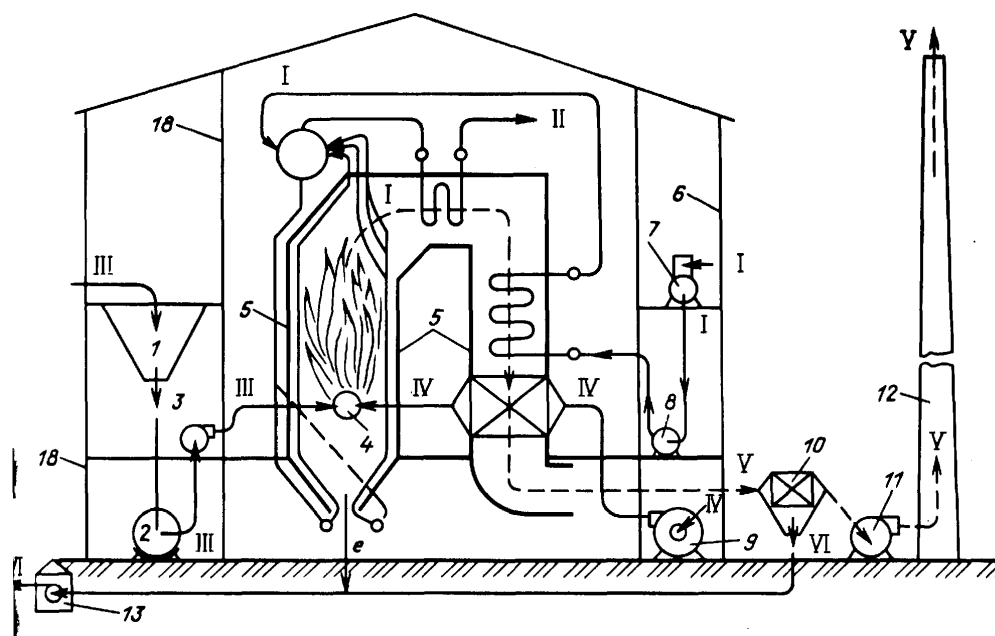


Рисунок 5.4. Технологическая схема котельной установки, работающей на твердом топливе: I – водяной тракт; II – перегретый пар; III – топливный тракт; IV – путь движения воздуха; V – тракт продуктов сгорания; VI – путь золы и шлака

Топливо с угольного склада после дробления подается конвейером в бункер сырого угля 1, из которого направляется в углеразмольную мельницу 2. Затем пылевидное топливо подается вентилятором 3 к горелкам 4 топки котла 5, находящегося в котельной 6. К горелкам также подводится дополнительный горячий воздух из воздухонагревателя, нагнетаемый дутьевым вентилятором 9.

Питательная вода в котел нагнетается питательным насосом 8 из бака питательной воды 7, имеющего деаэрационное устройство.

Уходящие газы очищаются от золы в золоулавливающем устройстве 10 и дымососом 11 выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу 12.

Уловленная из дымовых газов пылевидная зола и выпавший шлак удаляются в потоке воды по каналам, а затем образующаяся *пульпа* откачивается багерными насосами 13 и удаляется по трубопроводам.

Вопросы для самопроверки

1. В каком направлении происходило развитие конструкций паровых котлов?
2. Какие поверхности нагрева называются экранными или экранами?
3. Какую роль в паровом котле выполняют экранные поверхности нагрева?
4. Поясните схему движения воды, пароводяной смеси и пара.
5. Расскажите о пути золошлакоудаления, водоподготовки и топливоподачи.

Лекция 6

ЭЛЕМЕНТЫ ПАРОВОГО КОТЛА

Топка – устройство котла, предназначенное для сжигания органического топлива, частичного охлаждения продуктов сгорания и выделения золы. Топки делят на слоевые, камерные, вихревые.

Пароперегреватель – устройство для повышения температуры пара, поступающего из испарительной системы котла. Пароперегреватели бывают радиационные и конвективные.

Экономайзер – устройство, обогреваемое продуктами сгорания топлива и предназначенное для подогрева или частичного парообразования воды, поступающей в котел.

Воздухоподогреватель – устройство для подогрева воздуха продуктами сгорания топлива перед подачей в топку котла. По принципу действия разделяются на рекуперативные и регенеративные.

Обмуровка котла – система огнеупорных и теплоизоляционных ограждений или конструкций котла, предназначенная для уменьшения тепловых потерь и обеспечения газовой плотности. Температура наружной поверхности не должна превышать 328 К. Обмуровка бывает тяжелой 500-600 мм, облегченной (200-500 мм), легкой (100-200 мм).

Вспомогательные устройства котельной установки

К вспомогательным устройствам котельной установки относятся:

1. Система топливоподдачи, включающая: топливный бункер сырого угля, углеразмольную мельницу, мельничный вентилятор.

2. Водоподготовка: для предотвращения отложений накипи природную воду подвергают *осветлению* – удалению механических примесей отстаиванием и фильтрованием; *умягчению* – удалению накипеобразователей и *деаэрации* – удалению растворенных в воде газов. Все это называют химводоочисткой (ХВО).

3. Очистка продуктов сгорания и окружающей среды. В продуктах сгорания органического топлива содержатся вредные токсические составляющие: летучая зола, окислы серы (SO_2 , SO_3) и азота (NO , NO_2). Применяются золоуловители механические сухие и мокрые и электрические; очистительные устройства для улавливания окислов серы из дымовых газов. Концентрация окислов азота зависит от температуры факела и концентрации кислорода в топочном процессе.

4. Различные регулирующие, запорные и предохранительные устройства.

Топливо: в состав органического топлива входят соединения горючих и негорючих элементов. Твердое и жидкое топливо содержит горючие вещества: углерод (С), водород (Н), летучую серу (S_L ; негорючие вещества: кислород (О), азот (N), золу (А), влагу (W). Летучая сера состоит из органических и колчеданных соединений:

$$S_L = S_{op} + S_K.$$

Органические топлива характеризуются рабочей массой:

$$C^p + H^p + S_d^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100\%.$$

Аналогично органические топлива характеризуются сухой горючей и органической массой.

Важнейшими характеристиками топлива являются теплота сгорания, содержание золы и влаги, выход летучих веществ.

Теплота сгорания – это количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании топлива. Для сравнительных расчетов, как было указано ранее, используют *условное топливо* – топливо, теплота сгорания которого принята равной 29,35 МДж/кг.

Тепловой баланс котла

Тепловой баланс котла – составляется с целью анализа эффективности работы котла и определения КПД. Тепловой баланс котла рассчитывается по прямому балансу и по обратному балансу.

КПД котла по прямому балансу:

$$\eta_k = \frac{D(i_{m} - t_{не})}{B \cdot Q_p^H},$$

где D – количество произведенного пара;

i_m - теплосодержание перегретого пара;

$t_{не}$ - температура питательной воды;

B - количество сожженного топлива;

Q_p^H - теплотворная способность топлива.

КПД котла по обратному балансу:

$$Q_p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5,$$

$$100\% = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5,$$

где Q_p – располагаемая (внесенная в топку) теплота;

Q_1, q_1 – полезная теплота, используемая для выработки пара – 90 %;

Q_2, q_2 – потери тепла с уходящими газами – 6,0 %;

Q_3, q_3 – потери от химической неполноты сгорания – 0,5 %;

Q_4, q_4 – потери от механической неполноты сгорания - 3,0 %;

Q_5, q_5 – потери тепла в окружающую среду – 0,5 %;

КПД парового котла без учета затрат энергии на собственные нужды.

$$\eta_k = \frac{Q_1 \cdot 100}{Q_p}.$$

КПД современных котлов превышает 90%. Это довольно совершенные агрегаты.

Ядерные энергетические установки

Типы ядерных реакторов

На атомных электрических станциях тепловая энергия, которая идет на производство пара, выделяется при делении ядер атомов вещества, это вещество называется ядерным топливом или ядерным горючим. Им служит в основном обогащенный природный уран U238 в смеси с ураном U235 и иногда торий (Th 232). Ядерное топливо выделяет теплоты в миллион раз больше, чем лучшее органическое топливо.

Ядра урана и тория под воздействием нейтронов распадаются на два осколка. Так как ядра осколков при этом оказываются одноименно заряженными, то, отталкиваясь друг от друга, они приобретают большие скорости и энергично взаимодействуют с окружающей средой. Это приводит к преобразованию кинетической энергии осколков и нейтронов в теплоту молекул среды (теплоносителя).

Устройство, в котором происходит саморазвивающийся регулируемый процесс деления атомных ядер с преобразованием освобождающейся при этом ядерной энергии в теплоту, называется *реактором*. Энергия деления изотопа урана с массой 235 в среднем составляет 210 МэВ на один распад ($1 \text{ Эв} = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ Дж}$). В реакторе одновременно с процессом деления происходит поглощение части нейтронов ураном и материалами, входящими в основном в активную зону реактора. Эти потери нейтронов должны восполняться, а это возможно лишь при условии, если деление каждого ядра будет сопровождаться образованием двух, трех и больше новых нейтронов.

Вообще цепной процесс деления возможен при условии, если число нейтронов второго поколения равно или больше его первоначального количества, т. е. когда величина $k \geq 1$, где k представляет собой коэффициент размножения нейтронов, характеризующий «рождение» новых нейтронов. При этом, если величина k больше единицы, неизбежен лавинообразный процесс размножения нейтронов. В связи с этим очень большое значение имеет точное и своевременное регулирование количества нейтронов, участвующих в последующих делениях ядер.

Регулирование стало возможным после того, как было установлено, что в процессе деления участвуют не только мгновенные нейтроны, образующиеся при делении ядра, но и запаздывающие их группы, испускаемые осколками по истечении 0,6 – 80 секунд. Так как число запаздывающих нейтронов в процессе деления несколько меньше 1 %, то, приняв коэффициент размножения близким к единице (0,99 – 1,01), можно соответственно замедлить или ускорить развитие процесса за счет запаздывающих нейтронов. При этом изменения в процессе будут происходить не сразу, а через 1 – 1,5 минуты, что позволяет регулировать реакции деления ядер и управлять ими.

Управление реакцией деления производится с помощью регулирующих стержней. Такие стержни, погруженные в активную зону реактора, интенсивно поглощают нейтроны и уменьшают число деления ядер урана 235. Изменяя

глубину погружения стержней, можно достаточно точно влиять на процесс работы реактора в широких пределах.

Выгорание ядерного топлива, а следовательно и накапливание осколков деления и их радиоактивный распад сопровождаются непрерывным изменением состава активной зоны реактора. В связи с этим непрерывно изменяется и коэффициент размножения нейтронов. Таким образом, режим реактора не является стационарным, даже если он работает с постоянной тепловой нагрузкой.

При работе реактора в определенных пределах наблюдается саморегулирование процесса в зависимости от изменения температуры. Например, при интенсивном отводе тепла температура активной зоны реактора понижается, что (из-за увеличившейся плотности замедлителя) вызовет увеличение соударений, а следовательно, образование большого числа тепловых нейтронов. Это, в свою очередь, увеличит количество делений ядер и вызовет восстановление тепловой мощности реактора.

Наиболее освоенными энергетическими реакторами являются водоводяные энергетические реакторы типа ВВЭР. Такой реактор представляет собой металлический корпус с размещенными в нем кассетами. Каждая кассета состоит из металлического кожуха с собранными в нем цилиндрическими стержнями. Стержни, в свою очередь, состоят из тонкой циркониевой оболочки, заполненной ураном. Стержни являются тепловыделяющими элементами (ТВЭлами).

Через корпус реактора, т.е. через кассеты тепловыделяющих элементов, насосами прогоняется теплоноситель, который нагревается за счет теплоты, выделяющейся в результате реакции деления ядерного топлива.

Ядра атомов U^{235} – обладают способностью самопроизвольно делиться. Осколки деления разлетаются с огромной скоростью ($2 \cdot 10^4$ км/ч). За счет преобразования кинетической энергии этих частиц в тепловую в тепловыделяющих элементах выделяется большое количество теплоты. Преодолеть металлический кожух тепловыделяющих элементов способны только нейтроны. Попадая в соседние ТВЭлы, они вызывают деление ядер урана ^{235}U в них и создают цепную реакцию.

Вода, являясь теплоносителем, одновременно выполняет роль замедлителя нейтронов. Для поддержания цепной реакции нужны замедленные тепловые нейтроны, скорость которых не превышает 2 км/с. Именно двойная роль воды в реакторе подобного типа определила его название - водо-водяной энергетический реактор (ВВЭР). Такой реактор называют также реактором на тепловых (медленных) нейтронах.

Схема АЭС, в которой пар, направляемый в турбину, производится реактором, называется одноконтурной (рисунок 6.1,а).

Вода, в особенности содержащая твердые примеси, становится радиоактивной в корпусе реактора. Поэтому в одноконтурных АЭС все оборудование работает в радиационно-активных условиях. Это усложняет его эксплуатацию. Преимуществом таких АЭС является лишь простота конструкции.

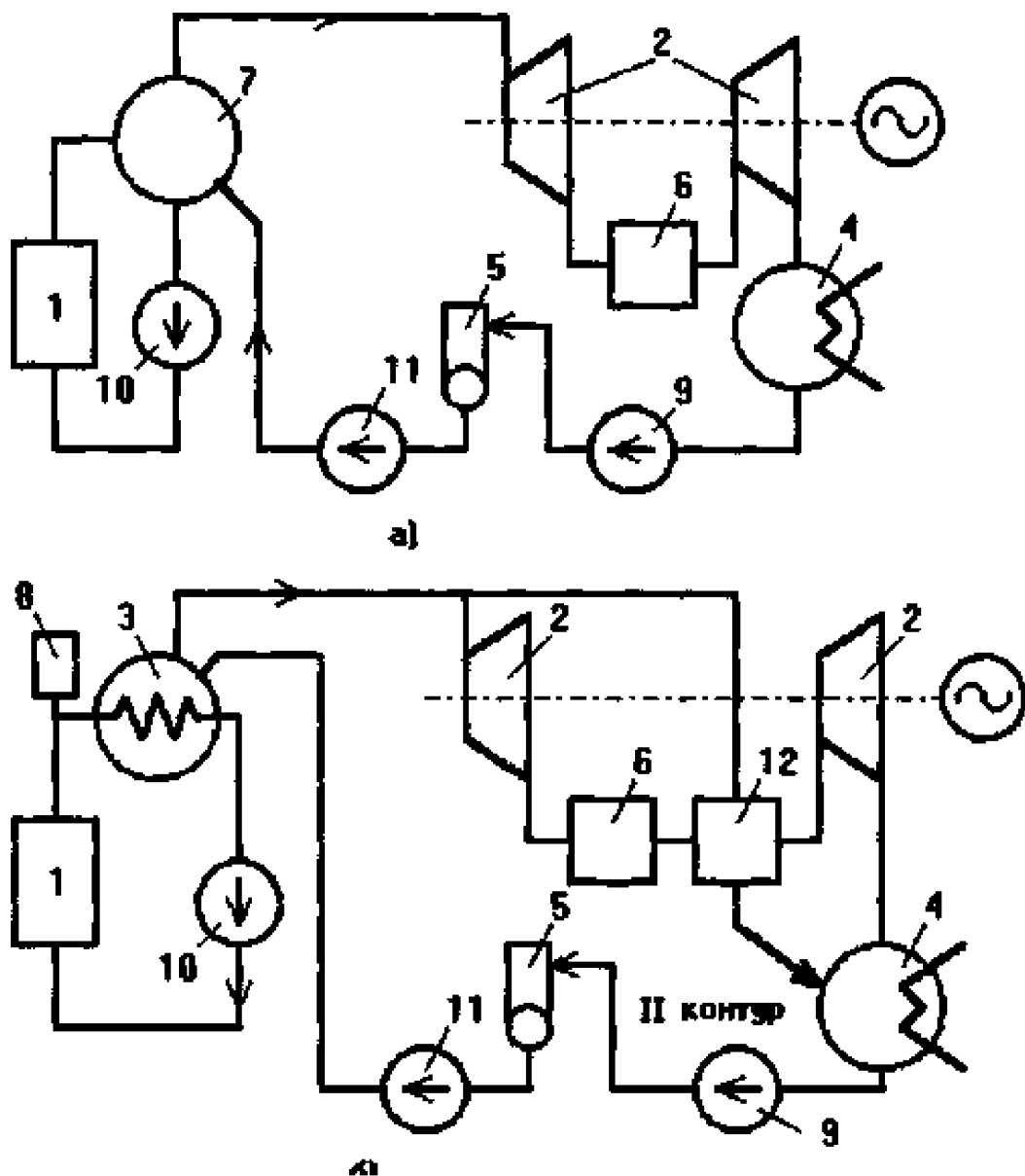


Рисунок 6.1. Принципиальные схемы одно- и двухконтурной АЭС: а – одноконтурная схема; б – двухконтурная схема; 1 – реактор; 2 – турбина; 3 – парогенератор; 4 - конденсатор; 5 – деаэратор; 6 – сепаратор; 7 – паросборник; 8 – компенсатор объема; 9 – конденсатный насос; 10 – циркуляционный насос; 11 – питательный насос; 12 – промежуточный пароперегреватель

В двухконтурных АЭС (рисунок 6.1,б) контуры первичного теплоносителя и рабочего тела разделены. Теплоноситель, циркулирующий в первом контуре, является источником теплоты для второго контура. Во втором контуре имеется парогенерирующее устройство, в котором образуется пар для паротурбинной установки. В этом случае рабочее тело обладает гораздо меньшей радиационной активностью, что упрощает эксплуатацию АЭС.

В первом контуре двухконтурной АЭС поддерживается более высокое давление, чем давление пара во втором контуре, чтобы избежать вскипания воды. Для уменьшения давления в реакторе можно использовать теплоноситель кипящих при высокой температуре жидких металлов или газа.

Для существующих АЭС характерен низкий перегрев пара. Пар поступает в турбину насыщенным, поэтому при достижении предельной влажности (по условиям эрозийного износа лопаток 8-12%) он выводится из промежуточных ступеней турбины и пропускается через сепаратор б для отделения влаги, а затем через пароперегреватель. Затем пар снова поступает в последующие ступени турбины. КПД АЭС ниже конденсационных электростанций, его величина - 35%.

Единичные мощности энергоблоков достигают 1000 МВт и более. Себестоимость производимой на АЭС энергии сопоставима с себестоимостью электроэнергии, отпускаемой с ТЭС.

В настоящее время имеются и другие типы реакторов. Кроме корпусных водо-водяных энергетических реакторов (ВВЭР) используются созданные нашими учеными каналные реакторы типа РБМК и реакторы-размножители на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем типа БН.

Вопросы для самопроверки

1. Из каких элементов состоит паровой котел? Объясните их назначение и устройство.
2. Из каких процессов состоит водоподготовка?
3. Как происходит очистка продуктов сгорания?
4. Из каких элементов состоит органическое топливо?
5. Для каких целей составляется тепловой баланс парового котла и какими способами он рассчитывается?
6. Расскажите, как происходит саморазвивающийся регулируемый процесс деления атомных ядер в ядерном реакторе.
7. Какие типы АЭС вы знаете? В чем преимущество двухконтурных АЭС?
8. Расскажите об устройстве водо-водяного энергетического реактора. Почему он так называется?

Лекция 7

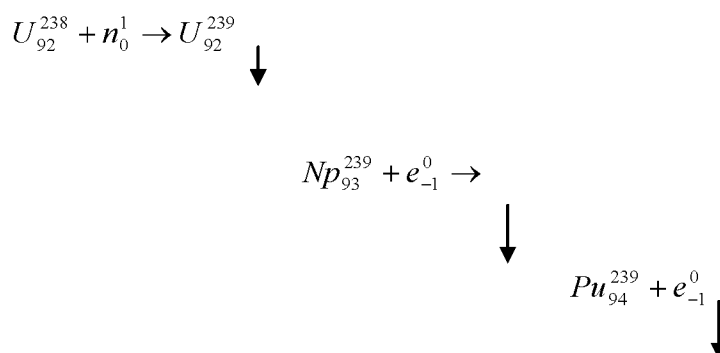
РЕАКТОРЫ-РАЗМНОЖИТЕЛИ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

Природный уран состоит из смеси двух изотопов. Один из изотопов урана имеет атомный вес 235, а второй - атомный вес 238, причем изотоп урана с атомным весом 238 (U 238) очень широко распространен в природе. Природная урановая руда на 99,3% состоит из изотопов урана с атомным весом 238, и лишь 0,7% приходится на изотоп урана с атомным весом 235. Ядра U 238 делятся от нейтронов очень высоких энергий (быстрых нейтронов). Но количество нейтронов, полученных в результате деления, невелико – что не вызывает цепную реакцию этого изотопа. А для деления U235 нужны медленные нейтроны.

Изотоп урана U 235 – является единственным встречающимся в природе делящимся изотопом и относится к невозобновимым ресурсам. Этот изотоп не образуется в природе, и если его запасы использовать в реакторах, он исчезнет навсегда. А изотоп урана U 238 является «бездельником» в обычных реакторах. Необходимо было создать такую технологию, чтобы использовать изотоп U 238, встречающийся в природе в гораздо больших количествах. Этот изотоп не поддерживает цепную реакцию, но может быть преобразован в элемент, который такую реакцию поддерживает.

У ученых родилась блестящая идея – окружить урановые блоки слоем урана U 238. Нейтроны, которые не были захвачены в рабочем уране, будут захвачены этим слоем.

Ядро урана U 238, захватившее нейтрон, преобразуется в ядро нептуния, которое, в свою очередь, дает очень важный элемент – плутоний. Ядра плутония распадаются так же легко, как ядра урана U 235. Символически это можно изобразить следующим образом.



Подобно урану U 238 ведут себя ядра тория. После захвата нейтрона ядро тория превращается в изотоп урана U 233, который, подобно плутонию, способен делиться.



Этот процесс представляет собой расширенное воспроизводство ядерного горючего (в печи горят дрова, но их количество не уменьшается, а даже становится больше).

На смену утраченным выгоревшим ядрам урана U 235 появляются новые столь же полезные ядра плутония или урана U 233.

Таким образом, ядерное топливо воспроизводится таким же или более быстрым темпом, чем оно расходуется. При этом более распространенный изотоп урана U 238 превращается в делящийся материал, что существенно увеличивает ресурсную базу ядерной энергетики.

В реакторе–размножителе на быстрых нейтронах в качестве теплоносителя нельзя использовать воду, так как замедление нейтронов здесь нежелательно. Вместо нее в современных конструкциях в качестве теплоносителя используется жидкий натрий.

Принципиальная схема реактора–размножителя на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем показана на рисунке 7.1.

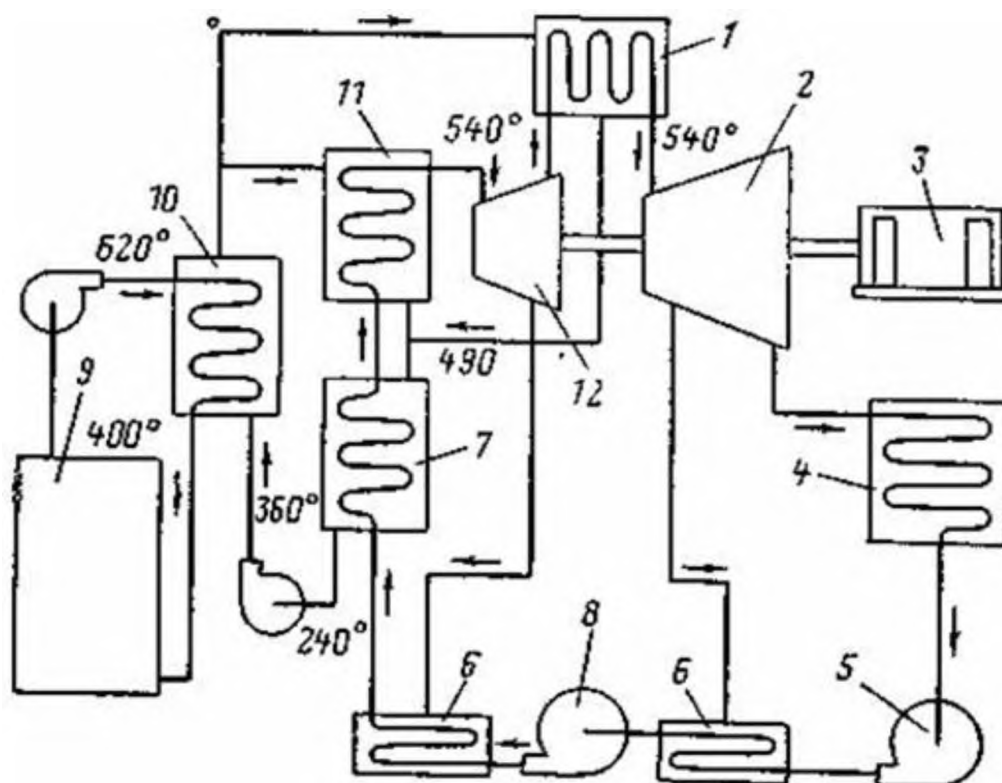


Рисунок 7.1. Принципиальная схема реактора-размножителя на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем: 1 – сепаратор перегреватель; 2 – турбина низкого давления; 3 – генератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсационный насос; 6 – регенеративные теплообменники; 7 – испаритель; 8 – питательный насос; 9 – реактор; 10 – промежуточный теплообменник; 11 – пароперегреватель; 12 – турбина высокого давления

Итак, в результате реакции деления в ядерном горючем $Pu\ 239$ образуются быстрые нейтроны, а продукты деления выделяют в топливных элементах теплоту. Затем теплота поглощается теплоносителем и используется для производства пара. В защитном слое из воспроизводящего материала $U\ 238$ быстрые нейтроны образуют новое ядерное горючее.

В ядерном реакторе температура производимого пара существенно ниже, чем в парогенераторе ТЭС на органическом топливе, поскольку в первом применяется теплообменник и турбину вращает пар вторичного контура. В результате термический КПД АЭС только 30 %, в то время как для электростанций на угле, нефти или газе он достигает 40 %. А это означает, что при одинаковом производстве электроэнергии на АЭС образуется примерно в полтора раза больше сбросной теплоты, чем на электростанции на органическом топливе. Потенциально опасные отходы производства образуются на электростанциях обоих типов (ТЭС и АЭС). На АЭС – это отходы с высоким уровнем радиоактивности, значительная часть которых имеет длительное время полураспада.

Радиоактивные отходы, содержащиеся в отработавшем ядерном горючем, представляют собой проблему в развитии ядерной энергетики. Современные планы развития требуют создания заводов по переработке отработавшего ядерного топлива, на которых можно было бы выделять из него уран и плутоний для их последующего использования. Остальная часть отработавшего топлива должна быть надежно изолирована от биосферы на многие годы. Связанные с этим операции – транспортировка, переработка и хранение радиоактивных отходов – представляют собой сложные технические проблемы.

Основные элементы ядерного реактора

1. *Ядерное топливо* – обычный или обогащенный уран, плутоний, уран $U\ 233$.
2. *Замедлитель нейтронов* – если родившийся при делении ядра нейтрон ничем не затормозит, он не будет захвачен другим ядром рабочего урана $U\ 235$. Это графит, тяжелая вода, обычная вода.
3. *Отражатель* – это тот же замедлитель, но расположенный вокруг реактора, его атомы отражают нейтроны, стремящиеся покинуть реактор.
4. *Регулирующие стержни*. Они изготовлены из материалов, поглощающих нейтроны. Если в реакторе число нейтронов повышается (а это опасно), – стержни опускают в реактор. Если нейтронов слишком мало (падает мощность котла), – стержни поднимают.
5. *Теплоноситель* – вода, пар, расплавленные металлы, газы.

Классификация реакторов

Реакторы делятся по следующим показателям:

1. назначению: энергетические, исследовательские, экспериментальные;
2. нейтронно-физическим характеристикам: реакторы на быстрых нейтронах, реакторы на промежуточных нейтронах, реакторы на тепловых нейтронах;
3. виды ядерного топлива:

- природная урановая руда – в ней содержится 0,7% урана U235;
 - малообогащенный уран – в нем содержится 1-2% U235;
 - высокообогащенный уран - – в нем содержится более 90 % урана U235.
4. роду замедлителя: вода, графит, тяжелая вода;
 5. роду теплоносителя: вода, пар, жидкие металлы, газы;
 6. конструктивным особенностям: корпусные, каналные.

Первая советская АЭС была построена в 1954 году в городе Обнинске. Это двухконтурная АЭС. В реактор погружено 128 семиметровых стержней с графитовым замедлителем. Масса ядерного топлива составляет 550 кг.

На начало 1991г. в стране действовало 15 АЭС с 47 энергоблоками. На промышленных АЭС в основном установлены энергетические ядерные реакторы с водой под давлением корпусного типа (ВВЭР– 600 и ВВЭР- 1000) и каналные водографитовые реакторы РБМК-1000 и РБМК-1500, суммарная установленная мощность которых приведена ниже:

Тип реактора	Число	Мощность, МВт
ВВЭР-1000	16	16000
ВВЭР-440	8	3212
ВВЭР-365	1	365
РБМК-1000	14	14000
РБМК-1500	2	3000
АМБ-200	1	160
ЭГЦ-6	4	48
БН-600	1	600

В этом перечне указаны также действующий до сих пор один из реакторов первого поколения АМБ-200, четыре реактора малой мощности ЭГЦ-6, работающие на Билибинской АЭС, и реактор-размножитель на быстрых нейтронах, установленный на Белоярской АЭС.

Практически все энергоблоки действующих АЭС работают в базовой части графика нагрузки электрических сетей. Исключение составляет только Билибинская АЭС, работающая в скользящем графике покрытия электрических и тепловых нагрузок. Ниже приведены крупнейшие атомные электростанции СССР на начало 1991 года:

Название АЭС	Мощность, МВт
1. Ленинградская АЭС	4000
2. Курская АЭС	4000
3. Запорожская АЭС	4000
4. Смоленская АЭС	4000
5. Белоярская АЭС	4000

Уровень безопасности современных действующих АЭС определяется, главным образом, заложенными в них проектными решениями, которые, естественно, на разных этапах развития ядерной энергетики были различными. С этой точки зрения все действующие энергоблоки АЭС можно разделить на три поколения: энергоблоки первого поколения, разработанные и построенные до выхода основных нормативных документов по безопасности АЭС; энергоблоки второго поколения (ВВЭР-440, ВВЭР-365, ЭГЦ-6, РБМК-1000), спроектированные и построенные в соответствии с ныне устаревшим нормативным документом по безопасности; энергоблоки третьего поколения (ВВЭР-1000, РБМК-1000, РБМК-1500), разработанные в соответствии с требованиями действующего нормативного документа «Общие положения безопасности атомных станций» (ОПБ-82).

Авария на Чернобыльской АЭС заставила критически переоценить уровень безопасности всех действующих и строящихся атомных электростанций. На основе этого анализа на действующих АЭС проведены технические мероприятия, существенно повышающие уровень их безопасности. На энергоблоках с реакторами РБМК выполнены мероприятия, практически исключающие возможность повторения аварии, подобной чернобыльской. На энергоблоках с реакторами ВВЭР-1000 увеличена надежность механической аварийной защиты.

В целях обеспечения уровня безопасности энергоблоков АЭС первого и второго поколений, удовлетворяющего требованиям действующих норм, разработаны проекты реконструкции этих энергоблоков. Принято решение провести реконструкцию энергоблоков первого и второго поколений на Кольской, Ленинградской, Курской, Чернобыльской, Нововоронежской и Белоярской АЭС. Также определены технические мероприятия по повышению уровня безопасности реакторов на быстрых нейтронах БН-350 и БН-600.

Вопросы для самопроверки

1. Какая технология применена для использования изотопа урана U^{238} в реакторах-размножителях?
2. Что применяется в качестве теплоносителя и почему нельзя использовать воду для этих целей в реакторах типа БН?
3. В какой элемент превращается изотоп урана U^{238} в процессе ядерной реакции? Каковы его свойства?
4. Какие элементы ведут себя подобно изотопу урана U^{235} ?
5. Назовите основные элементы ядерного реактора.
6. По каким показателям классифицируются ядерные реакторы?
7. Назовите типы действующих ныне ядерных реакторов.
8. Как решается проблема радиоактивных отходов АЭС?

Лекция 8

ТУРБИНЫ

Впервые созданные в 1890 г. турбины стали основным средством получения электрической энергии и основным типом судового и авиационного двигателя. Турбина обеспечивает очень высокий КПД преобразования внутренней энергии нагретого рабочего тела в энергию вращения вала турбины. Для турбин характерны:

1. малые удельные капитальные вложения на единицу мощности;
2. экономичность обслуживания;
3. высокий КПД (70-80%);
4. равномерность вращения и отсутствие вибрации при работе.

Первые турбины были небольшими и предназначались для военных кораблей.

Рабочее тело поступает в турбину и выходит из нее с постоянным расходом, совершая механическую работу.

Из курса физики за 8-й класс вам известна схема действия простейшей паровой турбины: на вал насажен диск, по ободу которого закреплены лопатки. Около лопаток расположены сопла. Струи пара из сопел оказывают значительное давление на лопатки и приводят диск турбины во вращательное движение. Частота вращения вала достигает 3000 об/мин, что очень удобно. В современных турбинах применяют не один, а несколько дисков, насаженных на общий вал. Пар последовательно проходит через лопатки всех дисков, отдавая каждому из них часть своей энергии. Мощность турбины достигает 1200 МВт.

Специально спрофилированные каналы для разгона рабочей среды и придания потоку определенного направления называются соплами (каналы-для торможения потока и повышения давления – называются диффузорами).

Процессы, проходящие в турбинах, описываются законами термодинамики для потока в работе [1, гл.5, сmp.43], где определено понятие массового расхода рабочего тела.

$$m = \frac{F \cdot c}{V} = const,$$

где F – площадь поперечного сечения канала;

c – скорость рабочего тела;

V – объем.

Постоянство массового расхода определяет условие неразрывности течения в стационарных потоках. Первый закон термодинамики для потока звучит так:

теплота, подведенная к потоку рабочего тела извне, расходуется на увеличение энтальпии рабочего тела, производство технической работы и увеличение кинетической энергии потока:

$$q_{\text{от}} = h_2 - h_1 + l_{\text{тех}} + \frac{c_2^2 - c_1^2}{2},$$

где c_1 и c_2 - скорости на входе и выходе агрегата (турбины, сопло).

Паровые турбины

Турбина является двигателем, в котором теплота рабочего тела – пара (газа) последовательно преобразуется в кинетическую энергию струи, а затем в механическую работу.

Вытекающий из сопла поток рабочего тела обладает большой кинетической энергией и действует на лопатки с силой, которая зависит от формы их поверхности (рисунок 8.1).

Расчеты по уравнению количества движения показывают, что при прочих равных условиях (заданной скорости истечения C_0 и расходе рабочего тела m) с наибольшей силой поток будет воздействовать на лопатку, форма которой обеспечивает его поворот на 180° . Если позволить лопаткам перемещаться под действием струи (пара), то движение газа по схеме б) обеспечит наибольшую мощность, равную произведению действующей на лопатку силы на скорость ее перемещения.

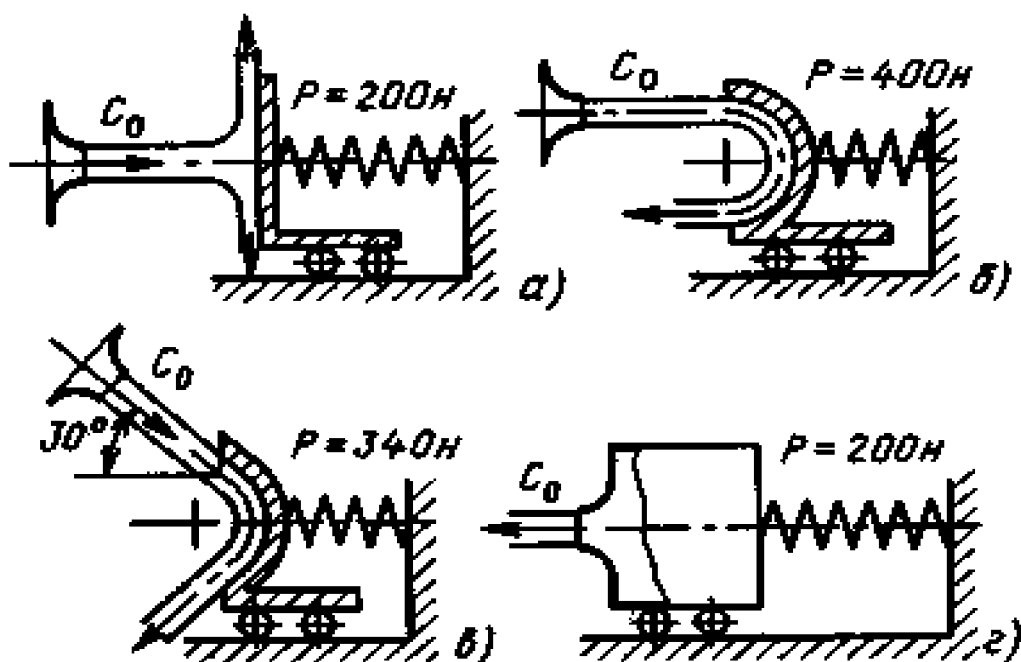


Рисунок 8.1. Схема действия струи газа на поверхности тел различной формы

Отсюда следует, что для получения максимальной работы поток должен не ударяться о поверхность, а обтекать ее плавно, без завихрения. Но использовать наиболее выгодный профиль лопаток не удастся. Практически невозможно при вращательном движении диска с лопатками подать на них газ в направлении, совпадающем с плоскостью вращения.

Поэтому в турбинах струя газа из сопла подается на лопатки под некоторым углом. Причем невозможно конструктивно сделать этот угол меньше $11-16^\circ$. В ряде случаев его делают $20-30^\circ$.

Рассмотренный принцип действия (схемы а), б), в)) потока на поверхности различных форм называют *активным*. Имеет место *реактивный* принцип,

когда сила создается за счет реакции струи, вытекающей из сопла (рисунок 8.1,г). Реактивная сила, приложенная к цилиндру, направлена в сторону, противоположную истечению газов.

Активные турбины

Турбины, в которых весь располагаемый теплоперепад преобразуется в кинетическую энергию потока в соплах, а в каналах между рабочими лопатками расширения не происходит, называются активными или турбинами равного давления.

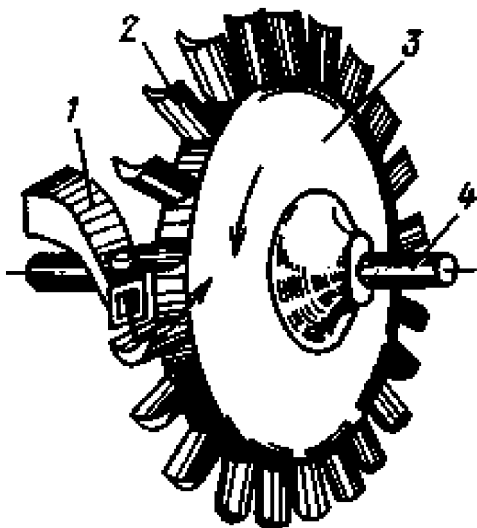


Рисунок 8.2. Схема ступени турбины

В простейшей рабочей турбине рабочее тело поступает в сопло (или группу сопел), разгоняется в нем до высокой скорости и направляется на рабочие лопатки (2). Усилия, вызванные поворотом струи в каналах рабочих лопаток (см. рисунок 8.1,в), вращают диск 3 и связанный с ним вал 4. Диск с закрепленными на нем рабочими лопатками и валом называют *ротором*. Один ряд сопел и один диск с рабочими лопатками составляют ступени. Ступени отделены друг от друга диафрагмами, в которые встроены сопла.

Приращение кинетической энергии на выходе из сопла можно определить по формуле:

$$\frac{c_{1T}^2}{2} - \frac{c_o^2}{2} = h_o - h_{1T},$$

где c_o , h_o – скорость и энтальпия потока перед соплом;

c_{1T} , h_{1T} – теоретическая скорость и энтальпия потока на выходе из сопла.

Если принять, что перед соплами скорость $c_o=0$, то получим:

$$\frac{c_{1T}^2}{2} = h_o - h_{1T} = \Delta h_T,$$

где Δh_T – располагаемый теплоперепад, соответствующий скорости c_{1T} .

В реальных условиях в результате трения и завихрений при течении потока часть кинетической энергии направленного движения молекул превраща-

ется в энергию неупорядоченного движения молекул, что уменьшает скорость потока:

$$C_1 = \varphi_c C_{1T},$$

где φ_c - коэффициент скорости сопла, для сопловых аппаратов современных турбин $\varphi_c = 0,95 \div 0,98$.

Одноступенчатая активная турбина была построена шведским инженером Ловалем в 1886 году. Одноступенчатые турбины Ловаля имеют ограниченную мощность до 1 МВт и низкий КПД.

В одноступенчатой турбине Ловаля весь располагаемый теплоперепад срабатывается в одной ступени и скорости потока в соплах оказываются большими (1400 м/с). Это недопустимо по условиям прочности лопаток. При таких скоростях неизбежны большие потери. Поэтому турбины Ловаля имеют низкий КПД и ограниченную мощность (до 1 МВт).

Все крупные турбины делают многоступенчатыми. Ступени отделены друг от друга *диафрагмами*, в которые встроены сопла. *В таких турбинах давление падает при проходе пара через сопла и остается постоянным на рабочих лопатках.* Абсолютная скорость пара в ступени, называемой ступенью давления, то возрастает в соплах, то снижается на рабочих лопатках (рисунок 8.3).

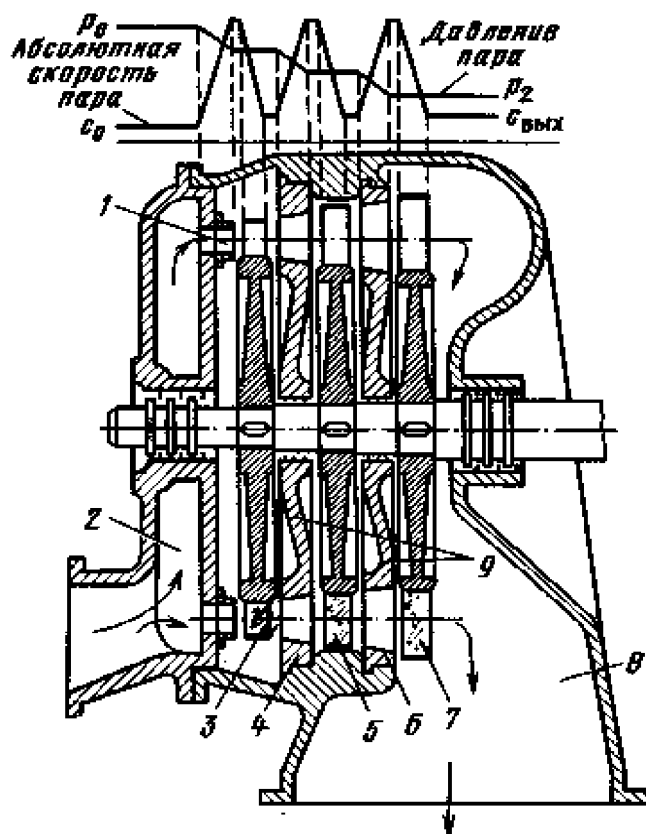


Рисунок 8.3. Изменение давления p и скорости в ступенях активной турбины

Объем пара по мере его расширения увеличивается, и геометрические размеры проточной части по ходу пара возрастают. Если общий теплоперепад

$(h_0 - h_{\text{ВЫХ}})$ распределить поровну между z ступенями, то скорость истечения пара из сопел каждой ступени, м/с:

$$c_1 = \sqrt{\frac{2(h_0 - h_{\text{ВЫХ}})}{z}},$$

где теплоперепад $(h_0 - h_{\text{ВЫХ}})$ – разность энтальпий.

Реактивные турбины

Первая модель двигателя, использующего реактивную силу, была построена Героном Александрийским за 120 лет до н.э. При истечении пара из сопел здесь возникают реактивные силы, вращающие систему против часовой стрелки. Ступень турбины, по модели Герона, представляла бы собой вращающийся диск с соплами, к которым необходимо организовать непрерывный подвод рабочего тела. Ввиду сложности конструирования таких ступеней, а тем более многоступенчатых турбин, чисто реактивные турбины не создавались.

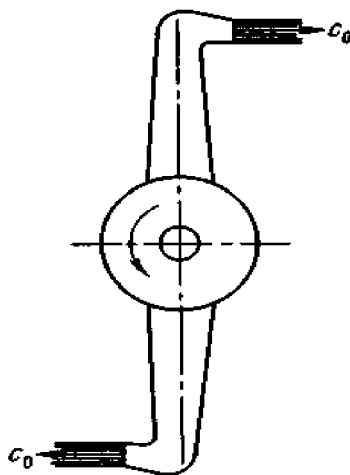


Рисунок 8.4. Схема первой модели реактивной паровой турбины

Реактивный принцип нашел широкое применение лишь в реактивных двигателях летательных аппаратов (ракет, самолетов).

Практически реактивными называются турбины, у которых располагаемый теплоперепад преобразуется в кинетическую энергию потока не только в соплах, но и на рабочих лопатках. Отношение теплоперепада на рабочих лопатках $\Delta h_{\text{л}}$ к располагаемому теплоперепаду $h_{\text{т}}$ (турбины) называется *степенью реактивности*:

$$\omega = \frac{\Delta h_{\text{л}}}{\Delta h_{\text{т}}}.$$

При $\omega=0$ (чисто активная ступень) весь располагаемый теплоперепад, а следовательно, и перепад давлений срабатывается в сопловом аппарате, превращаясь в скоростной напор.

При $\omega=1$ (чисто реактивная ступень) весь располагаемый теплоперепад срабатывался бы на рабочих лопатках.

Современные мощные турбины выполняют многоступенчатыми с определенной степенью реактивности, чаще всего $\omega=0,5$. В каждой ступени такой

турбины расширение рабочего тела происходит не только в сопловых каналах, но и на рабочих лопатках.

Мощность и КПД турбины

Работа турбины, как теплового двигателя, характеризуется внутренней мощностью, развиваемой лопатками, и эффективной (на валу) мощностью. Эффективная мощность N_e меньше внутренней N_i на значение механических потерь (в подшипниках, на привод вспомогательных механизмов и т.д.). Внутренняя мощность N_i меньше мощности N_0 , которую развивала бы идеальная турбина, на значение внутренних потерь (от трения и завихрения каналов, от перетечек пара в зазорах помимо сопел и т.д.).

Внутренний относительный КПД учитывает внутренние потери турбины и определяется соотношением

$$\eta_{oi} = \frac{N_i}{N_0}.$$

Механические потери оцениваются механическим КПД

$$\eta_{мех} = \frac{N_e}{N_i}.$$

Для большинства современных турбин $\eta_{oi}=0,7\div 0,88$;

$$\eta_{мех} = 0,99\div 0,995.$$

Зависимость КПД турбины η_t от температуры поступающего на нее пара t_1 , при $P_1=9,8$ МПа, $P_2=3,9$ кПа, представлена ниже:

$t_1, ^\circ\text{C}$	350	400	500	600
$\eta_t, \%$	40,5	40	42,5	44,2

Классификация паровых турбин

По назначению турбины делятся на:

1. конденсационные с выпуском всего отработанного пара в конденсатор, где поддерживается глубокий вакуум (такие турбины устанавливаются на конденсационных электростанциях для выработки электроэнергии).
2. теплофикационные с регулируемым отбором пара для производственных нужд и теплофикации с минимальным пропуском пара в конденсатор.
3. турбины с противодавлением с выдачей всего отработанного пара для производственных нужд и теплофикации.
4. турбины с ухудшенным вакуумом с выпуском пара в конденсатор с неглубоким вакуумом и с использованием охлаждающей воды для отопления.

По способу расширения пара и действия его на рабочие лопатки турбины делятся на:

- активные турбины;
- реактивные турбины;
- комбинированные турбины.

По числу оборотов различают тихоходные турбины с числом оборотов менее 3000 в минуту и быстроходные с числом оборотов 3000 и более в минуту.

По давлению:

1. турбины низкого давления, использующие отработанный пар с производства;
2. турбины среднего давления от 10 до 30 атмосфер;
3. турбины высокого и сверхвысокого давления от 30 и выше атмосфер.

По числу валов турбины бывают одновальные и многовальные.

По числу цилиндров турбины различаются на одноцилиндровые и многоцилиндровые с цилиндрами высокого, среднего и низкого давления с промежуточным перегревом пара.

Вопросы для самопроверки

1. Сформулируйте первый закон термодинамики для потока рабочего тела.
2. На поверхность какой формы поток действует с наибольшей силой?
3. Что называют ступенью турбины?
4. Как изменяются давление p_0 и абсолютная скорость пара c_0 в ступенях активной и реактивной турбины?
5. Как определяется скорость истечения пара из сопла одной ступени?
6. Что называется степенью реактивности турбины? Какова степень реактивности современных турбин?
7. От чего зависит эффективная мощность турбины?
8. По каким признакам осуществляется классификация турбин? Перечислите основные из них.

Лекция 9

ТЕПЛОФИКАЦИЯ

С увеличением давления пара перед турбиной p_1 при постоянных t_1 и p_2 полезная работа цикла возрастает. В то же время количество подведенной за цикл теплоты q_1 несколько уменьшится за счет уменьшения энтальпии перегретого пара h_1 . Поэтому чем выше давление p_1 , тем больше КПД идеального цикла Ренкина.

Большому давлению перед турбиной соответствует более высокая влажность выходящего из нее пара. Содержание капелек воды в паре увеличивает потери от трения его в проточной части турбины. Поэтому одновременно с повышением давления пара за паровым котлом необходимо повышать и температуру его перегрева, чтобы поддерживать влажность выходящего из турбины пара в заданных пределах.

С этой же целью пар, частично расширившийся в турбине, возвращают в котел и снова перегревают (уже при меньшем давлении), осуществляя так называемый вторичный (а иногда и третичный) подогрев. Одновременно это повышает термический КПД цикла.

Турбины атомных электростанций, работающие на насыщенном паре, имеют специальную конструкцию, позволяющую отводить выделяющуюся при конденсации воду.

Повышение параметров пара определяется уровнем развития металлургии, поставляющей металлы для котлов и турбин. Получение пара с температурой 535-565 °С стало возможным лишь благодаря применению низколегированных сталей, из которых изготавливаются пароперегреватели и горячие части турбин. Переход на более высокие параметры (580-650 °С) требует применения дорогостоящих высоколегированных (аустенитных) сталей.

При уменьшении давления p_2 пара за турбиной уменьшается средняя температура t_2 отвода теплоты в цикле, а средняя температура подвода теплоты меняется мало. Поэтому чем меньше давление пара за турбиной, тем выше КПД паросиловой установки.

Давление за турбиной, равное давлению пара в конденсаторе, определяется температурой охлаждающей воды. Если среднегодовая температура охлаждающей воды на входе в конденсатор составляет приблизительно 10-15 °С, то из конденсатора она выходит нагретой до 20-25 °С. Пар может конденсироваться только в том случае, если обеспечен отвод выделяющейся теплоты, а для этого нужно, чтобы температура пара в конденсаторе была больше температуры охлаждающей воды хотя бы на 5-10 °С. Поэтому температура насыщенного пара в конденсаторе составляет обычно 25-35 °С, а абсолютное давление этого пара p_2 соответственно 3-5 кПа. Повышение КПД цикла за счет дальнейшего снижения p_2 практически невозможно из-за отсутствия естественных охладителей с более низкой температурой.

Имеется, однако, возможность повысить эффективность паросиловой установки путем увеличения, а не уменьшения давления и температуры за тур-

биной до такой величины, чтобы отбросную теплоту (которая составляет более половины всего количества теплоты, затраченной в цикле) можно было использовать для отопления, горячего водоснабжения и различных технологических процессов (рисунок 9.1). С этой целью охлаждающая вода, нагретая в конденсаторе К, не выбрасывается в водоем, как в чисто конденсационном цикле, а прогоняется через отопительные приборы теплового потребителя ТП и, охлаждаясь в них, отдает полученную в конденсаторе теплоту. В результате станция, работающая по такой схеме, одновременно вырабатывает и электрическую энергию, и теплоту. Такая станция называется теплоэлектроцентралью (ТЭЦ).

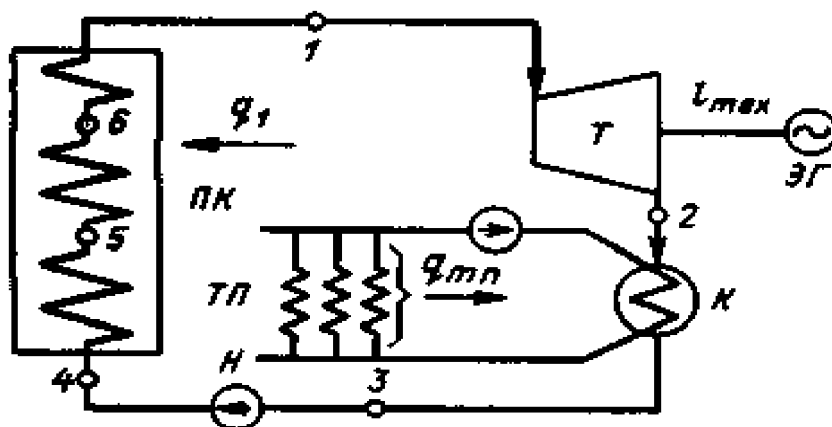


Рисунок 9.1. Схема установки для совместной выработки тепловой и электрической энергии: ПК – паровой котел; Т – паровая турбина; К – конденсатор-подогреватель; Н – насос; ТП – тепловой потребитель. Цифры соответствуют точкам цикла в Т, s - диаграмме

Охлаждающую воду можно использовать для отопления лишь при том условии, что ее температура не ниже 70-100 °С. Температура пара в конденсаторе (подогревателе) К должна быть хотя бы на 10-15 °С выше. В большинстве случаев она получается больше 100 °С, а давление насыщенного пара p_2 при этой температуре выше атмосферного. Поэтому турбины, работающие по такой схеме, называются турбинами с противодавлением.

Итак, давление за турбиной с противодавлением получается обычно около 4 кПа, а не 0,1-0,15 МПа, как за конденсационной турбиной. Это, конечно, приводит к уменьшению работы пара в турбине и соответствующему увеличению количества отбросной теплоты. Это видно на рисунке 9.2, где полезно использованная теплота $q_{ц}$ в конденсационном цикле изображается площадью 1-2'-3'-4'-5-6, а при противодавлении – площадью 1-2-3-4-5-6. Площадь 2-2'-3'-4 дает уменьшение полезной работы из-за повышения давления за турбиной с p_2' до p_2 .

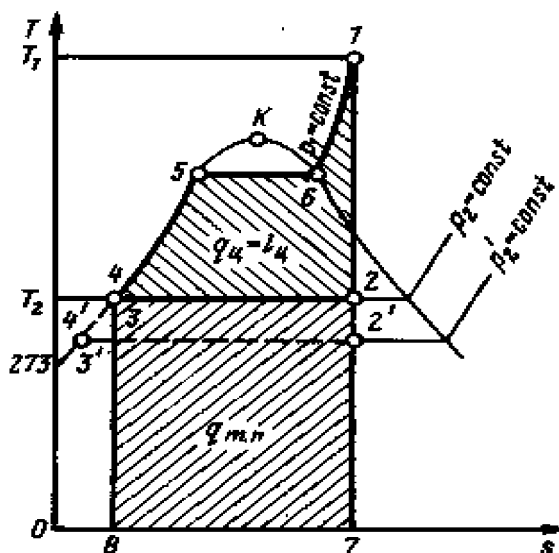


Рисунок 9.2. Теплофикационный цикл в T, s – диаграмме

Термический КПД установки с противодавлением получается ниже, чем конденсационной установки, т.е. в электроэнергию превращается меньшая часть теплоты топлива. Зато общая степень использования этой теплоты становится значительно большей, чем в конденсационной установке. В идеальном цикле с противодавлением теплота, затраченная в котлоагрегате на получение пара (площадь 1-7-8-4-5-6), полностью используется потребителями. Часть ее (площадь 1-2-4-5-6) превращается в механическую или электрическую энергию, а часть (площадь 2-7-8-4) отдается тепловому потребителю в виде теплоты пара или горячей воды.

При установке турбины с противодавлением каждый килограмм пара совершает полезную работу $l_{\text{тех}} = h_1 - h_2$ и отдает тепловому потребителю количество теплоты $q_{\text{т.п}} = h_2 - h'_2$. Мощность установки по выработке электроэнергии $N_0 = (h_1 - h_2)D$ и ее тепловая мощность $Q_{\text{т.п}} = (h_2 - h'_2)D$ пропорциональны расходу пара D , т.е. жестко связаны. Это неудобно на практике, ибо графики потребности в электроэнергии и теплоте почти никогда не совпадают.

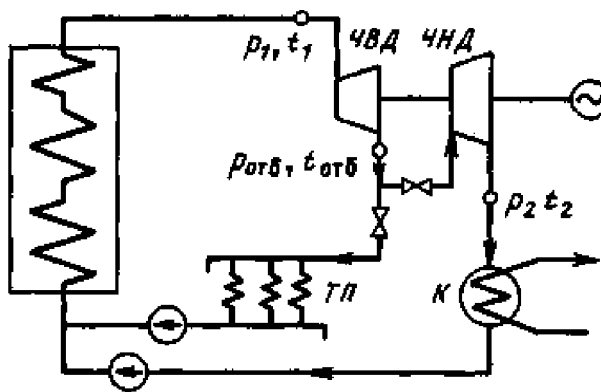


Рисунок 9.3. Установка турбины с регулируемым отбором пара

Чтобы избавиться от такой жесткой связи, на станциях широко применяют турбины с *регулируемым промежуточным отбором пара* (рисунок 9.3). Такая турбина состоит из двух частей: части высокого давления (ЧВД), в которой пар расширяется от давления p_1 до давления $p_{отб}$, необходимого для теплового потребителя, и части низкого давления (ЧНД), где пар расширяется до давления p_2 в конденсаторе. Через ЧВД проходит весь пар, вырабатываемый котлоагрегатом. Часть его $D_{отб}$ (при давлении $p_{отб}$) отбирается и поступает к тепловому потребителю ТП. Остальной пар в количестве D_k проходит через ЧНД в конденсатор К. Регулируя соотношения между $D_{отб}$ и D_k , можно независимо менять как тепловую, так и электрическую нагрузки турбины с промежуточным отбором, чем и объясняется их широкое распространение на ТЭЦ. При необходимости предусматриваются два и более регулируемых отбора с разными параметрами пара.

Наряду с регулируемыми каждая турбина имеет еще несколько *нерегулируемых отборов* пара, используемых для регенеративного подогрева питательной воды, существенно повышающего термический КПД цикла.

Своеобразная «теплофикация» может осуществляться даже на чисто конденсационных станциях, где охлаждающая вода из конденсаторов используется, например, для обогрева бассейнов или водоемов, где искусственно выращивается рыба. Отбросная теплота может использоваться для обогрева парников, теплиц и т.д. Конечно, потребное в районе КЭС количество теплоты для этих целей значительно меньше общего количества отбросной теплоты, но тем не менее такое ее использование является элементом безотходной технологии – технологии будущего.

КПД паросиловых установок в среднем выше, чем у газотурбинных установок, и близок к КПД двигателей внутреннего сгорания. (Как указано выше, температура пара на выходе из конденсационной турбины составляет 28-30 °С.) С другой стороны, большой располагаемый теплоперепад в турбине и связанный с этим относительно низкий удельный расход пара на выработку 1 кВт позволяют создать паровые турбины на колоссальные мощности – до 1200 МВт в одном агрегате! Поэтому паросиловые установки безраздельно господствуют как на тепловых, так и на атомных электростанциях. Паровые турбины применяются также для привода турбовоздуходувки (в частности, в доменном производстве). Недостаток паротурбинных установок – большие затраты металла, связанные прежде всего с большой массой котлоагрегата. Поэтому они практически не применяются на транспорте и их не делают маломощными.

Итак, по виду вырабатываемой энергии ТЭС на органическом топливе подразделяются на конденсационные электрические станции (КЭС) и на теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

На конденсационных электрических станциях устанавливаются турбогенераторы конденсационного типа, которые производят только электрическую энергию (рисунок 9.4).

На теплоэлектроцентрали устанавливаются теплофикационные (рисунок 9.5) и противодавленческие турбогенераторы, а также турбогенераторы с ухудшенным вакуумом.

Ниже приведены типовые схемы КЭС и ТЭЦ, которые широко применяются на практике.

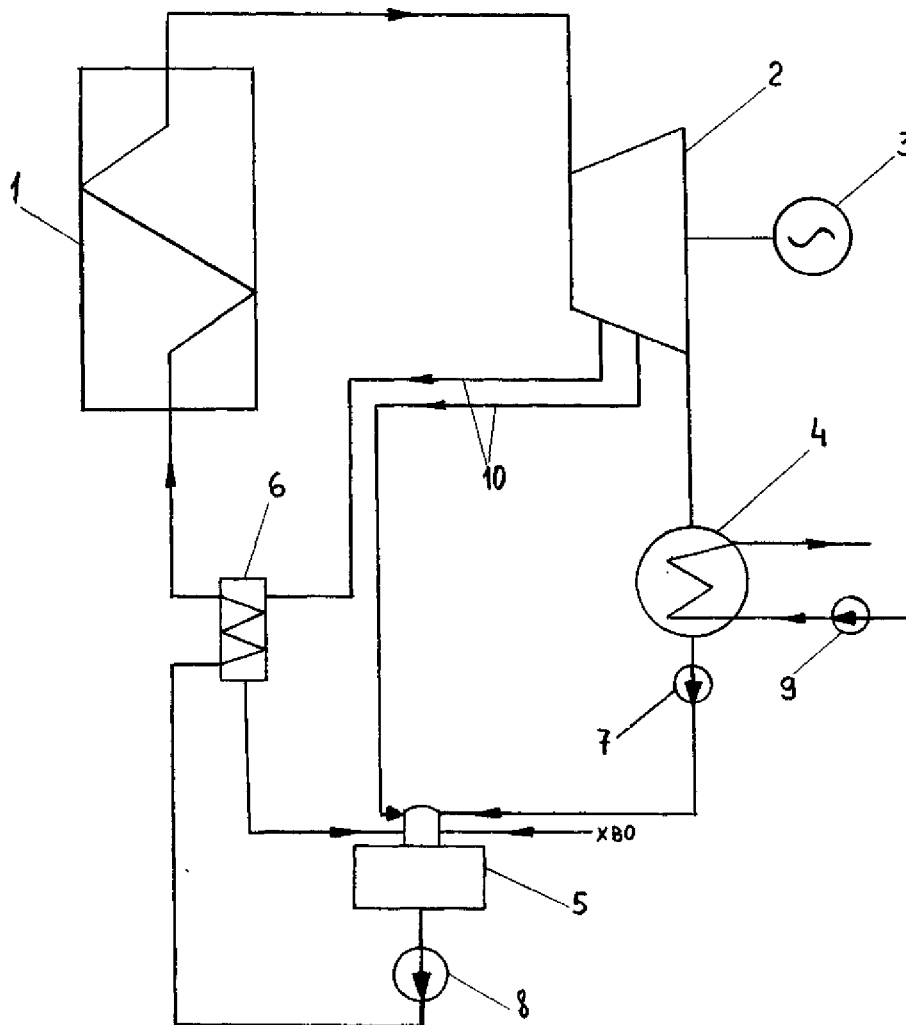


Рисунок 9.4. Типовая схема КЭС: 1 – паровой котел, 2 – конденсационная турбина, 3 – генератор, 4 – конденсатор, 5 – деаэратор, 6 – подогреватель питательной воды высокого давления, 7 – конденсатный насос, 8 – питательный насос, 9 – циркуляционный насос, 10 – нерегулируемые регенеративные отборы пара

На работающих по тепловому графику станциях (ТЭЦ) большая часть пара из регулируемых отборов турбин отбирается на производственные нужды и теплофикации и только минимально – необходимое для вентиляции проточной части турбины направляется в конденсатор. При этом условии удельный расход условного топлива на отпущенный кВт на ТЭЦ значительно ниже, чем на КЭС.

Второй способ отвода теплоты из конденсаторов электростанций заключается в **устройстве искусственного водоема-охладителя** (пруда или озера). Преимущество такого пруда в том, что он обходится недорого, особенно в тех районах, где стоимость земельных участков невысока. При проектировании пруда-охладителя принимают удельную площадь зеркала воды пруда в пределах 0,81-0,9 га на один киловатт установленной мощности.

Если земельные участки стоят дорого, можно устроить брызгальный бассейн – он занимает меньшую площадь, чем пруд-охладитель. Работает брызгальный бассейн по тому же принципу, но испарение, происходящее в результате контакта воды с атмосферным воздухом, становится гораздо интенсивнее, так как вода разбрызгивается над поверхностью бассейна; вот почему бассейн занимает лишь 5% площади, которая потребовалось бы для устройства пруда-охладителя.

Рассмотрим последний способ отвода сбросной теплоты — **применение градирен**. На рис. 9.6 изображены градирни различных типов.

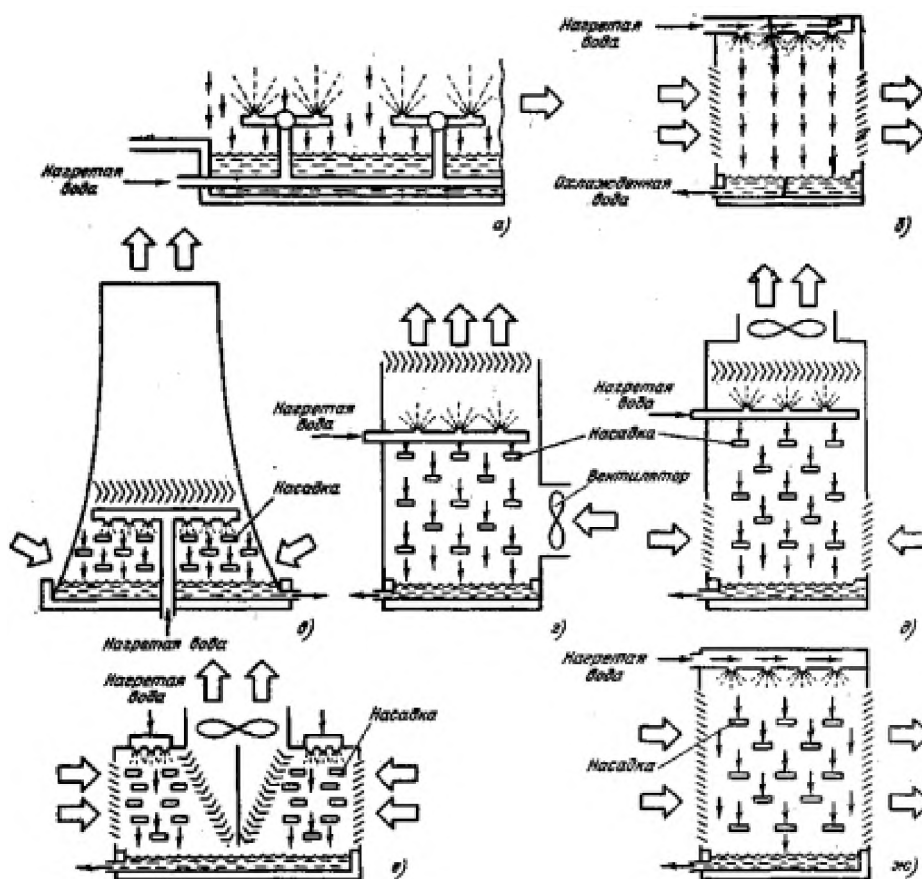


Рисунок 9.6 - Охлаждающие устройства различных типов: а – брызгальный бассейн; б – открытая брызгальная градирня; в – испарительная градирня с гиперболической башней; г - градирня с принудительной циркуляцией воздуха; д – градирня со всасывающим вентилятором и противоточным движением воздуха; е - градирня со всасывающим вентилятором и поперечным движением воздуха; ж – открытая градирня с оросительным устройством

Градирни делятся на сухие (радиаторные) и испарительные. Принцип действия испарительной градирни заключается в том, что вода, стекая по оросителю под действием силы тяжести, вступает в соприкосновение с потоком воздуха. Как уже говорилось, охлаждение воды главным образом (на 75 %) происходит за счет того, что часть ее испаряется. Определенная часть охлаждения достигается за счет эффекта теплопередачи. Интенсивность теплоотдачи зависит от такого параметра, как площадь контакта воды с воздухом. Вода, поступающая в градирню из водораспределительного устройства, стекает на первый из многочисленных слоев *насадки*. Роль насадки, занимающей значительную часть внутреннего объема испарительной градирни, состоит в том, чтобы ускорить рассеяние теплоты: вода разбрызгивается, а следовательно, возрастает орошаемая поверхность, находящаяся в контакте с воздухом.

В большинстве современных испарительных градирен применяется капельный ороситель – вода падает с одного яруса горизонтальных брусков на другой и дробится при этом на капли. В некоторых менее крупных градирнях чаще применяется насадка другого типа – так называемая пленочная. В этих градирнях вода стекает по орошаемому устройству в форме тонкой пленки, занимающей обширную площадь. Пройдя через насадку, охлажденная вода стекает в водосборный резервуар, находящийся в основании башни. Из резервуара ее снова подают туда, где она нагревалась, например в конденсатор пара на электростанции, и начинается очередной цикл отвода теплоты.

Испарительные градирни делятся, в свою очередь, на три основных типа: открытые градирни, градирни с естественной тягой и градирни с принудительной циркуляцией воздуха.

Открытые градирни устроены так, что для потока воздуха через ороситель в них используется сила ветра. Разбрызгиваемая вода охлаждается протекающим воздухом, и теплота отводится в атмосферу. Эти градирни имеют форму прямоугольника, длинная ось которого расположена по направлению господствующего летом ветра. Жалюзи на внешней поверхности шахты предназначены для того, чтобы потери от уноса брызг ветром сократились до минимума. Хотя подобные градирни просты по конструкции и надежны в работе, они обладают рядом существенных недостатков. В настоящее время на электростанциях такие градирни уже не строятся — они занимают большую площадь (их нужно строить на открытом месте, поблизости не должно быть сооружений, препятствующих хорошему продуванию градирни ветром); интервал охлаждения у таких градирен невелик, а строительство их связано с довольно крупными затратами.

Испарительные градирни с естественной тягой сложнее по конструкции; в них перемещение воздуха создается за счет различия в плотности потоков входящего и выходящего воздуха. Другими словами, плотность наружного воздуха несколько выше, чем плотность воздуха, находящегося в башне градирни. Наиболее характерное значение этого перепада плотности — $0,008 \text{ кг/м}^3$. Движущая сила — это разность гидростатических давлений двух столбов воздуха.

Градирни с естественной тягой обладают известными преимуществами по сравнению с градирнями прочих типов. Они производят такое же охлаждающее действие, что и градирни с принудительной вентиляцией, однако при этом лише-

ны механических устройств и не потребляют электроэнергии. Кроме того, их эффективность не зависит от скорости ветра. Градирни с естественной тягой занимают гораздо меньшую площадь. Они работают в оптимальных условиях, при которых поток воздуха направлен навстречу потоку стекающей с оросителя воды, благодаря чему самый холодный воздух сначала соприкасается с самой холодной водой и эффективность охлаждения поэтому не снижается. К недостаткам градирен с естественной тягой следует отнести необходимость сооружения высоких башен и значительные капитальные затраты. Кроме того, трудно с большой точностью регулировать температуру охлажденной воды. В технической литературе чаще всего приводятся следующие оптимальные показатели для таких градирен: интервал охлаждения—14 °С, степень приближения к теоретическому пределу—10 °С.

Третий тип испарительных градирен — это градирни с принудительной вентиляцией. Поток воздуха создается при помощи вентилятора, установленного либо на входе (принудительный поток), либо на выходе (всасываемый поток). Применение вентилятора позволяет регулировать поток воздуха в зависимости от конкретной потребности в охлаждении воды.

Принцип действия испарительных градирен всех типов состоит в том, что теплота удаляется из отработавшего в турбинах пара благодаря процессу испарения воды.

Вопросы для самопроверки

1. Каким образом можно повысить эффективность паросиловой установки путем увеличения давления за турбиной?
2. Какие турбины называются турбинами с противодавлением?
3. Чему равна электрическая и тепловая мощность паросиловой установки?
4. Для чего применяются турбины с регулируемым отбором пара?
5. Какие способы применяются для охлаждения отбросной теплоты?
6. На каком принципе работают градирни с естественной циркуляцией?

Лекция 10

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

Преобразование гидроэнергии в электрическую энергию стало возможным в конце XIX века благодаря открытиям в области физики и техническому прогрессу. Крупные ГЭС начали появляться на рубеже XIX и XX веков. Физические принципы преобразования энергии падающей воды в электрическую энергию довольно просты, однако техническое осуществление такого проекта оказалось в действительности довольно сложным. Строительство плотины требует проведения предварительных работ по изменению русла реки рытьем котлована, и только после этого начинается строительство самой плотины. Она строится из железобетона и представляет собой монолитное сооружение. Вода под напором, создаваемым плотиной, направляется в водовод, который заканчивается турбиной. Турбина вращает вал, соединённый с ротором генератора. Количество вырабатываемой электроэнергии на ГЭС зависит от потенциальной энергии воды, запасённой в водохранилище, и КПД её преобразования в электроэнергию. Мощность ГЭС зависит как от количества воды, так и от перепада между водной поверхностью водохранилища и уровнем установки гидроагрегата:

$$P = \rho g Q H, \quad (10.1)$$

где ρ - удельный вес воды, г/см³; g - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²; Q - расход воды через турбину, м³/с; H - напор воды, м.

Разница между верхним и нижним бьефом водохранилища называется напором. Вода, поступающая на турбину под высоким напором, имеет бо́льшую потенциальную энергию, чем при малом напоре, и поэтому на высоконапорной ГЭС требуется меньший расход воды для получения одинаковой мощности. Чем выше напор, тем меньше габариты турбины, а это, в свою очередь, удешевляет стоимость всего сооружения. Но высокий напор не всегда удаётся создать, поскольку мощность ГЭС и количество вырабатываемой ею электроэнергии в основном зависят от топографических условий в районе размещения водохранилища и тела плотины. К числу высоконапорных ГЭС можно отнести: Вахшскую, Красноярскую, Братскую, Саяно-Шушенскую, ГЭС Гувер в США (штат Аризона) и Асуанский комплекс в Египте. ГЭС Волжского каскада, Новосибирская и Бонневильская на реке Колумбии относятся к категории низконапорных ГЭС. Гидроэнергетический потенциал всех рек мира оценивается в 2857 ГВт, однако маловероятно, что этот потенциал когда-либо будет полностью освоен.

Схемы использования водной энергии и типы гидростанций

В зависимости от того, каким способом создается (концентрируется) напор, различают следующие схемы гидроустановок:

1. Плотинную, при которой весь напор создается плотиной;

2. Деривационную, при которой напор создается деривационными (отводными) сооружениями;
3. Смешанную плотинно-деривационную, при которой напор создается как плотиной, так и деривационными сооружениями.

Плотинные схемы создания напора бывают приплотинные и русловые, представлены на рисунках 10.1 и 10.2. Плотина перегораживает русло реки, в результате чего уровень воды перед плотиной поднимается, образуя водохранилище той или иной емкости.

Водное пространство перед плотиной называется *верхним бьефом* (ВБ), а водное пространство за плотиной называется *нижним бьефом* (НБ).

Разность отметок уровней воды верхнего и нижнего бьефов называется *статическим напором* ($H_{ст}$).

Здание станции располагается или за плотиной (рисунок 10.1), или рядом с плотиной (рисунок 10.2). Поверхность воды в верхнем бьефе перед плотиной образует кривую подпора, длина которой зависит от уклона реки. По этой причине используемый напор $H_{ст}$ несколько меньше располагаемого напора $H_{уч}$, на величину потери напора $h_{кр}$ на участке кривой подпора, т. е.:

$$H_{ст} = H_{уч} - h_{кр} .$$

Деривационную схему создания напора применяют на горных реках, имеющих значительные уклоны.

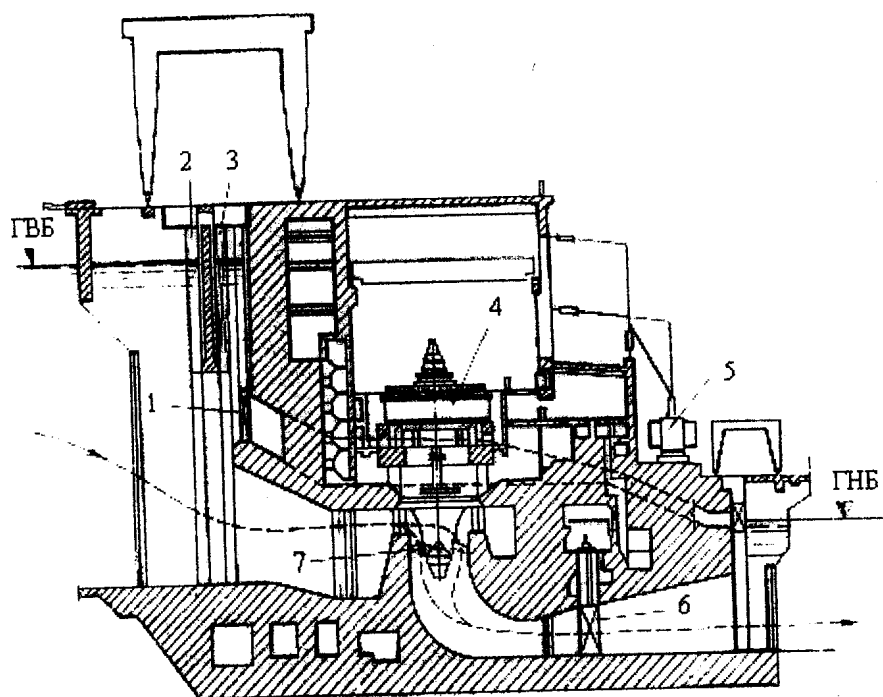


Рисунок 10.1. Поперечный разрез русловой гидроэлектростанции: 1 – затвор водосброса; 2 – паз ремонтного затвора; 3 – основной затвор турбинного водовода; 4 – генератор; 5 – трансформатор; 6 – аварийный затвор; 7 – турбина; ГВБ – горизонт верхнего бьефа; ГНБ - горизонт нижнего бьефа

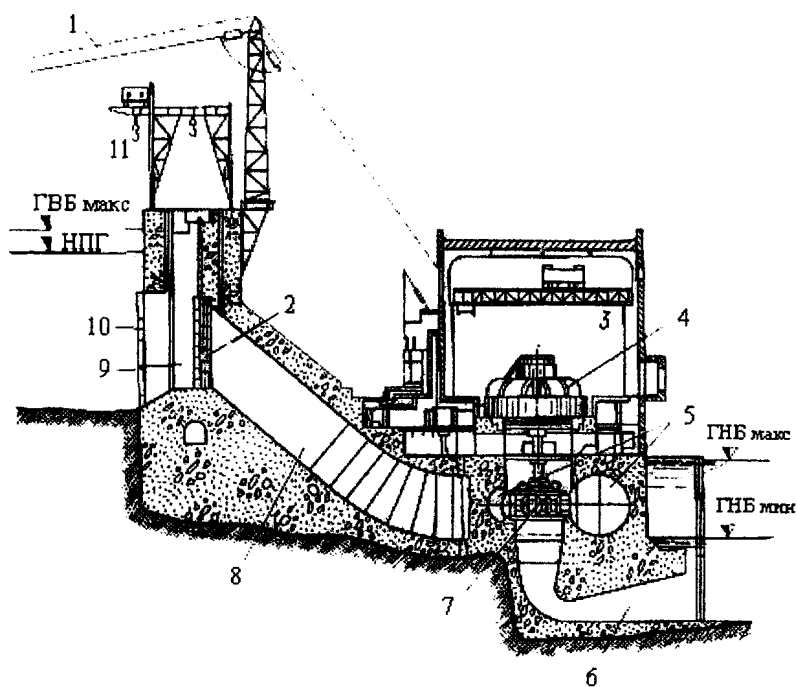


Рисунок 10.2 - Поперечный разрез приплотинной гидроэлектростанции:
 1 – провода на ОРУ; 2 – плоский затвор; 3 – машинный зал; 4 – генератор; 5 – спиральная камера; 6 – отсасывающая труба; 7 – турбина радиально-осевого типа; 8 – турбинный водовод; 9 – глубинный водоприемник; 10 – решетка; 11 – подъемный механизм щитов

При сравнительно прямолинейном русле реки вода отводится из нее открытым каналом, идущим по склону долины (рисунок 10.3.); причем отводному каналу придается уклон значительно меньший, чем уклон реки. Благодаря этому уровень воды в конце канала оказывается на более высокой отметке, чем уровень воды в реке. Таким образом возможно сосредоточить напор воды, который используют для работы турбин гидроэлектростанции. Водовод, по которому вода отводится из реки, называется *деривацией*. В качестве деривации может быть использован открытый канал, туннель, трубопровод и т.д.

Гидроэлектростанции, в которых напор создается деривацией, называются *деривационными*.

В ее состав входят следующие гидротехнические сооружения (рисунок 10.3): плотина 2, обеспечивающая поступление воды в деривацию; открытый деривационный канал 3, проходящий по склону берега реки; напорный бассейн 4, представляющий собой расширенный концевой участок канала и обеспечивающий соединение канала с напорными трубопроводами гидроэлектростанции; напорные трубопроводы 5, по которым вода из напорного бассейна подводится к турбинам станции; здание станции 6, в котором размещается гидромеханическое и электрическое оборудование станции; отводящий канал 7, по которому отработавшая вода от турбин сбрасывается обратно в реку.

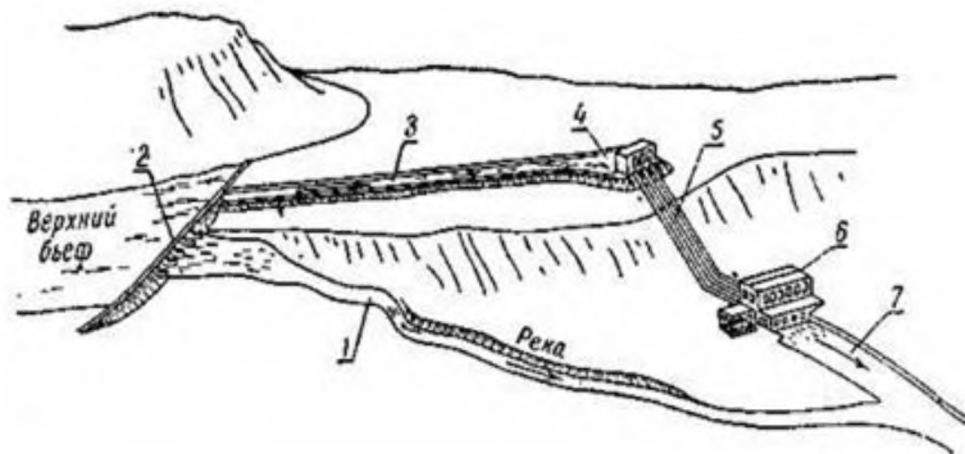


Рисунок 10.3. Общий вид деривационной гидроэлектростанции: 1 - река; 2 – плотина; 3 – открытый деривационный канал; 4 - напорный бассейн; 5 – трубопровод; 6 – здание станции; 7 – отводящий канал

Гидроэнергетический потенциал

В мире потенциал гидроэнергии в целом оценивается в 19000 ТВт · ч/год, а его использование составляет лишь около 9 %. Процент использования гидроэнергии в разных регионах весьма различен, но ещё больше различия по странам (рисунок 10. 4). В настоящее время потенциал гидроэнергии использован в Германии на 75 %, Швейцарии на 80 %, США на 44 %, Канаде на 50 %, Японии на 65 %, Швеции и Италии на 74 %, Франции на 90 % и России на 21 %. Эти данные показывают процент использования гидроэнергии от располагаемого потенциала, который может быть реализован с экономической целесообразностью. Большое внимание в настоящее время уделяется созданию малых ГЭС на небольших реках и разработке бесплотинных ГЭС наплавного типа на реках с высокой скоростью течения.

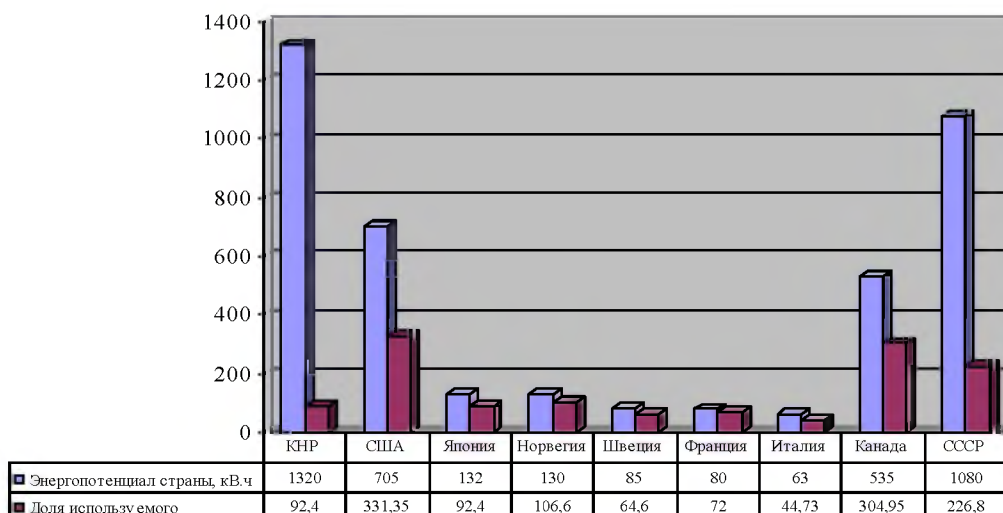


Рисунок 10.4. Располагаемый и используемый потенциал гидроэнергии

Воздействие ГЭС на окружающую среду

ГЭС относятся к установкам, работающим на ВИЭ, но по сравнению с использованием других видов природных ресурсов, преобразование гидроэнергии в электрическую значительно воздействует на окружающую среду. Формы и характер этих воздействий принципиально отличаются от воздействий станций других типов. Но и среди возобновляемых источников энергии гидроэнергия занимает особое место. В процессе создания и в последующей работе солнечных и ветровых преобразователей энергии практически отсутствуют какие-либо значительные отрицательные воздействия на окружающую среду. Промежуточное положение в этой связи занимают приливные станции, так как при их возведении требуется строить плотину для обеспечения подпора воды после отлива, что приводит к необходимости создавать водохранилище с циклическим режимом стоков в течение суток.

Для работы ГЭС надо сооружать постоянные водохранилища с большой площадью зеркала водной поверхности, которая может оказывать значительное вредное воздействие на окружающую среду. Это воздействие может выражаться в следующем.

1. Уничтожение уникальной флоры и фауны в бассейнах рек, например, нарушение путей нереста благородных пород рыб на Енисее.

2. Затопление плодородных почв (ГЭС Волжского каскада, Новосибирская, Бухтарминская ГЭС в Казахстане).

3. Сокращение стока воды ниже плотины по течению.

4. Прекращение сезонных паводков.

5. Нанесение ущерба ландшафту района, где расположено водохранилище.

6. Создание очень большого давления на малый участок поверхности земли.

7. Заиление и засорение водохранилища.

Все водотоки несут с собой наносы, которые, оседая в водохранилище, снижают его полезную ёмкость и ухудшают экологическую обстановку в нём. Поэтому полезное использование ГЭС продолжается от 50 до 200 лет.

При образовании крупного водохранилища создаётся очень большое давление, которое приводит к возникновению напряжений в породах, слагающих дно, и если их не снять, то появляется потенциальный источник землетрясения. В декабре 1967 года в Индии была полностью разрушена плотина Коупа высотой 103 м. Причиной катастрофы явилось землетрясение, эпицентр которого находился непосредственно под телом плотины.

Вопросы экологического воздействия ГЭС на окружающую среду должны стать важнейшими во время предпроектного анализа. По срокам действия последствия создания водохранилищ ГЭС могут быть разделены на две группы. Первая группа - это прямые воздействия, действие которых начинается в период создания водохранилища. Их необходимо учитывать на стадии проектирования:

1) затопление лесных и сельскохозяйственных земель;

2) сокращение продуктивности заливных лугов ниже уровня плотины;

3) отрицательные воздействия в системе рыбоводства.

Другие последствия обнаруживаются спустя 5... 10 лет после заполнения водохранилища, и их особенно важно прогнозировать заранее.

Одним из важнейших факторов, определяющих последствия воздействия водохранилищ на окружающую среду, является площадь водохранилища. Около 88 % общего числа водохранилищ в России сооружены в равнинных условиях, используемые напоры на ГЭС достигают 15...20 м, а площадь зеркала акваторий иногда несколько тысяч квадратных километров. Энергетическая эффективность 1 км² затопляемых земель наименьшая для равнинных водохранилищ в низовьях крупных рек. Удельная плотность затопления в этих условиях изменяется от 5 до 15 км²/тыс.кВт установленной мощности ГЭС. Для водохранилищ ГЭС на горных реках эта величина на 1...2 порядка ниже. Кроме этого существенным фактором воздействия на окружающую среду являются засоление и ощелачивание плодородных земель в районах орошения в случае недостаточного дренажа. По оценкам комиссии ООН, ежегодно из мирового сельскохозяйственного производства выпадает около 300 тыс. гектаров орошаемых земель вследствие засоления при заболачивании. В целом воздействия ГЭС на окружающую среду многочисленны, разнохарактерны по формам и должны учитываться на всех этапах создания электростанции. Поэтому огромное значение имеет применение современных методов системного анализа для выяснения последствий и комплекса взаимосвязей перечисленных явлений.

Классификация гидротурбин

В зависимости от того, какие основные виды энергии преобразуются на колесе турбины, последние делятся на активные и реактивные (таблица 10.1).

Реактивные турбины используют главным образом потенциальную энергию потока. По мере протекания жидкости по каналам рабочего колеса такой турбины избыточное давление все время уменьшается и расходуется на увеличение относительной скорости. Изогнутые лопасти рабочего колеса изменяют направление потока. Таким образом, действие потока на лопасти рабочего колеса реактивной турбины складывается из реактивного давления, возникающего вследствие возрастания скорости потока и из давления, связанного с отклонением потока.

Активные турбины - это такие, в которых используется только кинетическая энергия потока. Весь действующий напор перед входом потока на рабочее колесо должен быть обращен в кинетическую энергию. Давление в процессе работы турбины не изменяется и остается равным атмосферному.

Определение турбин как реактивных и активных является условным. Более правильно называть реактивные турбины – турбинами с избытком давления, а активные турбины – свободноструйными.

Классификация гидротурбин

Тип гидротурбин		Диапазон напоров Н, м	Максимальная мощность, МВт	Диаметр турбины, м
Реактивные	Поворотно-лопастные	2 -90	До 250	10
	Пропеллерные	1,5 - 80	До 150	9
	Диагональные	30 –200	До 700	7,5
	Радиально-осевые	30 -650	До 700	7,5
Активные	Ковшовые	300 - 1700	До 250	6
	Наклонно-струйные	30 – 400	До 5	-
	Двукратные	10 - 100	До 0,15	-

Поворотно-лопастные гидротурбины

Схема устройства поворотно-лопастной гидротурбины с вертикальным валом изображена на рисунке 10.5. Вода из водохранилища подводится к турбинной камере 9, проходит через статор турбины 10, направляющий аппарат 2 и попадает на рабочее колесо 1, затем вода поступает в отсасывающую трубу 11, откуда уходит в нижний бьеф. Рабочее колесо турбины закреплено на вертикальном валу 4, который фиксируется подшипником 5. Вал турбины соединен с валом генератора 3. Согласование режима работы турбины с внешней нагрузкой (регулирование турбины) производится регулятором 7. Лопатки направляющего аппарата поворачиваются с помощью сервомотора 6, масло к которому подается из маслонапорной установки 8.

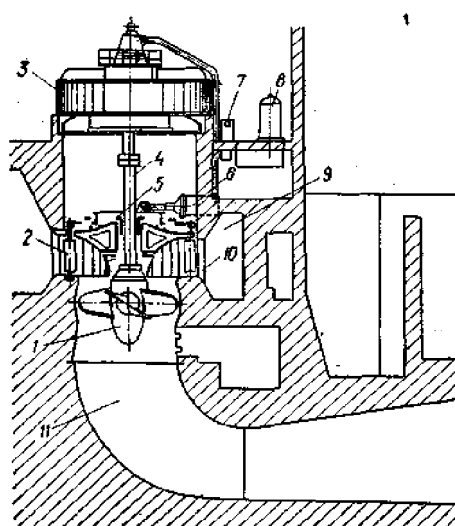


Рисунок 10. 5. Схема устройства поворотно-лопастной гидротурбины

Турбинная камера служит для подвода воды к рабочему колесу турбины с возможно минимальными гидравлическими потерями.

Статор турбины и вертикальный вал передают нагрузки на фундамент установки от веса неподвижных и вращающихся частей турбины и генератора, осевого давления воды на рабочем колесе турбины и веса бетонного перекрытия.

В зависимости от величины напора, размеров и конструктивных особенностей гидроагрегатов статоры могут иметь различную конструкцию:

- 1) отдельные колонны с опорными фланцами в верхней и нижней частях;
- 2) колонны, объединенные верхним опорным кольцом, а внизу опирающиеся на бетон через отдельные фланцы;
- 3) колонны, сверху и снизу объединенные кольцами (рисунок 10. 6).

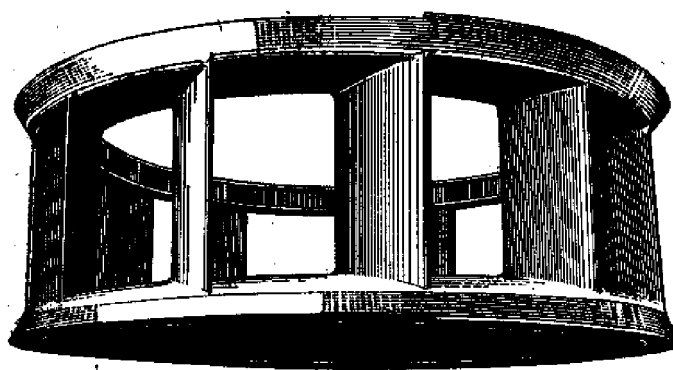


Рисунок 10. 6. Общий вид статора реактивной турбины

Для рабочего процесса в турбине статор не нужен, он применяется только как несущая конструкция. Для уменьшения сопротивления потоку воды колоннам статора придают обтекаемую форму.

Направляющий аппарат турбины придает потоку воды определенное направление при входе на рабочее колесо. Изменением просветов между лопатками направляющего аппарата регулируют расход воды.

Принципиальная схема механизма привода направляющего аппарата показана на рисунке 10.7.

Каждая лопатка имеет верхнюю и нижнюю цапфы, которыми она устанавливается и направляется в верхнем и нижнем кольцах направляющего аппарата. На концы верхних цапф лопаток, выступающих над крышкой турбины, насажены кривошипные 1, которые посредством серег 2 соединены с регулирующим кольцом 3. Эти три элемента и представляют особое звено механизма.

На рисунке 10.7, *а* лопатки показаны в положении полного закрытия. Если регулирующее кольцо будет поворачиваться против часовой стрелки, то все кривошипные и лопатки направляющего аппарата будут поворачиваться на один и тот же угол и направляющий аппарат будет открываться. На рисунке 10.7, *б* показано положение всех элементов механизма при полном открытии направляющего аппарата.

Регулирующее кольцо поворачивают масляные сервомоторы (см. рисунок 10.5), которые представляют собой цилиндры с поршнями и штоками. Когда масло подается под напором из маслонапорной установки 8 (см. рисунок 10.5) в цилиндр, поршень начинает двигаться, увлекая за собой регулирующее кольцо направляющего аппарата.

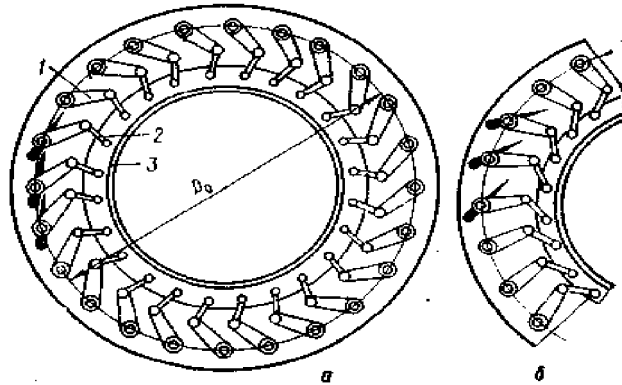


Рисунок 10.7. Механизм поворота направляющего аппарата: а – аппарат закрыт; б – аппарат открыт

Рабочее колесо поворотно-лопастной турбины (рисунок 10.8) состоит из втулки 1 с обтекателем 3 и прикрепленных к ней лопастей 2, число которых может быть 4÷8. Так, при напорах до 20 м лопастей бывает четыре, а при напорах свыше 60 м – восемь.

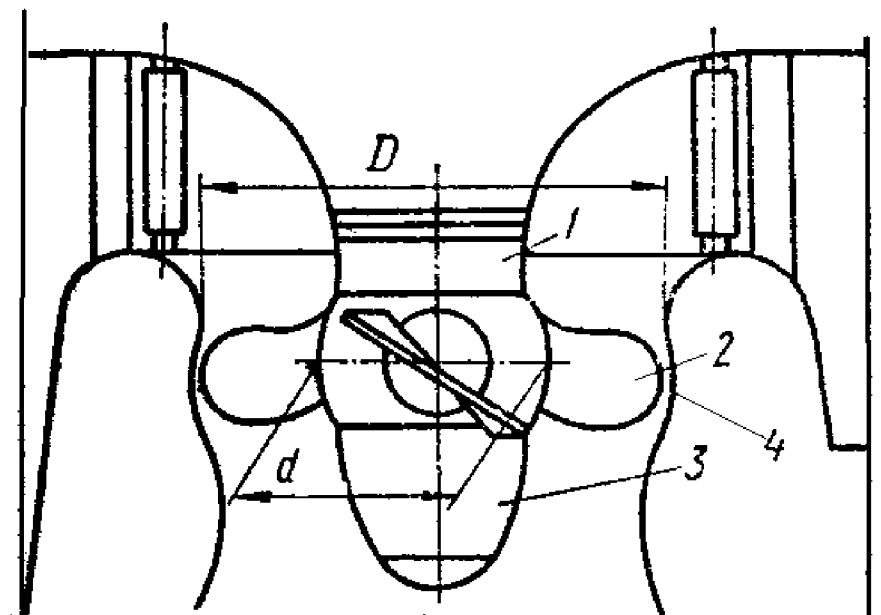


Рисунок 10.8. Рабочее колесо поворотно-лопастной турбины

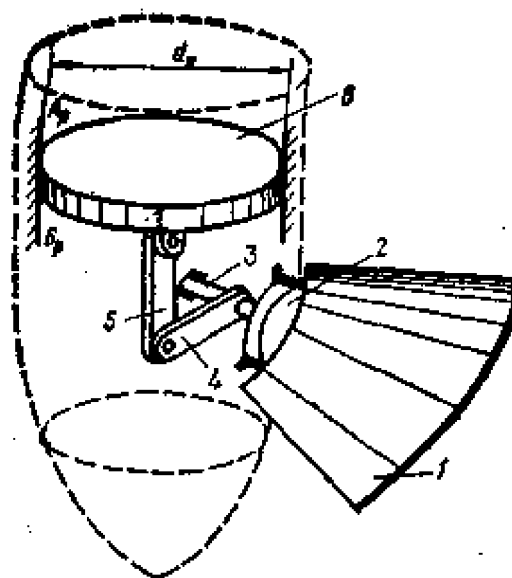


Рисунок 10.9. Схема поворота лопастей рабочего колеса

Поворот лопастей рабочего колеса происходит с помощью механизма поворота. Принципиальная схема такого механизма показана на рисунке 10.9. Лопасть 1 с фланцем 2 жестко скреплена с осью 3, которая может поворачиваться в подшипниках.

Придавая лопастям различное положение, сохраняют высокое значение КПД турбины при изменении величины расхода воды, проходящей через нее. Управление разворотом лопастей осуществляется регулятором турбины. При изменении нагрузки регулятор автоматически меняет открытие направляющего аппарата и одновременно угол φ° разворота лопастей рабочего колеса. При этом каждой величине открытия направляющего аппарата соответствует определенный угол разворота лопастей рабочего колеса, при котором КПД турбины будет наибольшим.

Лопастни испытывают совместное действие нагрузки от потока воды и центробежных сил собственной массы, постоянно находятся в коррозионной среде и подвергаются кавитационному разрушению. Поэтому для изготовления лопастей небольших турбин применяют высокопрочную и устойчивую против кавитации углеродистую сталь, а для лопастей крупных турбин – высокохромистую сталь. В последнее время начали изготавливать биметаллические лопасти, отлитые из углеродистой стали и облицованные листами нержавеющей стали.

Вал турбины предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Для обеспечения надежной работы вал изготавливают из высококачественной стали.

Валы турбины и генератора по всей своей длине имеют осевое отверстие, в котором помещены трубопроводы для подачи масла в сервомотор рабочего колеса.

Отсасывающая труба (см. рисунки 10.1, 10.2) – необходимая принадлежность реактивных турбин. Она позволяет установить турбину выше уровня

нижнего бьефа, а также восстанавливает кинетическую энергию потока воды, сходящего с рабочего колеса.

Вопросы для самопроверки

1. От чего зависит мощность ГЭС?
2. Назовите существующие схемы использования водной энергии.
3. Перечислите отрицательные воздействия водохранилища на окружающую среду.
4. Что необходимо учитывать при проектировании гидроэлектростанций?
5. Как классифицируются гидравлические турбины?
6. Какова конструкция поворотно-лопастной турбины? На каких напорах она используется?
7. Поясните назначение основных конструктивных узлов турбины: турбинной камеры, направляющего аппарата, статора турбины, рабочего колеса и отсасывающей трубы.

Лекция 11

ПРОПЕЛЛЕРНЫЕ ТУРБИНЫ

Из таблицы 1 видно, что пропеллерные и поворотные-лопастные турбины применяют при почти одинаковых напорах. Пропеллерная турбина отличается от поворотной-лопастной только конструкцией рабочего колеса и механизмов его обслуживания. Лопасти рабочего колеса этой турбины (рисунок 11.1) соединяются с втулкой жестко. Главным недостатком пропеллерных турбин является то, что отклонение нагрузки от расчетной приводит к резкому снижению их КПД. Вследствие этого они не выгодны в эксплуатации в тех случаях, где происходят значительные колебания нагрузки. Пропеллерные турбины устанавливаются преимущественно на гидроэлектростанциях малой мощности, а также на гидроэлектростанциях большой мощности со значительным количеством агрегатов. На таких гидроэлектростанциях пропеллерные турбины работают с постоянной мощностью, а поворотные-лопастные – с переменной.

Поворотные-лопастные турбины сложнее по конструкции, больше весят и стоят дороже равных по мощности и напору пропеллерных турбин. Однако энергетические преимущества поворотных-лопастных турбин в условиях работы с переменными мощностями и напорами настолько велики, что они заняли господствующее положение в области напоров до 80 м.

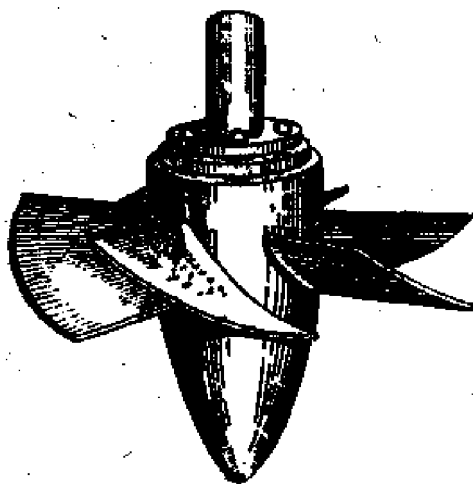


Рисунок 11.1. Рабочее колесо пропеллерной турбины

Радиально-осевые турбины

По производству радиально-осевых турбин в свое время наша страна занимала ведущее место в мире. На Красноярской ГЭС работают изготовленные на ЛМЗ турбины, имеющие диаметр рабочего колеса 7,5 м и развивающие мощность 508000 кВт при напоре 95 м [13]. Еще более мощные турбины установлены на Саяно-Шушенской ГЭС.

Схема конструкции вертикальной радиально-осевой турбины в значительной степени аналогична схеме поворотной-лопастной турбины.

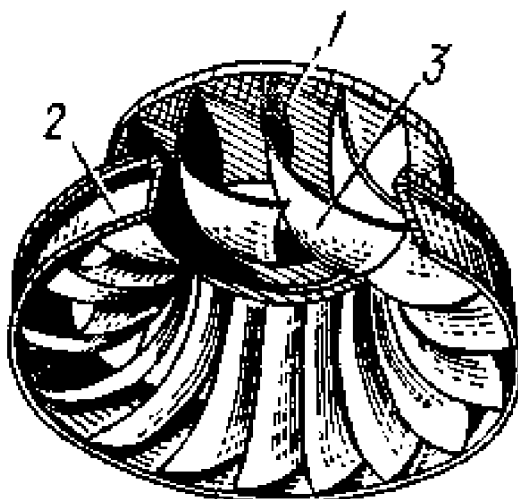


Рисунок 11.2. Рабочее колесо радиально-осевой турбины

Вода к турбине подводится, как правило, по спиральной турбинной камере круглого сечения. Далее вода проходит через статор и направляющий аппарат описанной выше конструкции. Рабочее колесо (рисунок 11.2) имеет ступицу 1, нижний обод 2, между которыми расположено от 14 до 22 лопастей 3. Они имеют сложную поверхность двойкой кривизны. В средних и крупных турбинах колеса бывают цельнолитыми. Особенно крупные рабочие колеса, которые целиком невозможно транспортировать, делают разъемными и собирают при монтаже на месте установки. Лопасти для малых турбин изготавливают методом штамповки и затем жестко соединяют с чугунной ступицей и нижним ободом.

Поскольку лопасти рабочего колеса не могут поворачиваться, КПД радиально-осевой турбины при отклонении режима ее работы от оптимального снижается больше, чем у поворотной-лопастной турбины.

При высоких напорах и скоростях течения воды поверхности рабочих колес интенсивно изнашиваются, поэтому их изготавливают из углеродистой стали повышенной прочности или из нержавеющей стали.

С увеличением напора форма рабочего колеса меняется: отношение выходного диаметра к входному и относительная высота направляющего аппарата уменьшается.

За номинальный диаметр рабочего колеса D_1 принимается наибольший диаметр расположения входных кромок рабочего колеса.

Для уменьшения перетока воды между вращающимся рабочим колесом и неподвижной камерой рабочего колеса предусматриваются специальные устройства. Так, для турбин Красноярской ГЭС применено щелевое уплотнение, имеющее очень небольшой радиальный зазор между вращающимися и неподвижными частями (1-1,5 мм). В высоконапорных турбинах ($H > 100 \div 150$ м) для этих целей применяются лабиринтные уплотнения.

Диагональные гидротурбины

Диагональная поворотно-лопастная турбина (рисунок 11.3) является промежуточным типом между радиально-осевыми и поворотно-лопастными турбинами и может найти применение при напорах 30-200 м. В этой турбине сочетаются положительные качества поворотно-лопастных турбин, сохраняющих высокий КПД при разных режимах работы, с хорошими кавитационными свойствами радиально-осевых турбин.

Такая турбина в СССР была предложена профессором В.С. Квятковским в 1950 году. Ее характерная особенность – наклонное под углом к оси турбины расположение поворотных лопастей 5 рабочего колеса (рисунок 11.3). Вследствие этого проточный тракт турбины получается спрямленным (нет поворота закрученного потока в предлопастном пространстве). Кольцевой поток за рабочим колесом сливается плавно в цилиндрический, не образуя под коротким обтекателем зоны с водоворотом и обратными скоростями. При одинаковых напорах и диаметрах диагональная турбина пропускает большой расход и дает большую мощность, и у нее почти на 50% больше частота вращения, что удешевляет генератор. Конструкция такой турбины разработана на ЛМЗ для Бухтарминской ГЭС. При напоре $H=61$ м она развивает мощность 77 000 кВт. Натуральные испытания, проведенные в 1968 г., когда диагональная турбина проработала на Бухтарминской ГЭС около 10 000 ч, показали, что ее КПД выше, чем радиально-осевой, а рабочая характеристика получается более пологой. Но в кавитационном отношении диагональная турбина несколько хуже радиально-осевой.

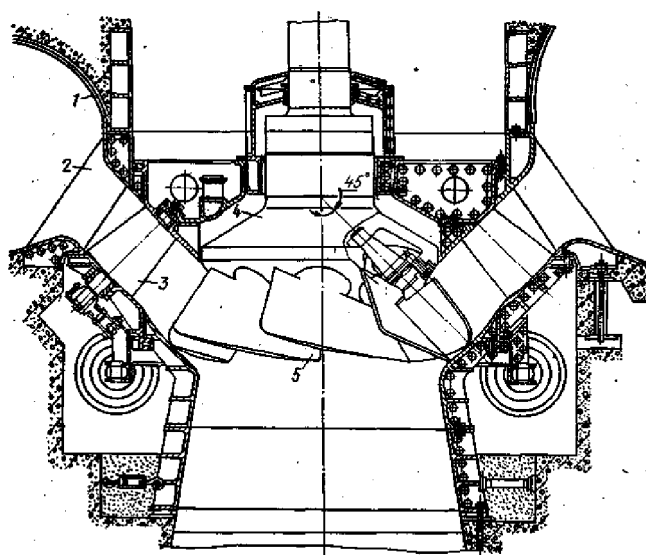


Рисунок 11.3. Диагональная поворотно-лопастная турбина

Угол наклона осей поворотных лопастей рабочего колеса к оси турбины у диагональных турбин может быть 60° , 45° и 30° . При угле 60° турбина становится быстроходной и ее следует применять для напоров 30-60 м; при угле 45° диагональная турбина средней быстроходности предназначается для напоров 60-120 м, а тихоходные турбины с углом 30° – для напоров 120-200 м.

Ковшовые турбины

Наиболее распространенными из активных гидравлических турбин являются ковшовые. Значительно реже и только для малых мощностей применяются наклонно-струйные и двукратные турбины.

На рисунке 11.4 приведена схема горизонтальной ковшовой турбины. Вода подводится к турбине по напорному трубопроводу 1, имеющему в конце сопло 2. Из сопла струя воды с большой скоростью попадает на лопасти (ковши) 4 рабочего колеса. Сходящая с рабочего колеса вода попадает в отводящий канал. Колесо вращается на горизонтальном валу 5, соединяющем его с генератором. Расход воды регулируется с помощью выдвигной иглы 7, расположенной в сопле, и отсекаателя 3. Вся турбина заключена в кожух 6.

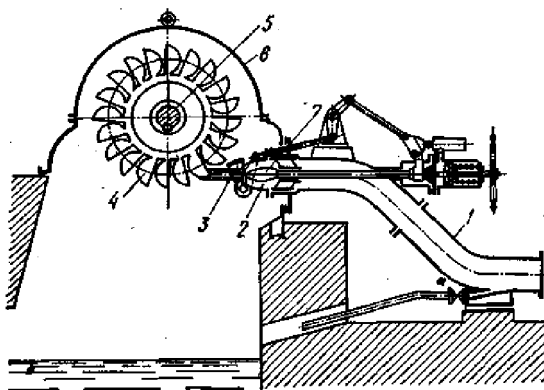


Рисунок 11.4. Схема устройства горизонтальной ковшовой турбины

Рабочее колесо ковшовой турбины состоит из диска со ступицей, к которому прикрепляют от 14 до 60 ковшей. Когда диск, ступица и ковши отлиты вместе, колесо называется *цельнолитным*. У крупных турбин ковши отливают отдельно и крепят болтами. На один горизонтальный вал можно насаживать не более трех колес.

Ковш (рисунок 11.5) имеет вид двух спаренных полуэллипсоидальных поверхностей, в месте соприкосновения образующих общее лезвие. Струя воды круглого сечения рассекается этим лезвием пополам, и обе половины растекаются в разные стороны. Вода сходит с ковша с небольшой абсолютной скоростью, а направление движения воды меняется почти на противоположное начальному.

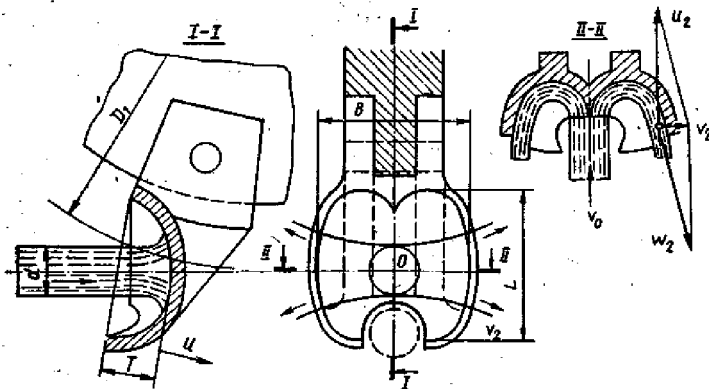


Рисунок 11.5. Схема ковша

Регулирование речного стока

Суточное и недельное регулирование

Цель суточного регулирования стока — обеспечить при постоянном расходе воды в реке в течение суток неравномерное потребление воды гидроэлектростанцией. На рисунке 11.6 представлен суточный график нагрузки ГЭС, его можно перестроить в график водопотребления, пользуясь формулой:

$$Q = \frac{P}{8H},$$

где P — потребная мощность по графику нагрузки;

H — напор ГЭС (m), который определяется ориентировочно по среднесуточному расходу воды в реке.

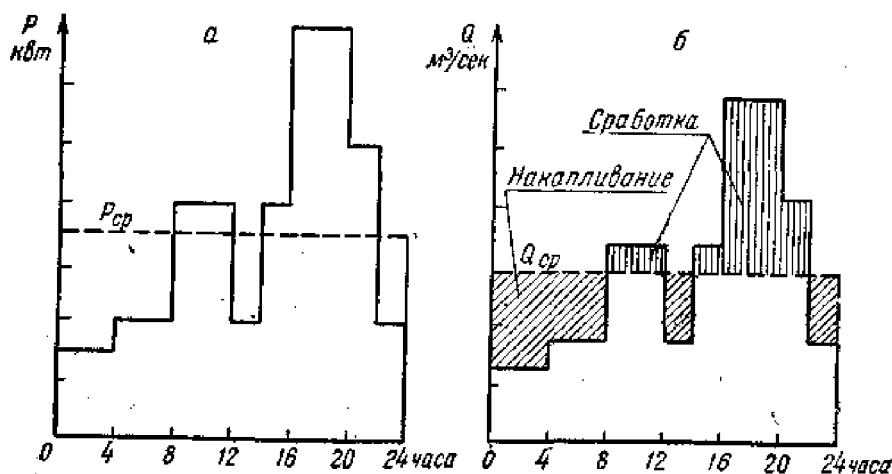


Рисунок 11.6. Суточное регулирование стока: а — график нагрузки; б — график водопотребления

График водопотребления ГЭС представлен на рисунке 11.6,б. Площадь, ограниченная графиком потребления воды, представляет полное суточное количество воды, необходимое для удовлетворения заданного графика нагрузки. Если разделить это количество воды на число секунд в сутки, то получим средний расход воды в $m^3/сек$, показанный на графике средней ординатой $Q_{ср}$.

Если расход воды в реке Q_B равен (или больше) среднему расходу графика потребления, т.е. $Q_B \geq Q_{ср}$, то воды в реке достаточно для удовлетворения графика. Из графика водопотребления видно, что в некоторые часы суток воды в реке больше, чем требуется для ГЭС, а в другие часы — меньше. Чтобы использовать всю протекающую воду, необходимо запастись ее в часы малого потребления, а затем расходовать в часы повышенного потребления.

Площадь провалов графика водопотребления ниже $Q_{ср}$ (косая штриховка) равна объему накопленной воды в часы малого водопотребления, а площадь выше $Q_{ср}$ — объему воды, который нужно сработать для удовлетворения графика нагрузки в часы повышенного потребления воды (прямая штриховка). Объем накопленной воды в часы малой нагрузки должен быть не менее объема сработки в часы пик.

Наибольшая площадь непрерывного накапливания воды или ее сработки ориентировочно определит необходимый полезный объем водохранилища.

На рисунке 11.6,б наибольшая площадь соответствует периоду непрерывной сработки от 14 до 22 часов.

Если секундный расход воды в реке меньше среднего расхода графика водопотребления, т. е. $Q_B < Q_{CP}$, то в этом случае может быть удовлетворена только часть графика водопотребления (нагрузки).

Недельное регулирование стока применяют при энергоснабжении электростанцией предприятий, имеющих общие выходные дни, когда все предприятия не работают, и потребление воды ГЭС в этот период сокращается.

Сезонное регулирование стока

Под *сезонным* регулированием следует понимать внутригодовое выравнивание стока в течение всего года (полное годовое регулирование) или до отдельного сезона, месяца или даже декады (частичное сезонное регулирование). Необходимость сезонного регулирования вызывается резкими колебаниями стока в течение года и несовпадением его по времени с потребностью в воде.

На рисунке 11.7 представлен график сезонного регулирования. В период весеннего половодья часть стока задерживается в водохранилище, что дает возможность в дальнейшем увеличить расходы воды на гидростанции в маловодные периоды года до величины Q_p . Максимальный используемый расход на ГЭС определяется пропускной способностью турбин $Q_{МАКС}$. Вследствие неполного регулирования стока часть его сбрасывается в нижний бьеф через плотину.

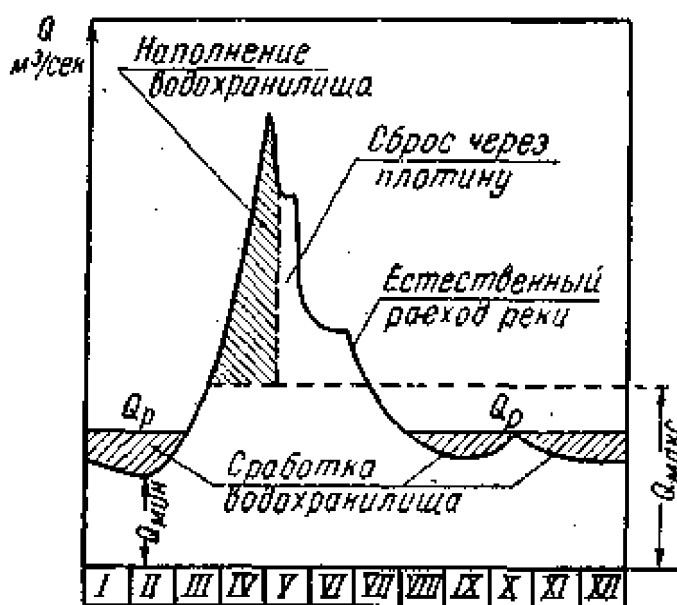


Рисунок 11.7. Сезонное регулирование стока

Водохранилище сезонного регулирования может выполнять также функции недельного и суточного регулирования.

Многолетнее регулирование служит для выравнивания стока на протяжении ряда лет. Это достигается задержанием в водохранилище стока многоводных лет и пополнением им стока в маловодные периоды.

Этот вид регулирования является высшей степенью регулирования и требует возведения водохранилищ наибольшего объема. При расчете регулирования стока определяют необходимый полезный объем водохранилища при работе ГЭС по заданному графику нагрузки или величину возможного водопотребления, исходя из полезного объема водохранилища.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите достоинства и недостатки пропеллерной турбины. Чем она отличается от поворотно-лопастной?
2. Поясните конструкцию радиально-осевой турбины.
3. Где применяются радиально-осевые турбины и каковы их преимущества?
4. Назовите отличия, преимущества и недостатки диагональных гидротурбин.
5. Расскажите о принципе действия ковшовой турбины.
6. Что понимаем под регулированием речного стока? Для чего применяют суточное и недельное регулирование?
7. Как осуществляется сезонное и многолетнее регулирование?

Лекция 12

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГЭС

Основные задачи эксплуатации ГЭС кратко можно сформулировать так:

1. Выработка максимально возможного количества электроэнергии высокого качества по заданному графику нагрузки при наименьшей ее стоимости;
2. Безаварийная работа всех сооружений, установок и оборудования ГЭС и содержание их в полной исправности;
3. Постоянный надзор за сооружениями и оборудованием для обеспечения продолжительного срока службы;
4. Проведение ремонтов сооружений и оборудования. На каждой ГЭС должны быть нанесены и закреплены следующие характерные горизонты воды:
 - отметки высшего горизонта воды в верхнем и нижнем бьефе (ВГВ);
 - отметки низших горизонтов воды в верхнем и нижнем бьефах (НГВ);
 - отметка нормального подпертого горизонта (НПГ).

Особенности эксплуатации ГЭС.

Работа ГЭС в зимнее время и пропуск паводка

Зимний период в работе ГЭС наиболее ответственный, т.к. с понижением температуры на реках появляется ледяной покров, а при переохлаждении потоков и водоемов образуется донный лед и шуга.

Донный лед - внутриводный лед, образуется на дне реки и остается там до тех пор, пока слой его не достигнет толщины, при которой сила плавучести превысит силу сцепления с дном. Чаще всего донный лед образуется на подводных камнях, металлических частях сооружений.

Шуга - это плывущая в воде губчатая непрозрачная масса льда, образовавшаяся из всплывшего донного льда или кристаллов, образовавшихся во взвешенном состоянии на поверхности воды.

Донный лед, всплывая, поднимает на поверхность вмержшие в него камни, песок, ил. Особенно много шуги бывает на горных незамерзающих реках.

Для борьбы с образованием шуги в период ледостава необходимо обеспечить быстрое образование ледяного покрова в верхнем бьефе. Для этого следует переходить на работу ГЭС с равномерным режимом нагрузки и поддерживать уровень верхнего бьефа на высоких и постоянных отметках. Чтобы не разрушать ледяного покрова водохранилища, надо избегать резких колебаний горизонтов водохранилища.

Чтобы избежать давления льда на затворы плотины, перед ними выдерживают свободное ото льда пространство до 1,5 метров.

Наиболее эффективными мероприятиями для предупреждения обмерзания (мусоросборных) решеток является их электрообогрев.

Главная задача эксплуатации в весеннее время - пропустить лед и паводок через сооружения гидростанции, наполнить водохранилище до наивысшей отметки и выработать электроэнергию согласно графику.

Все эксплуатационные работы можно разбить на 4 этапа:

1. Подготовительные меры:

- а) уточнение величины и времени ожидаемого половодья;
- б) подготовка сооружений к пропуску паводковых расходов и льда.

2. Пропуск льда – лед пропускают через водосбросы или задерживают его в водохранилище. При большом объеме водохранилища лед размалывается, дробится взрывами и ледорезами.

3. Пропуск паводковых вод

– производят по заранее разработанной схеме. Условия сброса воды через водосливные отверстия (в обычное время перекрытые затворами) должны быть такими, чтобы работа гидротурбин была наиболее выгодной. Во время обильных паводков излишняя вода сбрасывается в нижний бьеф только после (полного) заполнения водохранилища.

4. Послепаводковый период:

- а) выявляют неисправности и повреждения;
- б) определяют объем ремонтно-восстановительных работ.

Сброс воды в нижний бьеф – весьма ответственная задача эксплуатации.

В большинстве случаев неправильная эксплуатация сооружений при сбросе воды ведет к авариям и разрушениям в нижних бьефах приплотинных установок. Аварии могут произойти при полном открытии части отверстий плотины и низких горизонтах воды в нижнем бьефе или же при неудачном распределении по фронту плотины работающих отверстий. Неправильная эксплуатация чрезвычайно опасна, т.к. приводит к возникновению сбойных течений. А при возникновении сбойности поток движется с громадными скоростями, разрушая крепление и размывая дно русла.

Чтобы не вызвать размыва берегов, для эксплуатирующих служб разработаны комплексы мероприятий для грамотного манипулирования затворами водосливных плотин.

Каскад ГЭС

На одной ГЭС удается использовать энергию сравнительно небольшого участка реки. Увеличение длины используемого участка реки на приплотинной ГЭС требует создания высоких плотин. Это приводит к затоплению и подтоплению значительных площадей полезных земель и населенных пунктов. Сравнительные экономические подсчеты показали, что наиболее выгодным вариантом использования энергии водотока является устройство каскада ГЭС (ряда ступеней).

На рисунке 12.1 показана схема использования участка равнинной реки в одной ступени с напором H и в трех ступенях с напорами H_1 , H_2 и H_3 . Обычно $\sum H_i = H_1 + H_2 + H_3 < H$.

Число ступеней в каждом конкретном примере определяется на основе энергоэкономических расчетов.

Примером каскадных ГЭС могут служить каскад Братской, Усть-Илимской, Богучанской ГЭС на Ангаре; Красноярской и Саяно-Шушенской на Енисее.

На Волге: сооружен мощный каскад из следующих ГЭС: Рыбинская; Горьковская; Чебоксарская; Куйбышевская; Саратовская; Волжская; Воткинская.

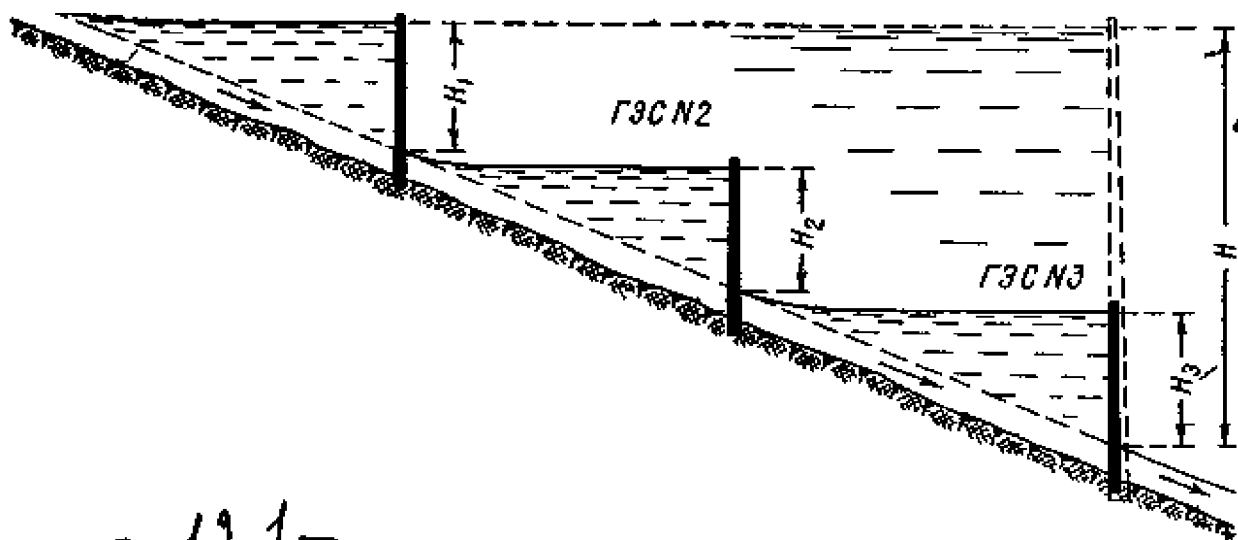


Рисунок 12.1. Каскад гидростанций на равнинной реке

Режим работы водохранилищ

При наличии в энергосистеме нескольких ГЭС с регулирующими водохранилищами необходимо решить вопрос о наиболее целесообразном участии каждой из них в графике нагрузки энергосистемы. Если ГЭС-1 находится в верховье реки и располагает незначительным объемом водохранилища, то (рисунок 12.2) водохранилище используют только для суточного регулирования мощности. После постройки на реке новых ГЭС (2,3,4) энергетическая ценность верхового водохранилища повышается в связи с возможностью пропусков воды из него в нижерасположенные ГЭС (2,3,4), что обеспечит дополнительную выработку энергии на этих ГЭС.

В данном случае может оказаться более целесообразной полная сработка верхового водохранилища даже с остановкой на некоторое время ГЭС-1. Таким образом, при наличии на реке каскада ГЭС, сбрасывая водохранилища в маловодное время года, можно увеличить используемый расход воды. При совместном использовании каскадных водохранилищ целесообразно сезонное регулирование стока.

В процессе освоения энергии реки изменяются условия эксплуатации ГЭС. Поэтому задача эксплуатации состоит в разработке каждый раз такого режима работы ГЭС и водохранилища, который даст наибольший энергетический эффект.

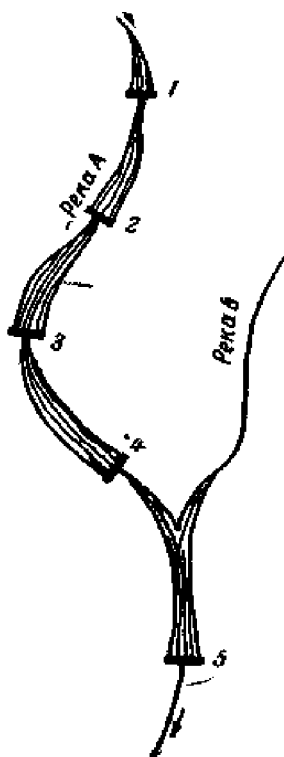


Рисунок 12.2. План расположения каскада ГЭС на реке

Мощность и выработка энергии ГЭС

Прежде чем попасть в турбину, вода должна пройти различные ограждающие и направляющие сооружения (сороудерживающие решетки, подводную камеру, трубопроводы и т.д). В этих сооружениях часть потока теряется на преодоление сопротивления. Подлежащая использованию в турбине энергия определяется как разность удельной энергии потока при входе в турбинную камеру и нижнего бьефа. $H = E_{вх} - E_{к}$, эта удельная энергия называется полезным или рабочим напором H . Удельная энергия потока воды $E_{вх}$ и $E_{к}$ определяется уравнением Бернулли [5].

Мощность потока, соответствующая этому напору:

$N_n = 9,81 QH$ [кВт], где Q -расход воды, поступающий из верхнего бьефа в нижний, $м^3/сек$.

При использовании воды гидравлическим двигателем часть энергии теряется внутри самого двигателя.

Полезная мощность турбины

$$N = N_n \cdot \eta_t = 9,81 QH \eta_t \text{ [кВт]},$$

где η_t -полный КПД турбины (0,90÷0,95),

Q -расход воды, проходящий через турбину, $м^3/сек$.

При прямом соединении вала турбины с валом генератора мощность агрегата на зажимах генератора:

$$N_{аг} = 9,81 QH \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{пер},$$

где $\eta_{пер}$ - КПД передачи при соединении вала турбины с генератором,

η_g -КПД генератора (0,95÷0,98).

Мощность гидростанции зависит от числа агрегатов n .

$$N_{ГЭС} = N_{ар} \cdot n \text{ (кВт)}.$$

При работе ГЭС с постоянной мощностью N в течение t часов выработка электроэнергии составит

$$E = N_{ГЭС} \cdot t \text{ (кВт} \cdot \text{час)}.$$

Мощность ГЭС зависит как от количества воды, так и от напора. Вода, поступающая в турбину под высоким напором, имеет бо́льшую потенциальную энергию, чем при малом напоре. И поэтому на высоконапорной электростанции требуется меньший расход воды для получения одинаковой мощности: чем выше напор, тем меньше габариты турбины, что удешевляет стоимость всего сооружения. Но высокий напор не всегда удается создать. Это зависит от топографических условий района ГЭС.

Гидроэнергетика малых рек

В период послевоенного развития энергетической базы значительное внимание было уделено освоению потенциала малых рек. С 1946 по 1952 годы были построены более 6000 малых ГЭС общей мощностью около 500 МВт. Впоследствии хозяйственный интерес к малым ГЭС был утрачен. Из-за значительных затрат труда на эксплуатацию большая часть построенных ранее малых ГЭС была ликвидирована или законсервирована. Аналогичный процесс наблюдался во многих развитых странах мира (США, Франции, Японии).

Возникшие трудности топливоснабжения дали новый импульс к повышению эффективности и конкурентоспособности малых ГЭС.

Малые ГЭС могут служить надежным, маневренным резервом для ответственных потребителей как в районах централизованного электроснабжения, так и в изолированных районах. Сооружение малых ГЭС в качестве резервного источника электроснабжения более выгодно, чем установка дизель-генераторов, из-за высокой стоимости топлива и сложности технического обслуживания последних, особенно в районах Камчатки, Чукотки, Якутии. Строительство малых ГЭС при неэнергетических гидроузлах (на перепадах иррациональных систем) может оказаться экономически эффективным.

Ученые подсчитали, что ресурсы пресной воды могут быть полностью исчерпаны уже в XXI столетии. Поэтому проблема рационального комплексного их использования и охраны является ныне одной из важнейших научно-технических задач. Комплексное использование водных ресурсов означает, что для удовлетворения любых нужд населения и различных отраслей народного хозяйства находят экономически оправданное применение все полезные свойства того или иного водного объекта.

История развития гидроустановок

Вода обладает громадной энергией. Человек использует ее для своих нужд, применяя для этого разнообразные гидравлические машины.

Простейшие гидравлические машины – водяные колеса – начали применять более 3000 лет назад в Египте, Индии, Китае для подъема воды в оросительные каналы и для вращения мельничных жерновов. Искусство строить во-

дьяные мельницы и ирригационные каналы с водоподъемными устройствами впоследствии проникло в Грецию и Римскую империю, а в дальнейшем и в другие страны Европы.

В древнерусских летописях водяные мельницы впервые упоминаются в 1267 г., а существовали они, несомненно, и раньше. Устав Ярослава Мудрого регулировал вопросы затоплений, вызываемых строительством водяных мельниц.

С развитием горнозаводского дела водяные колеса стали применять на металлургических заводах для привода воздуходувных машин, молотов, а простейшие поршневые насосы – для откачки воды из глубоких шахт.

До XVIII века водяные колеса были преимущественно *нижнебойными*. Они работали под действием кинетической энергии потока. Струя воды, вытекавшая из-под щита, удаляла в лопасти колеса и приводила его во вращение. Колеса, диаметр которых не превышал 7 м, целесообразно было применять при скоростях течения не менее 1 м/с и напоре 0.35-1 м.

Среднебойные колеса приводились во вращение как кинетической энергией потока, так и весом воды. Считалось, что такие колеса целесообразно применять при напорах до 5 м и расходе воды от 0,1 до 3 м³/с. Их диаметр – 2-9 м, а частота вращения $n=2\div 12$ мин⁻¹.

Более совершенны *верхнебойные* колеса, вращаемые весом воды, непрерывно поступающей в ковш в самой верхней точке колеса. Эти колеса применялись при напорах более 3 м. Они имели КПД в пределах 0.5-0,75 и частоту вращения 4-12⁻¹.

Эпоха Петра I в России характеризуется бурным развитием промышленности, науки и техники. К концу XVIII века в стране уже насчитывалось более 3000 промышленных предприятий, большинство из которых имело водяные двигатели.

В то время не существовало теории и методов расчета водяных двигателей, их изготавливали отдельные умельцы. Восхищает размах творческой мысли в работе замечательного русского гидротехника К.Д.Фролова. В 1787 году он построил на Змеиногорском руднике на Алтае четырехступенчатую подземную установку с водяными колесами диаметром от 4 до 17 м. Земляная плотина этого сооружения служит до наших дней.

В XVIII веке успешно развивались науки, в частности теоретические работы в области гидротехники и гидросиловых установок. Так, великий русский ученый М.В. Ломоносов своими трудами расширил сферу применения водяных колес, предположив ряд собственных оригинальных конструкций, а член Российской Академии наук Леонард Эйлер создал теорию лопастных гидравлических машин, опередив современную ему технику почти на 100 лет. Он составил проект первой гидравлической турбины, выдвинул и обосновал идею направляющего аппарата турбины.

Французский инженер Б. Фурнейрон (1834 г.) и уральский плотинный мастер И.Е.Сафонов (1837 г.) независимо друг от друга создали первые в мире турбины промышленного типа. И.Е.Сафонов свою первую гидротурбину построил на Алапаевском заводе, а затем постепенно оборудовал ими и ряд дру-

гих уральских заводов. В дальнейшем теорию о гидротурбинах углубил А.И.Некратов, который в 1841 г. впервые в мире привел турбинную характеристику.

С середины XIX века на многих уральских заводах началось изготовление гидротурбин, спроектированных инженерами В.И.Рожковым и И.А.Тиме и др.

Значительные усовершенствования в гидротурбины были внесены американскими инженерами Д.Френсисом (1849 г.) и Л.Пельтоном (1880 г.), а позднее чешским инженером В.Капланом (1913 г.).

Развитие капитализма дало толчок и широкому внедрению в промышленность различных насосов, в том числе лопастных. В середине XIX в. А.А.Саблуков предложил конструкцию вентилятора промышленного типа, а В.А.Пушечников сконструировал и изготовил первый глубинный центробежный насос. В этот же период известный русский ученый В.Г.Шухов разработал ряд конструкций поршневых насосов для откачки нефти из глубоких скважин. Им же изложена теория работы паровых поршневых насосов прямого действия. Последующее широкое распространение лопастных насосов было обусловлено появлением электрических двигателей трехфазного тока.

Работы русских ученых Н.Е. Жуковского и С.А.Чаплыгина, а также О.Рейнольдса (Англия) и Л.Прандтля (Германия) явились основой современных методов расчета проточной части гидромашин.

Несмотря на крупные успехи русских ученых производство гидромашин (особенно турбин) в царской России не получило широкого распространения. Даже бурное развитие капитализма в конце XIX и в начале XX в. мало что изменило. Самый большой в России завод по изготовлению турбин и насосов находился в Риге, а мощность наиболее крупной изготовленной на нем турбины составляла всего 300 кВт.

Работа ГЭС в энергетической системе

Чаще всего гидроэлектростанция отдает электроэнергию в районную энергетическую систему, в которой работают несколько электрических станций, соединенных общей высоковольтной сетью электропередач.

В состав нормальной энергосистемы входят следующие станции: гидроэлектрические (ГЭС), конденсационные тепловые электростанции (КЭС) и теплофикационные электроцентралы (ТЭЦ). В такой энергосистеме мощность гидроэлектростанций оказывается меньше максимальной мощности графика нагрузки.

В зависимости от того, обладает ли ГЭС водохранилищем суточного регулирования, а также в зависимости от ёмкости этого водохранилища, ей предоставляют ту или другую часть графика нагрузки. На рисунке 12.3 представлен график нагрузки энергосистемы. Если гидроэлектростанция не располагает водохранилищем для осуществления суточного регулирования, то для полного использования ее мощности и вырабатываемой энергии в течение суток ей следует предоставлять базис графика нагрузки. При этом ГЭС будет развивать мощность, равную средней суточной мощности водотока N_B , и выработает количество энергии, пропорциональное площади графика, заштрихованной в его нижней части (рис. 12.3). При таком распределении

нагрузки мощность других электростанций системы (ТЭС) должна быть очень большой,

$$\text{т. е. } N_T = P_{\text{макс}} - N_B.$$

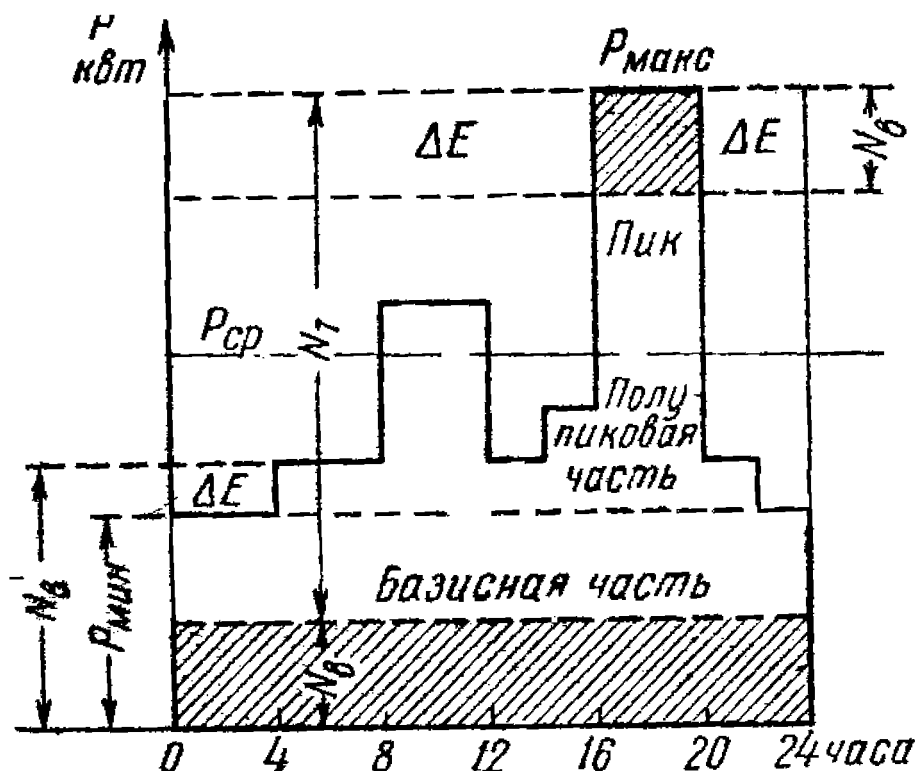


Рисунок 12.3. Возможные варианты работы ГЭС без суточного регулирования в покрытии нагрузки энергосистемы

Если мощность гидроэлектростанции по водотоку N'_B больше минимальной мощности графика нагрузки $P_{\text{мин}}$, то в часы минимума нагрузки неизбежны потери воды и выработки энергии ΔE . Эти потери будут еще больше, если ГЭС предоставить пиковую часть графика нагрузки. Избежать их можно только суточным регулированием; накапливая излишнюю воду при минимальной нагрузке и используя ее при максимальной.

Во время максимума нагрузки гидроэлектростанция может дать в систему мощность, большую средней суточной мощности водотока N_B , что приведет к сокращению необходимых мощностей на других станциях системы. Таким образом, при водохранилище суточного регулирования нужно стремиться не только к полному использованию энергии водотока, но и к наибольшей мощности гидроэлектростанции во время максимума нагрузки.

Задача о наиболее выгодном участии гидроэлектростанции в покрытии нагрузки системы может быть решена графическим методом. Для заданного графика нагрузки (рис. 12.4, слева) строят интегральную кривую нагрузки $E = \varphi(P)$. Метод построения этой кривой и ее свойства совершенно аналогичны построению и свойствам энергетической характеристики установки.

Разделим площадь графика нагрузки на горизонтальные полосы высотой ΔP_i . Площадь каждого слоя в масштабе графика будет выражать соответствующее количество энергии: $\Delta E_1, \Delta E_2$ и т. д.

Откладывая на горизонтальной оси от произвольной точки последовательно одну за другой величины энергии $\Delta E_1, \Delta E_2$ и т. д., проводят в точках а, б, с... ординаты до пересечения их в точках 1, 2, 3... с горизонтальными линиями, соответствующими величинами мощности $P_1, P_2, P_3...$ Соединив точки 0,1,2,3,4,5,6, получим интегральную кривую нагрузки.

В пределах прямоугольной части графика нагрузка выработка возрастает по закону прямой линии (02). Если продолжить эту линию до пересечения с конечной ординатой кривой в точке С, то ордината АС выразит среднюю суточную мощность нагрузки P_{CP} . Разность CD абсцисс кривой выражает выработку в пиковой части графика нагрузки (площадь пиковой части), она обозначена E_{II} . Величина E_{II} равна площади всех провалов графика, лежащих ниже линии P_{CP} .

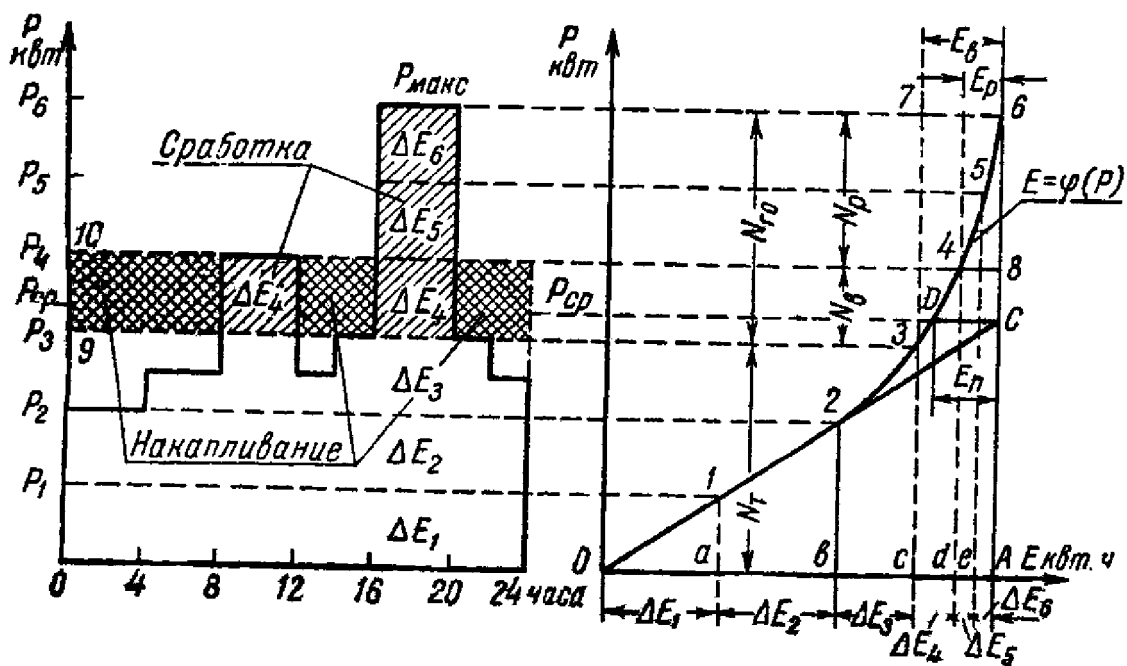


Рисунок 12.4. Графический анализ работы ГЭС с суточным регулированием в покрытии пиковой части нагрузки энергосистемы

Если средняя суточная мощность ГЭС по водотоку N_B равна средней суточной мощности нагрузки P_{CP} , то, накапливая воду в часы малой нагрузки, получают запас энергии в водохранилище, равной E_{II} , который дает возможность удовлетворить весь график нагрузки при установленной мощности ГЭС, равной максимуму графика нагрузки.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные задачи эксплуатации ГЭС.
2. Как происходит пропуск паводковых вод?
3. Расскажите о работе ГЭС в зимних условиях. Что такое шуга?

4. Поясните преимущества работы каскада ГЭС. Какие каскады ГЭС вам известны?
5. Как происходит работа гидроэлектростанции в энергетической системе?
6. В какую часть графика нагрузки помещают ГЭС с суточным регулированием и почему?
7. Назовите известные имена, оставившие след в развитии гидроустановок.

ЛЕКЦИЯ 13

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В РОССИИ

В последнее десятилетие использование нетрадиционных возобновляемых нетрадиционных источников энергии (НВИЭ) переживает в мире настоящий бум. Масштаб применения этих источников за указанный период возрос в несколько раз. Суммарная мировая установленная мощность электростанций на НВИЭ приближается к 30 ГВт. Первое место здесь занимают ветроэлектрические установки (ВЭУ) и ветроэлектростанции (ВЭС) - 20 ГВт.

Причинами бурного развития НВИЭ явилось следующее:

- 1) Рост цен на традиционные энергоносители;
- 2) Стремление стран, лишенных топливной базы, к энергетической независимости;
- 3) Серьезные экологические проблемы:
 - а) увеличение диоксида углерода в атмосфере (парниковый эффект);
 - б) загрязнение мирового океана выбросами нефти и нефтепродуктов.

В ряде стран политика приоритетного развития НВИЭ реализуется через принятую законодательную и нормативную базу, где предусмотрены различные меры поддержки НВЭИ на стадии освоения ими энергетического рынка (налоговые и кредитные льготы, прямые дотации и др.).

В России практическое применение НВЭИ существенно отстает от ведущих стран. Отсутствие законодательной и нормативной базы затрудняет практическую деятельность в этой сфере. Основная причина тормозящих факторов – затянувшееся экономическое неблагополучие в стране и, как следствие, трудности с инвестициями, низкий платежеспособный спрос и отсутствие средств на исследования. Тем не менее, работы и практические меры по использованию НВИЭ в России проводятся.

Геотермальная энергетика. Парогидротермальные месторождения в России имеются только на Камчатке и Курильских островах. Поэтому геотермальная энергетика не может в перспективе занять значимое место в энергетике страны в целом. Она способна решить проблему энергообеспечения указанных районов, которые пользуются дорогим привозным топливом.

Первая Паужетская ГеоТЭС была введена на Камчатке в 1967 г. и имела мощность 5 МВт. В 1999 г. на Камчатке была введена Верхне – Мутновская ГеоТЭС (три модуля по 4 МВт). Вводится первый блок 25 МВт первой очереди Мутновской ГеоТЭС суммарной мощностью 50 МВт. Вторая очередь мощностью 100 МВт введена в 2004 г.

Другое использование геотермальной энергии – геотермальное тепло-снабжение давно применяется на Камчатке и на Северном Кавказе для обогрева

ва теплиц, отопления и горячего водоснабжения в жилищно-коммунальном секторе.

Ветроэнергетика. Ветер - самый непостоянный и изменчивый источник энергии среди всех других видов НВИЭ. Но именно ветроэнергетика является сегодня мировым лидером по масштабам применения, так как она достигла огромных технических успехов за последние 10-15 лет и, кроме того, энергия воздушного потока повсеместно распространена. Ветроэнергетические установки можно разделить на две основные группы:

1. ВЭУ мощностью более 100 кВт, работающие в энергосистеме;
2. ВЭУ мощностью менее 100 кВт, работающие автономно и обеспечивающие энергоснабжение отдельных потребителей.

В настоящее время в России смонтированы две ВЭУ отечественного производства мощностью по 1 МВт в качестве начала строительства Калмыцкой ВЭС проектной мощностью 22 МВт. В разных регионах страны эксплуатируются до десяти отечественных ВЭУ мощностью 250 кВт и несколько более мощных ВЭУ зарубежного изготовления.

Солнечная энергетика

Солнечная электроэнергетика развита в мире более слабо, чем, например, ветроэнергетика, что объясняется значительными удельными капиталовложениями в солнечные электростанции (СЭС) и энергоустановки.

Суммарная мировая установленная мощность сетевых СЭС составляет около 400 МВт, из них 350 МВт приходится на паротурбинные СЭС, построенные в Калифорнии в конце 80-х и начале 90-х годов. Зато большое распространение получили автономные, главным образом фотоэлектрические солнечные энергоустановки, суммарная мировая установленная мощность которых достигает 500 МВт и с каждым годом увеличивается. В ряде стран Западной Европы, в США и Японии получили распространение так называемые "солнечные крыши", т.е. фотоэлектрические установки, размещаемые на крышах жилых домов. Установка работает параллельно с электрической сетью, отдавая в нее избыточную энергию. При недостатке солнечной энергии и ночью потребитель получает энергию из сети. Подобная схема позволяет без применения электрических аккумуляторов преодолеть такой существенный недостаток солнечной радиации, как ее непостоянство. В мире насчитывается несколько тысяч "солнечных крыш", а в США предложена программа доведения их числа до 1 млн к 2010 г. При этом потребитель оплачивает меньшую часть стоимости установок, разницу же оплачивает государство в виде дотации.

В бывшем СССР имелся единичный опыт создания солнечной электростанции. В 1985 г. в Крыму была задействована экспериментальная паротурбинная солнечная электростанция мощностью 5 МВт (СЭС-5).

Другой аспект использования солнечной энергии — преобразование ее в тепло невысокого температурного потенциала для горячего водоснабжения и отопления. При этом основным видом оборудования является так называемый плоский солнечный коллектор, в котором осуществляется нагрев протекающего

теплоносителя. В мире системы на базе солнечных коллекторов нашли широкое распространение. Их суммарная установленная тепловая мощность составляет не менее 2,5 ГВт. В бывшем СССР имелся довольно обширный опыт создания и применения таких установок, в том числе крупных с площадью солнечных коллекторов до 1200 м². Сейчас в России можно отметить положительный пример деятельности Южно-Русской энергетической компании в Краснодаре, которая за последние годы смонтировала для различных потребителей несколько десятков солнечных установок горячего водоснабжения. Можно полагать, что это направление использования солнечной энергии получит в России заметное развитие.

Использование энергии биомассы. Под термином "биомасса" понимается органическое вещество растительного или животного происхождения, которое может быть использовано для получения энергии или технически удобных видов топлива путем термохимической (прямое сжигание, пиролиз, газификация) или биологической конверсии. Если говорить о древесном топливе, то следует вспомнить, что в начале XX века в России его доля составляла 40 % в балансе всех первичных источников энергии, а в 1998 г. — всего 0,4%. Замена древесного топлива более калорийным ископаемым топливом (уголь, нефть и ее производные, газ) считалась несомненным техническим прогрессом. Между тем сегодня в таких странах, как Швеция и Финляндия, доля древесного топлива в топливном балансе составляет 18-20%. При этом его потребление не превышает естественного прироста, так что данный источник энергии вполне соответствует понятию "возобновляемый".

Россия обладает собственными лесными ресурсами, составляющими 24 % мировых. Качество древесины как топлива делает ее пригодной для энергоустановок относительно малой мощности. Газогенераторная энергоустановка на древесине вполне конкурентоспособна, например, с дизель-электрической установкой сопоставимой мощности. В России выпускается соответствующее оборудование для таких газогенераторных энергетических установок. Это направление имеет в нашей стране несомненные перспективы развития.

Другое направление использования энергии биомассы — биоконверсия органических отходов растениеводства, животноводства и птицеводства, а также органической составляющей городского мусора. Это направление активно развивается в мире. Помимо биогаза (основная его часть — метан), пригодного для производства электроэнергии или тепла, результатом биоконверсии указанных отходов являются также экологически чистые удобрения. Таким образом, наряду с энергетической решается не менее важная экологическая задача, заключающаяся в ликвидации отходов, загрязняющих окружающую среду. В России разрабатываются и производятся биогазовые установки различной производительности по биогазу, в том числе для фермерских хозяйств. Срок окупаемости таких установок — 1-2 года. Их широкое распространение сдерживается лишь ограниченным платежеспособным спросом.

Малая гидроэнергетика. Хотя малую гидроэнергетику относят к нетрадиционной энергетике, она отличается от большой только уровнем мощности.

Обычно принято считать, что к малым относятся ГЭС, суммарная установленная мощность которых не превышает 30 МВт при мощности единичного агрегата не более 10 МВт. В малой гидроэнергетике выделяют также категорию микроГЭС, мощность которых составляет от сотен ватт до десятков киловатт.

В свое время в бывшем СССР малые ГЭС имели достаточно широкое распространение. В 50-е годы их число превышало 6,6 тыс. при суммарной установленной мощности 332 МВт и годовой выработке электроэнергии 466 млн кВт·ч. В последующем их число резко снизилось. Тенденция к сокращению числа и установленной мощности малых ГЭС в этот период наблюдалась во многих странах и являлась общемировой. В последние 10-15 лет эта тенденция в мире и России сменилась на обратную. Малая гидроэнергетика получила интенсивное развитие во многих странах.

В России потенциал малой гидроэнергетики весьма велик. Наибольшая его часть приходится на Дальневосточный и Восточно-Сибирский регионы, которые, следует отметить, являются наиболее энергодефицитными. В настоящее время оборудование для малых и микроГЭС выпускается рядом фирм. Вследствие невысокого уровня мощности объекты малой гидроэнергетики требуют небольших капиталовложений.

Приливная энергетика. Сегодня в мире существует лишь одна мощная приливная электростанция (ПЭС) — Ране во Франции мощностью 240 МВт, производящая самую дешевую электроэнергию в этой стране. В России имеется одна экспериментальная Кислогубская ПЭС мощностью 0,4 МВт, введенная в 1967 г. с целью экспериментальной отработки строительных решений и режимов эксплуатации.

Основные исследованные в России створы для возможного создания ПЭС таковы, что мощность этих станций должна быть весьма велика. Проектные проработки показали, что, например, мощность Тугурской ПЭС на Охотском море должна составлять 7,8 ГВт, а Мезенской ПЭС на Белом море — 19,2 ГВт. При этом количество гидроагрегатов исчисляется сотнями. Огромная мощность таких ПЭС требует чрезвычайно больших капитальных вложений, но пока экономика страны не позволяет приступить к проектам подобного масштаба.

Рассматривая в целом перспективы использования НВИЭ в России, можно отметить следующее. С одной стороны, в стране есть достаточные ресурсы всех видов НВИЭ. Имеется и очевидная потребность в их использовании, особенно на региональном и локальном уровнях. В России существует промышленное производство почти всех видов необходимого для этого оборудования. Есть и научно-технический потенциал, хотя и значительно ослабленный вследствие почти полного отсутствия финансирования в данной сфере.

С другой стороны, указанным предпосылкам противостоят серьезные тормозящие факторы, главный из которых — все еще неудовлетворительное состояние экономики, что влечет за собой ограниченность платежеспособного спроса на внутреннем рынке, трудности с инвестициями. Немаловажный негативный фактор — отсутствие какой-либо законодательной и нормативной базы в данной области.

С преодолением этих негативных явлений использование НВИЭ в России получит значительное развитие. Вместе с тем данное направление не заменит традиционную энергетику. Если в Германии ставится и решается вопрос о замене атомной энергетики на нетрадиционную, то в России такая постановка в обозримом будущем вряд ли возможна.

Солнечная энергетика

Среди возобновляемых источников энергии солнечная радиация по масштабам ресурсов и экологической чистоте является наиболее перспективной. В связи с ростом цен на органическое топливо и обострением экологических проблем использование возобновляемых энергоресурсов, в первую очередь солнечной энергии, с внедрением энергосберегающих технологий, имеет приоритетное значение для будущего энергетики. В удалённых от источников энергообеспечения районах использование солнечной энергии (наряду с энергией ветра) является практически единственной альтернативой традиционной энергетике и позволяет значительно улучшить условия жизни населения [7].

Имеются довольно широкие возможности использования солнечных установок для индивидуальных и промышленных потребителей, особенно в сельскохозяйственных районах. Расширение масштабов применения солнечных установок не только даст значительную экономию энергоресурсов, но позволит смягчить экологическую ситуацию.

В настоящее время сформировались возможные направления использования солнечной энергии:

- 1) горячее водоснабжение;
- 2) отопление зданий промышленного и бытового назначения;
- 3) холодильные установки;
- 4) кондиционирование воздуха;
- 5) гелиосушильные установки;
- 6) производство электрической энергии.

В перспективе, по мере снижения стоимости гелиосистем и их элементов, особенно сезонных аккумуляторов теплоты, появится возможность создания централизованных систем солнечного теплоснабжения с незначительным потреблением электрической и тепловой энергии, а также крупных солнечных электростанций (СЭС).

Параболические коллекторы

Солнечное излучение на поверхности Земли – источник энергии сравнительно низкой плотности; к тому же оно поступает нерегулярно, и его не так просто улавливать без существенных потерь, а потому практическое использование солнечной энергии сопряжено с целым рядом трудностей. В настоящее время широко применяются, особенно в США, солнечные коллекторы для отопления домов и подогрева воды. Эффективность использования солнечной теплоты в значительной степени зависит от температуры, при которой она улавливается в коллекторах. Температура теплоносителя в домашних гелиосистемах не превышает 100° С, поскольку коллекторы с автоматическим слежением за солнцем, с помощью которых может быть обеспечена более высокая температура, очень дорогие. Для того чтобы рабочая температура теплоносителя

ля находилась в диапазоне от 100 до 500° С, нужно иметь гелиостаты, которые могли бы поворачиваться хотя бы вокруг одной оси, и позволяли концентрировать солнечные лучи на теплоприемнике. Эта задача решается с помощью продолговатых зеркал параболоцилиндрической формы, направляющих солнечные лучи на трубчатый коллектор, заполненный теплоносителем (рисунок 13.1).

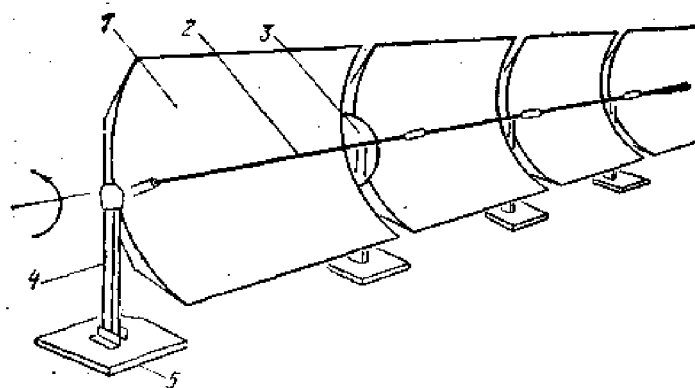


Рисунок 13.1. Параболические солнечные коллекторы, поворачивающиеся вслед за Солнцем вокруг одной оси: 1- концентратор; 2 – приемник; 3 – приводной механизм; 4 – стойка; 5 – основание

Для получения более высоких температур необходимо применять гелиостаты с двухосевым вращением для слежения за солнцем и с более сложной схемой фокусировки.

Каждый коллектор передает солнечную энергию теплоносителю, который со всех коллекторов собирается в центральной электростанции. Теплоносителем может быть водяной пар, если он будет непосредственно использован в паровой турбине, или, например, аммиак.

Солнечные электростанции башенного типа

Альтернативный вариант состоит в использовании расположенных на большой площади следящих за Солнцем плоских зеркал, отражающих солнечные лучи на центральный приемник, помещенный на вершине башни.

Концепция СЭС башенного типа была разработана в ЭНИИ им. Г.М. Кржижановского ещё в 50-е годы, однако её техническая реализация задержалась на два десятилетия. В конце 70-х годов к этой концепции почти одновременно обратились гелиоэнергетики ряда стран. К середине 80-х годов в Испании, Италии, Франции, США и Японии уже действовали первые экспериментальные СЭС башенного типа мощностью от 1 до 10 МВт.

Главные черты проектов подчинялись общему принципу: предварительной концентрации солнечного излучения с помощью зеркальных оптических систем и дальнейшему теплосиловому преобразованию сконцентрированного излучения с использованием элементов оборудования тепловых электростанций.

Оптические системы СЭС состоят из однотипных, автономно ориентируемых зеркал-гелиостатов. Принцип работы солнечной электростанции башенного типа очень прост, однако потребуются решить немало трудных проблем, чтобы себестоимость электроэнергии, производимой на этих станциях, была сопоставима со стоимостью энергии, вырабатываемой на ТЭС. Башня, на вершине которой укреплен приемник солнечной энергии, расположена на южном краю поля гелиостатов – зеркал, совершающих поворот вслед за Солнцем вокруг двух взаимно перпендикулярных осей. Зеркала посылают отраженные солнечные лучи на теплоприемник; солнечная теплота используется для производства высокотемпературного пара, который затем подается в турбоагрегат, работающий по циклу Ренкина (рисунок 13.2).

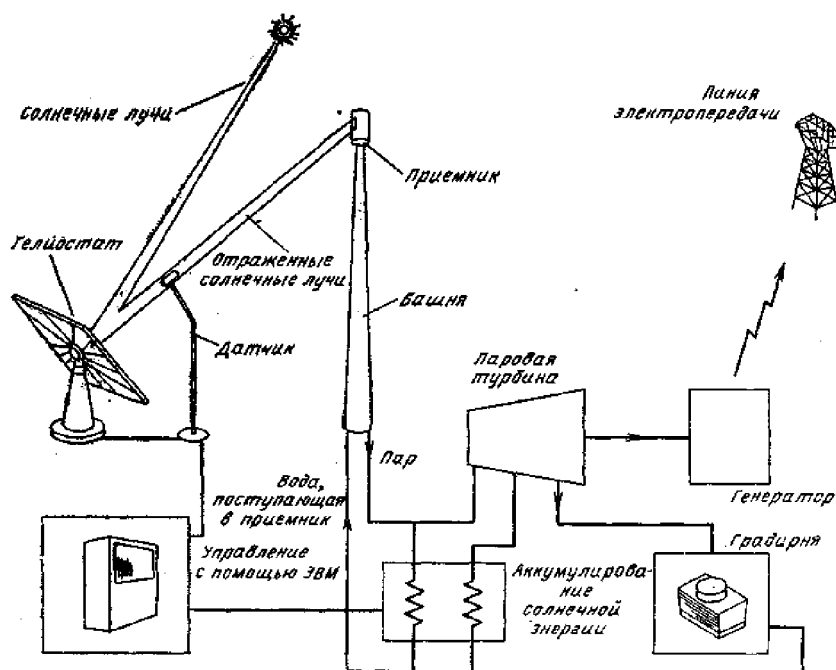


Рисунок 13.2. Принцип работы солнечной электростанции башенного типа

Определённую техническую сложность при создании первых СЭС представляла проблема управления системой гелиостатов. Главными в этом вопросе являются высокая надёжность и приемлемая стоимость автоматики при условии обеспечения заданной точности. К гелиостатам предъявляются весьма строгие технические требования. Они должны выдерживать большие ветровые нагрузки; конструкция гелиостатов должна быть такой, чтобы им можно было придать любое положение – вертикальное (для защиты от повреждения градом), горизонтальное (при сильном ветре), перевернутое (при песчаных бурях). Гелиостаты должны быть ориентированы на Солнце с точностью $\pm 0,1^\circ$ и следить за его положением на небе. Наконец, они должны экстренно отключаться при утечке теплоносителя.

Солнечные батареи

Фотоэлектрическая генерация энергии обусловлена пространственным разделением положительных и отрицательных носителей заряда при поглощении в полупроводнике электромагнитного излучения. При наличии электрического поля эти заряды могут создавать во внешней цепи электрический ток. В местах переходов или неоднородностей материала существуют внутренние электростатические поля. Внутренние поля фотоэлементов на основе структур полупроводник - полупроводник или металл - полупроводник создают разность потенциалов около 0,5 В и плотность тока порядка 200 А/м² при плотности потока солнечного излучения около 1 кВт/м². Промышленные фотоэлементы имеют КПД от 10 до 20 % при среднесуточной облучённости [7].

Устройства, преобразующие солнечную радиацию в электрический ток, называются фотоэлементами или солнечными элементами. Они сами являются источниками ЭДС. Солнечные элементы генерируют электрический ток в прямой зависимости от суточных, сезонных и случайных изменений облучённости. Эффективность преобразования солнечной энергии зависит не только от КПД фотоэлемента, но и от согласованности динамической нагрузки во внешней цепи.

Большинство фотоэлементов представляют собой кремниевые полупроводниковые фотодиоды. Первые фотодиоды были изготовлены в 1954 году. Технология их изготовления быстро совершенствуется. В настоящее время сформировано общественное мнение, что солнечные элементы получили наибольшее распространение в космической отрасли. Однако это далеко не так, и полупроводниковые солнечные элементы в ряде развитых стран широко используются в промышленности и быту.

Полная стоимость солнечной батареи с 1974 по 1984 год упала со \$ 100 до \$ 4 на 1 Вт установленной мощности, и продолжается дальнейшее снижение цены. Однако, даже при полной стоимости элементов \$ 4 за 1 Вт, при суточной облучённости 20 МДж/м² и долговечности фотоэлементов около 20 лет, стоимость электроэнергии составляет примерно 16 центов (США) за 1 кВт·ч. При такой стоимости электроэнергии солнечные батареи могут конкурировать с дизель-генераторными установками, особенно в отдалённых районах, где стоимость доставки топлива и обслуживания достаточно высока.

Основная область применения солнечных батарей следующая:

1. осветительные системы,
2. системы водоснабжения,
3. удалённые станции радиосвязи,
4. маяки,
5. дорожные знаки,
6. космические аппараты.

Батарея солнечных элементов обычно представляет собой комбинацию соединённых параллельно модулей. Каждый модуль, в свою очередь, является комбинацией последовательно соединённых фотоэлементов. А каждый фотоэлемент состоит из параллельно соединённых поверхностных элементов. Максимальное падение напряжения на контактах открытой цепи модулей составляет примерно 15 В, а максимальный ток через модуль - около 1,5 А. Если один

из элементов выйдет из строя или поверхность устройства будет неравномерно освещена вследствие различной степени концентрации света или наличия тени, тогда фотоэлемент будет работать в режиме диода с прямым или обратным смещением и при этом будет перегреваться. Для предотвращения лавинного пробоя параллельно каждой серии цепочек фотоэлементов необходимо устанавливать шунтирующие диоды. При правильной эксплуатации безаварийная работа солнечных промышленных элементов будет достаточно длительной, не менее 20 лет.

В настоящее время солнечные батареи выпускаются в виде жестких и гибких панелей и находят все большее применение в быту и для освещения территорий.

Вопросы для самопроверки

1. Что явилось причинами бурного развития НВИЭ?
2. Охарактеризуйте состояние и перспективы использования НВИЭ в России.
3. Опишите конструкцию и принцип работы солнечных параболических коллекторов.
4. Что называют гелиостатами и какие требования к ним предъявляют?
5. Расскажите о принципе действия солнечной батареи. Где они нашли широкое применение?

ЛЕКЦИЯ 14

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

Человек начал использовать энергию ветра задолго до изобретения водяного колеса. Еще 4000 лет тому назад были известны установки для подачи воды, ветряные мельницы и парусные суда. Следует помнить, что первоначальный источник энергии ветра – это энергия солнечного излучения, так как основной причиной активных процессов перемещения воздушных масс является разная плотность нагретого и холодного воздуха.

Энергию ветра можно успешно использовать при скоростях более 5 м/с. На территории России эти условия существуют на побережье Каспийского и Черного морей, на озере Байкал, Камчатке, Сахалине, побережье Ледовитого океана. Здесь время использования ветроагрегатов доходит до 6000 часов в год.

Первая в мире ветроэнергетическая установка (ВЭУ) с диаметром рабочего колеса 30 м и мощностью 100 кВт была спроектирована и построена в Крыму в 1931 году. Непосредственное участие в разработке и строительстве первых ВЭУ принимал Ю.В. Кондратюк (настоящая фамилия А.И. Шаргей), очень талантливый человек сложной судьбы (им спроектирован и построен элеватор в городе Рубцовске). В СССР широко применялись ветродвигатели с диаметром колеса до 18 м и мощностью до 30 кВт. Годовой выпуск ветроагрегатов в 1956 году достигал 9000 штук. Однако с развитием крупных энергетических систем, базирующихся на КЭС и АЭС, а также в связи с электрификацией села в 60-е годы исследования в области ветроэнергетики были прекращены.

Проблемы, препятствующие широкому распространению ветровых установок:

- постоянно меняющаяся скорость ветра;
- электрическая энергия начинает вырабатываться тогда, когда дует ветер, а не тогда, когда она необходима, а аккумулировать электрическую энергию в больших количествах человечество пока не умеет.

В отечественной ветроэнергетике наметились два пути развития:

- 1) создание крупных одноагрегатных ВЭУ;
- 2) сооружение многоагрегатных ВЭУ.

Второй вариант более экономичен, так как ВЭУ состоит из 10...15 установок единичной мощностью по 30 кВт. Это позволяет более эффективно сглаживать порывы воздушных течений за счет территориального рассредоточения отдельных агрегатов.

ВЭУ считаются экологически чистыми источниками энергии. Основывается такое утверждение на том, что они не дают вредных выбросов в атмосферу. Однако имеются и отрицательные воздействия.

Отрицательное воздействие ветроэнергоустановок на окружающую среду

1. Сильные порывы ветра, ураганы могут привести к разрушению ВЭУ. При этом наиболее опасной зоной является круг радиусом, равным высоте башни. Если же повреждение установки связано с отрывом лопастей, то радиус опасной зоны возрастает.

2. Вращающиеся лопасти создают помехи телепередачам и радиоприему УКВ в радиусе 3 км.

3. Шум, создаваемый ВЭУ средней мощности, слышен на расстоянии более 2 км, а на расстоянии 400 м уровень шума достигает 56 дБ.

Опросы населения показывают, что отдельно стоящие ВЭУ воспринимаются достаточно спокойно, но ветровые фермы вызывают определенное раздражение даже при их расположении на морском побережье.

4. Крупномасштабное применение ВЭУ на каком-то ограниченном участке может вызвать глубокие климатические изменения в данном районе.

5. Одиночная ВЭУ, а тем более ферма, требуют подъездных путей, ЛЭП, связи, управления. Поэтому территория, изымаемая для размещения ВЭУ, оказывается куда более значительной, чем может показаться на первый взгляд.

Принцип работы ветровой установки прост. Кинетическая энергия ветра превращается в энергию вращения ротора генератора. Используется двух- или трехлопастный ротор (рисунок 14.1.). Мощность ветрового двигателя N_B определяется по формуле:

$$N_B = D^2 \cdot V^3 \cdot \xi ,$$

где D – диаметр ветроколеса (м);

V – скорость ветра (м/сек);

ξ - средний коэффициент мощности (коэффициент использования энергии ветра) - зависит от конструкции ветроколеса и скорости ветра. Электрическая мощность ветроустановки $P_{ЭЛ}$ учитывает КПД ветродвигателя (η_B), КПД генератора (η_G) и КПД передачи (η_P).

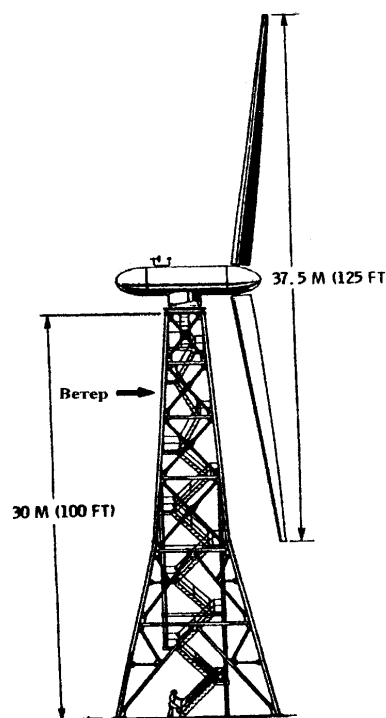


Рисунок 14.1. Ветроэнергетическая установка

$$P_{эл} = N_B \cdot \eta_B \cdot \eta_G \cdot \eta_{II} \cdot$$

Выходная мощность установки пропорциональна площади лопастей ветрового ротора и скорости ветра в кубе.

Максимальная проектная мощность ветроэнергетической установки (ВЭУ) определяется для некоторой стандартной скорости ветра. Обычно эта скорость равна примерно 12 м/с, при этом с 1 м^2 ометаемой площади ($\frac{\pi D^2}{4}$) снимается мощность порядка 300 Вт. В таблице 14.1 представлены основные характеристики ВЭУ различных классов и силы ветра. В районах с благоприятными ветровыми условиями среднегодовое производство электроэнергии составляет 25...33% его максимального проектного значения. Срок службы ветрогенераторов обычно не менее 15...20 лет, а их стоимость колеблется от 1000 до 1500 дол. США за 1 кВт проектной мощности.

Одно из основных условий при проектировании ветровых установок - обеспечение их защиты от разрушения очень сильными случайными порывами ветра. Ветровые нагрузки пропорциональны кубу скорости ветра, а раз в 50 лет бывают ветры со скоростью, в 5... 10 раз превышающей среднюю, поэтому установки приходится проектировать с очень большим запасом прочности. Кроме того, скорость ветра колеблется во времени, что может привести к усталостным разрушениям.

Таблица 14.1

Параметры ветроэнергетических установок различной проектной мощности при скорости 12 м/с

Класс ВЭУ	Расчетная (проектная) мощность, кВт	Диаметр ветроколеса D, м	Период вращения T, с
Малые	10, 25	6,4, 10	0,3, 0,4
Средние	50, 100, 150	14, 20, 25	0,6, 0,9, 1,1
Большие	250, 500, 1000	32, 49, 64	1,4, 2,1, 3,1
Очень большие	2000, 3000, 4000	90, 110, 130	3,9, 4,8, 5,7

Взаимодействие воздушного потока с лопастью ветроколеса

На рис. 14.2 показаны взаимодействие воздушного потока с лопастью ветроколеса и возникающие при этом силы.

Пусть воздушный поток, имеющий скорость u , набегают на лопасть, перемещающуюся со скоростью v , тогда скорость потока относительно лопасти будет v_r . При взаимодействии потока с лопастью возникают:

1) сила сопротивления F_D , параллельная вектору относительной скорости набегающего потока v_r ;

2) подъемная сила F_L , перпендикулярная силе F_D . Слово «подъемная» в этом термине, конечно, не означает, как в аэродинамике, что эта сила направлена вверх;

3) завихрение обтекающего лопасти потока. В результате это приводит к закрутке воздушного потока за плоскостью ветроколеса, т.е. к его вращению относительно вектора скорости набегающего потока;

4) турбулизация потока, т.е. хаотические возмущения его скорости по величине и направлению. Турбулентность возникает как за колесом, так и перед ним, в результате лопасть часто оказывается в потоке, турбулизированном другими лопастями;

5) препятствие для набегающего потока. Это его свойство характеризуется параметром, называемым *геометрическим заполнением* и равным отношению площади проекции лопастей на перпендикулярную потоку плоскость к ометаемой ими площади. Так, например, при одинаковых лопастях четырехлопастное колесо имеет вдвое большее геометрическое заполнение, чем двухлопастное.

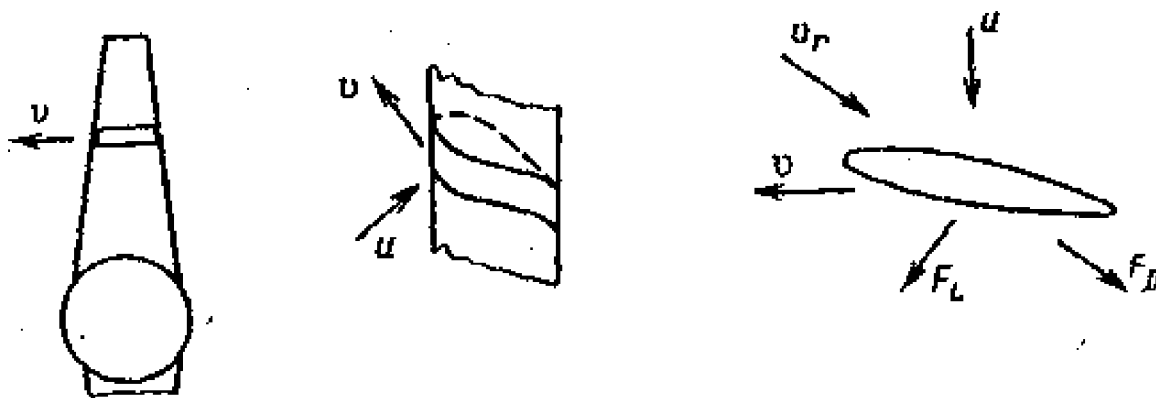


Рисунок 14.2. Скорости элемента лопасти и действующие на него силы: u - скорость ветра; v - скорость элемента лопасти; v_T - скорость элемента лопасти относительно скорости ветра; F_D - сила лобового сопротивления, действующая в направлении скорости v_T ; F_L - подъемная сила, перпендикулярная силе F_D

Классификация ветроустановок

Ветроэнергетические установки классифицируются по двум основным признакам: геометрии ветроколеса и его положению относительно направлений ветра. Далее, основные классифицирующие признаки ветроэнергетических установок можно определить по приведенному ниже опроснику:

1. Ось вращения ветроколеса параллельна или перпендикулярна воздушному потоку? В первом случае установка будет **горизонтально - осевой**, во втором - **вертикально - осевой**.

2. Вращающей силой является сила сопротивления или подъемная сила? Установки, использующие силу сопротивления (**драг-машины**), как правило, вращаются с линейной скоростью, меньшей скорости ветра, а установки, использующие подъемную силу (**лифт-машины**), имеют линейную скорость концов лопастей, существенно большую скорости ветра.

3. Чему равно геометрическое заполнение ветроколеса? Для большинства установок оно определяется числом лопастей. ВЭУ с большим геометрическим заполнением ветроколеса развивают значительную мощность при относительно слабом ветре, и максимум мощности достигается при небольших оборотах колеса. ВЭУ с ма-

лым заполнением достигают максимальной мощности при больших оборотах и дольше выходят на этот режим.

4. Для какой цели предназначена ветроэнергетическая установка? Установки для непосредственного выполнения механической работы часто называют ветряной мельницей или турбиной; установки для производства электроэнергии, т.е. совокупность турбины и электрогенератора, называют ветроэлектрогенераторами, аэрогенераторами, а также установками с преобразованием энергии.

5. Частота вращения ветроколеса постоянна или зависит от скорости ветра? У аэрогенераторов, подключенных напрямую к мощной энергосистеме, частота вращения постоянна вследствие эффекта автосинхронизации, но такие установки менее эффективно используют энергию ветра, чем установки с переменной частотой вращения.

6. Ветроколесо соединено с электрогенератором напрямую (жесткое сопряжение) или через промежуточный преобразователь энергии, выполняющий роль буфера? Наличие буфера уменьшает последствия флуктуации частоты вращения ветроколеса, позволяет более эффективно использовать энергию ветра и мощность электрогенератора.

Классификация ветроэлектрогенераторов на основе перечисленных выше признаков представлена на рис 14.3, который, конечно, не исчерпывает всего многообразия возможных конструкций ветроустановок. Особенно это касается наиболее перспективных установок, использующих специальные устройства для увеличения скорости набегающего ветрового потока.

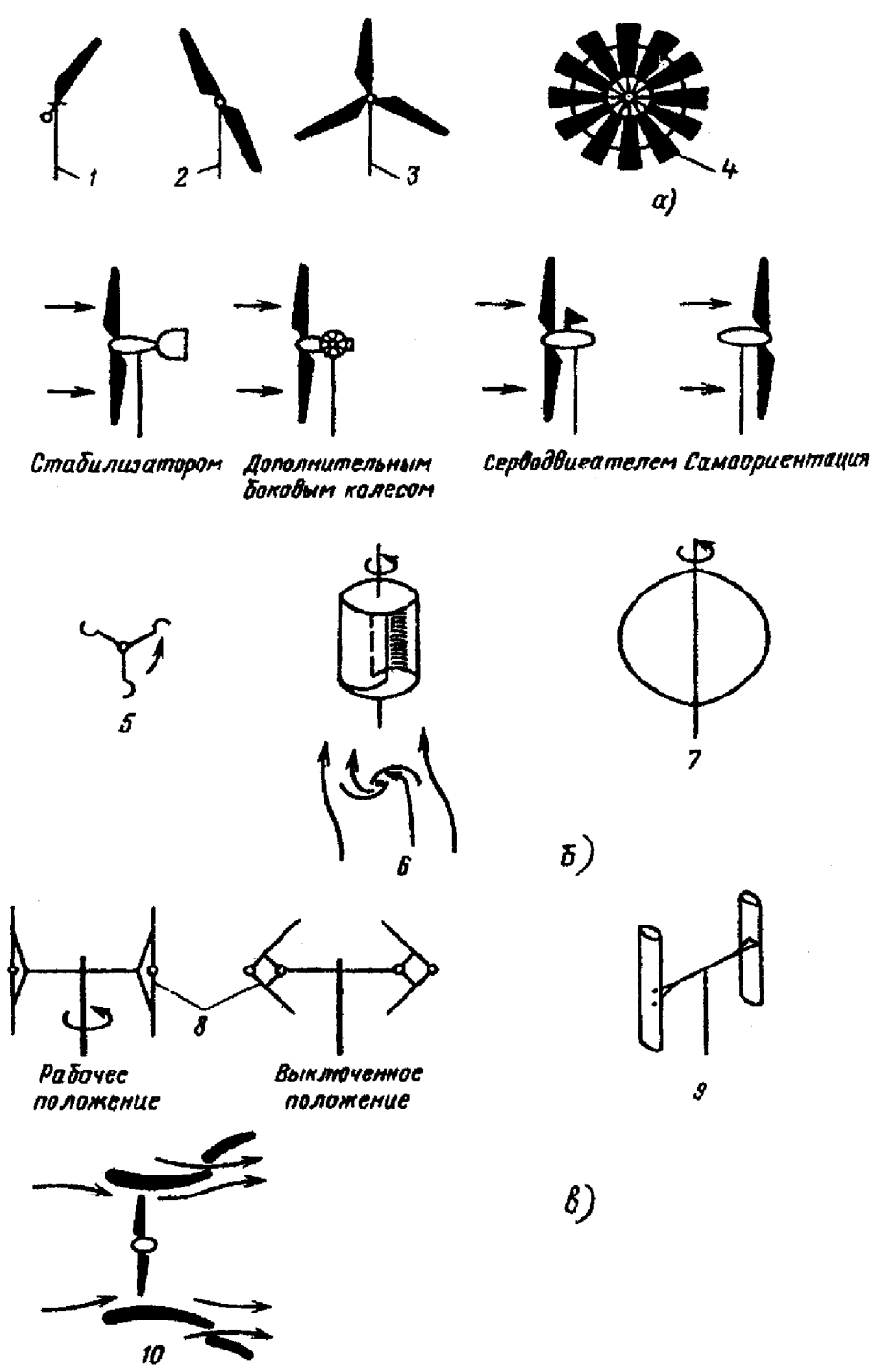


Рисунок 14.3. Классификация ветроколес: а - с горизонтальной осью, приведены способы ориентации при переднем расположении ветроколеса; б - с вертикальной осью; в - с концентраторами ветрового потока. 1- однолопастное колесо; 2 - двухлопастное; 3 - трехлопастное; 4 - многолопастное; 5 - чашечный анемометр; 6 - ротор Савониуса; 7 - ротор Дарье; 8 - ротор Масгрува; 9 - ротор Эванса; 10 - усилитель потока

Вопросы для самопроверки

1. При каких скоростях можно использовать энергию ветра и в каких районах России существуют эти условия?
2. Где была построена первая ВЭУ?
3. Перечислите отрицательные воздействия ветроэнергетических установок на окружающую среду.
4. От чего зависит мощность ветрового двигателя и ветроэнергетической установки?
5. Охарактеризуйте силы, возникающие при взаимодействии воздушного потока с лопастью ветроколеса.
6. По каким признакам классифицируются ВЭУ? Поясните термины «люфт-машины» и «драг - машины».

Лекция 15

ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

Тепловая энергия, выделяющиеся при извержении вулканов, гейзеров и горячих источников, стала интенсивно использоваться во второй половине 20 века (с появлением технических средств). Строго говоря, геотермальная энергия не является возобновляемой, это **альтернативный** вид энергии.

К геотермальным источникам энергии относят:

1. Источники горячей воды с t 150-200°C, залегающие на глубине до 2000 м (2 км);
2. насыщенный пар под давлением с $t=100-340^\circ\text{C}$ до 2 км;
3. сухой пар под высоким давлением с глубины 3-6 км;
4. насыщенный пар с t 150-180°C с глубины 2-3 км;
5. геотермальные горячие горные породы с $t=150-200^\circ\text{C}$;
6. вулканическая лава с $t=700-1200^\circ\text{C}$ с глубины 3-10 км.

Выделяют 3 класса геотермальных районов:

1. **Гипертермальный**. Температурный градиент $>80^\circ\text{C}/\text{км}$ эти районы расположены в тектонической зоне вблизи границ континентальных плит. Почти все из существующих ГеоТЭС размещены в таких районах (Первая ГеоТЭС в 1904 г. в Италии).
2. **Полутермальный**. Температурный градиент от 40 до $80^\circ\text{C}/\text{км}$. Это районы аномалий, лежащих в стороне от границ платформ. Тепло извлекается из естественных водоносных пластов или из раздробленных сухих пород. Хорошо используется для горячего тепло-снабжения.
3. **Нормальный**. Температурный градиент менее $40^\circ\text{C}/\text{км}$. Использование не экономично. В каждом из трех классов в принципе можно получать тепло за счет естественной гидротермальной циркуляции, при которой вода проникает в глубокозалегающие породы, где превращается в сухой пар, пароводяную смесь или просто нагревается до достаточно высокой температуры.

Принцип выработки электрической энергии на современных геотермальных электростанциях (ГеоТЭС) тот же, что и на ТЭС, работающих на органическом топливе. Теплота, получаемая из недр Земли, используется для выработки пара, вращающего турбоагрегат (рисунок 15.1). КПД ГеоТЭС из-за низкой температуры ниже ТЭС на органическом топливе. Пар, поступающий из недр земли, загрязнен растворенными в нем солями. Сепаратор пара удаляет нежелательные химические примеси. Из конденсатора поступает чистая вода, которая может использоваться в хозяйственных целях или вновь закачивается через скважины в недра Земли.

Высокое содержание солей в геотермальной воде приводит к тому, что через несколько лет происходит закупорка скважин. Это требует затрат на их очистку или бурение новых скважин в другом месте. Отбор тепла идет обычно быстрее, чем его восстановление за счет естественного процесса. Со вре-

менем температура пара или горячей воды падает, и это означает, что наступает исчерпание геотермической энергии. Чтобы предотвратить этот процесс исчерпания геотермической энергии, под землю под высоким давлением должна заканчиваться вода, что связано с определенным риском землетрясения (г. Денвер, США).

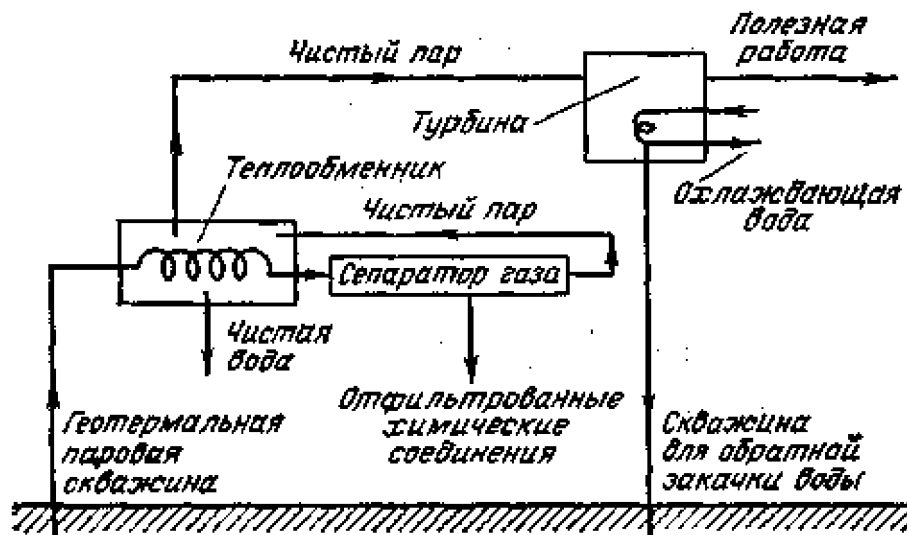


Рисунок 15.1. Геотермальная паровая скважина

Геотермальные источники оказывают заметное влияние на окружающую среду при использовании в энергетических установках. В глубинных водах в значительных количествах содержатся растворенные минералы (в 8 раз больше, чем в морской воде, и растворенные газы, такие как углекислый газ, сероводород и другие. Выбросы серы в виде сероводорода у ГеоТЭС могут быть выше, чем на ТЭС, использующих серосодержащие топлива.

Помимо загрязнения воды и воздуха солями и газами, а также мышьяком и ртутью, ГеоТЭС выбрасывают в атмосферу большое количество тепла и влаги. Извлечение из недр земли больших количеств теплоносителя создает опасность опускания ее поверхности и возникновение угрозы землетрясений. Кроме того, крупные геоТЭС занимают большую площадь. Построенная в Новой Зеландии в 1969 году ГеоТЭС мощностью 250 МВт занимает площадь 65 км².

В настоящее время в мировой энергетике принято решение проектировать ГеоТЭС ограниченной мощности.

Приливные гидростанции (ПЭС)

Энергия морских приливов (лунная энергия) известна давно. В некоторых районах мирового океана амплитуда приливной воды (разность между верхней и нижней отметками прилива) достигает 20 м, около Огненной Земли – 18 м, на побережье США – 28 м. Если открыть шлюз в то время, как приливная волна набирает высоту, и затем в высшей точке прилива шлюз закрыть (рисунок 15.2), то накопленную воду можно во время отлива пропустить через турбины и таким образом выработать электрическую энергию. Если установить реверсивные турбины, тогда добавится выработка электро-

энергии при заполнении водохранилища. Суммарный энергетический потенциал приливов составляет 13 ГВт, что намного меньше, чем потенциал рек. Но в отличие от ГЭС работа ПЭС определяется космическими явлениями и не зависит от погодных условий. К этому добавим следующие преимущества:

1. энергия приливов не образует вредных отходов;
2. не растрчивает невозполняемых минеральных ресурсов;
3. наносимый ущерб невелик.

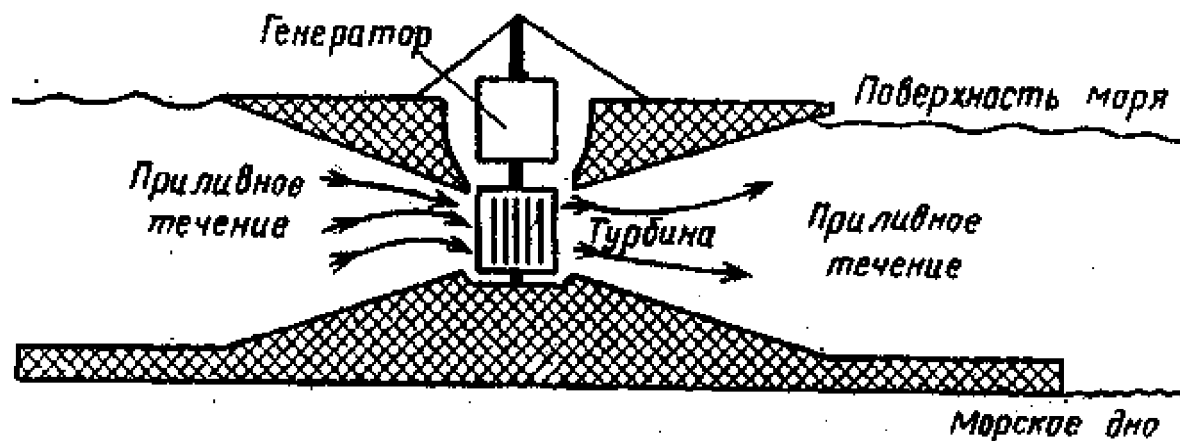


Рисунок 15.2. Схема электростанции на приливном течении

Недостатки: 1) стоимость 1 кВт·ч на 30-100% выше, чем на ТЭС и ГЭС; 2) неравномерность работы в течение суток не позволяет систематически использовать ее в периоды максимальных нагрузок; 3) нарушение судоходства. Экономически целесообразно использовать энергию приливов и отливов при амплитуде более 5 м. С 1966 г. во Франции на реке Рене действует ПЭС 240 МВт. Разработка и создание гидравлических турбин с диаметром 7,5 и мощностью 60 МВт позволили снизить стоимость вырабатываемой электрической энергии.

Гидроаккумулирующие станции (ГАЭС)

Неравномерность графика нагрузки потребителей в часы максимума нагрузки требует покрывать пиковые набросы активной и реактивной мощности. Эту задачу хорошо решают гидроаккумулирующие электрические станции. В интервалы времени, когда нагрузка в энергосистеме минимальна, ГАЭС перекачивает воду из нижнего водохранилища в верхнее и потребляет при этом электроэнергию из системы. В режиме непродолжительных пиков нагрузки ГАЭС работает в генераторном режиме и расходует запасенную в верхнем водохранилище воду (рисунок 15.3).

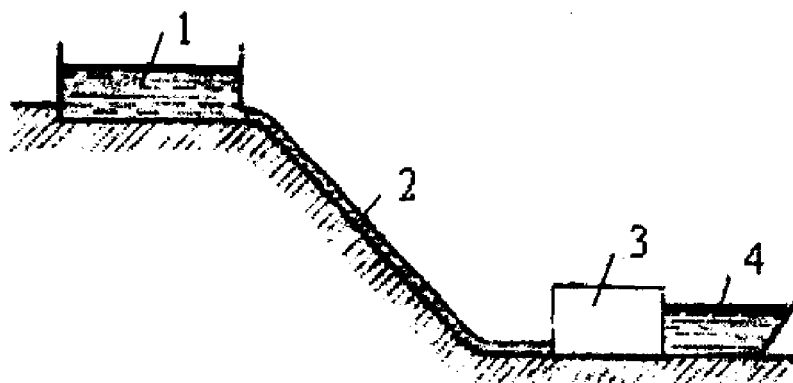


Рисунок 15.3. Гидроаккумулирующая станция: 1 – верхний бассейн; 2 – водовод; 3 – здания ГАЭС; 4 – нижний бассейн

В Европейской части России возможно сооружение до 150 ГАЭС. Но районы с благоприятным рельефом местности (перепады около 1 км) удалены от центров потребления электрической энергии, а строительство ЛЭП будет дороже строительства самой ГАЭС. Первая экспериментальная ГАЭС была построена под Киевом с напором 70 м, мощностью 225 МВт. Под Сергиевым Посадом сооружена ГАЭС мощностью 1200 МВт с обратимыми агрегатами. Станция 4 часа в сутки работает в генераторном режиме и около 5 часов в сутки - в двигательном, а в остальное время в режиме синхронного компенсатора (СК).

Мощность ГАЭС зависит от расхода воды и напора. При ограниченном объеме верхнего бассейна увеличить мощность можно за счет большого напора, очень удобны в этих целях горные реки. В Австрии имеется ГАЭС с самым большим в мире напором - 1800 м. Стоимость ГАЭС резко снижается, если вместо верхнего бассейна используется водоем. ГАЭС стали особенно эффективны с появлением обратимых гидротурбин, выполняющих функции турбин и насосов. Перспективы развития ГАЭС зависят от их КПД, который равен отношению количества выработанной электрической энергии к израсходованной электроэнергии. Первые ГАЭС имели КПД 40%, а современные 70-75%.

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ, АККУМУЛИРОВАННАЯ ОКЕАНОМ

Существует природная система аккумуляции солнечной энергии. Это - Мировой океан. Благодаря потоку солнечного излучения образуется температурный градиент между поверхностными и глубинными слоями морской воды. В качестве рабочего тела были предложены аммиак либо фреон, обычно применяемые в холодильных агрегатах.

На рисунке 15.4 схематически показано устройство океанической тепловой электростанции (ОТЭС).

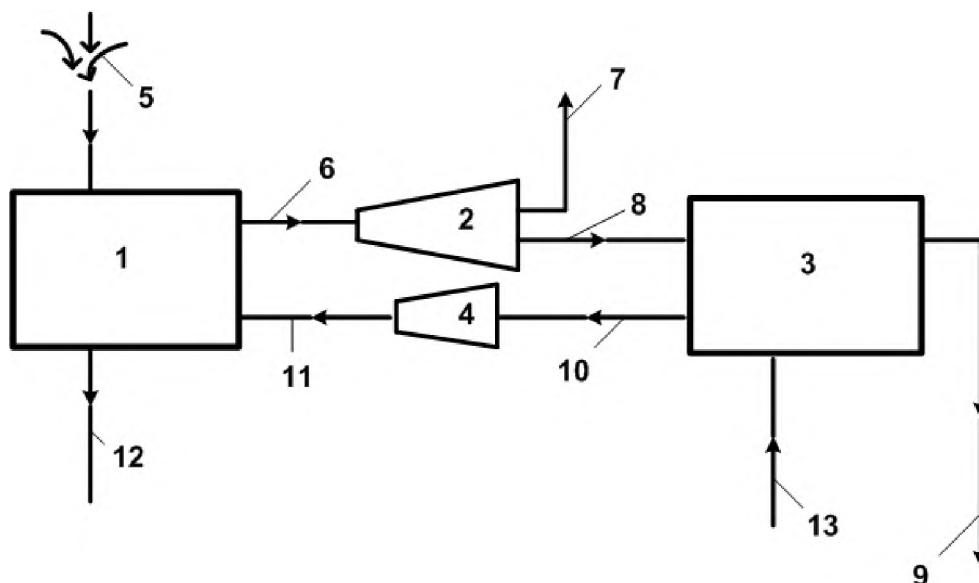


Рисунок 15.4 - Схема работы: 1 – котел испаритель; 2 – турбогенератор; 3 – конденсатор; 4 – компрессор; 5 – теплая вода (25°С); 6 – пары аммиака (20°С) под высоким давлением; 7 – вырабатываемая электроэнергия; 8 – пары аммиака (10°С) под низким давлением; 9 – сбрасываемая холодная вода (7°С); 10 – жидкий аммиак (10°С) под низким давлением; 11 – жидкий аммиак (10°С) под высоким давлением; 12 – сбрасываемая теплая вода (23°С); 13 – забор холодной воды (5°С)

Холодная вода поступает из глубинных слоев океана и используется для сжижения аммиака при температуре 10 °С. Жидкий аммиак затем испаряется при температуре 20 °С с помощью теплой воды, поступившей с поверхности океана. Температура отработавшей воды понижается на два градуса – с 25 до 23 °С. Пар аммиака, находящийся под высоким давлением, расширяется в турбине, охлаждаясь при этом на 10 °С; значительно падает и давление паров аммиака. Затем происходит их конденсация под действием более холодной воды, которая в результате сама нагревается на 2 °С.

Пример: Чему равен КПД цикла Карно для системы, изображенной на рисунке 15.4?

Фактически КПД будет вдвое меньше.

$$\eta = 1 - \frac{T_C}{T_H} = 1 - \frac{273 + 10}{273 + 20} = 3,4\%.$$

Основная проблема заключается не в технической осуществимости проекта, а в себестоимости производимой ОТЭС электроэнергии. На сегодняшний день электроэнергия, вырабатываемая ОТЭС, оказывается значительно дороже, чем электроэнергия, вырабатываемая на традиционных топливах.

Энергия биомассы

Во всем мире разрабатываются различные технологии переработки биомассы и ее энергетического использования (таблица 15.1).

Таблица 15.1

Различные технологии переработки биомассы

Вид биомассы	Процесс	Продукт
Сухая	Сжигание	Тепловая и электрическая энергия
	Газификация	Горючие газы, метанол
	Пиролиз	Горючие газы, смола, древесный уголь или полукокс
Влажная	Гидролиз и дистилляция	Этиловый спирт
	Брикетирование прессованием	Топливные брикеты
	Анаэробное сбраживание	Биогаз
	Сбраживание и дистилляция	Этиловый спирт

Примечание: Пиролиз – высокотемпературная обработка; анаэробное сбраживание – сбраживание без доступа воздуха.

Одним из перспективных направлений энергетического использования биомассы является производство биогаза. Биогаз – продукт анаэробного разложения микроорганизмами органических веществ. Теплотворная способность биогаза составляет 25 ГДж/м³. Наиболее эффективно производство биогаза из навоза, из 1 т которого производится 12 м³ метана.

В Москве на Люберецкой станции аэрации установлено 12 метантенков общим объемом до 100 000 м³. На станции ежегодно производится 50 млн.м³ газа, которого хватает не только на собственные нужды станции, но и для обеспечения газом поселка в 9 тысяч человек.

По данным профессора Д. Дэвинса, на 1 человека в год приходится до 5 тонн сухих органических отходов. В США общий годовой объем органических отходов достигает 1 млрд. тонн. При этом городские отходы составляют 25 % и отходы сельскохозяйственного производства - 75% [3]. Из этого количества отходов можно производить такое количество газа и жидкого топлива, которое эквивалентно 180 млн тонн условного топлива. Массовым отходом полеводства является солома злаковых. Ее количество превышает 200 млн тонн в год. Для хозяйственных нужд используется не более 100 млн тонн. Переработка оставшихся 100 млн тонн может дать около 20 млрд м³ в год метана.

Первичные загрязнители воздуха

К веществам, загрязняющим атмосферу, относятся окись углерода, углеводороды, окислы серы, окислы азота и твердые частицы. Некоторые другие загрязняющие вещества по своему происхождению являются вторичными, т.е. образуются на основе этих первичных загрязнителей. Первичные загрязнители имеют множество естественных источников; вот почему, даже если бы человек не жил на Земле, все равно в атмосфере существовал, был остаточный фоновый уровень содержания вредных соединений. Правда, необходимо подчеркнуть, что это чувствуют, пожалуй, только люди, живущие на склонах вулканов; естественный фоновый уровень загрязнения в целом крайне низок и сам по себе едва ли мог бы привести к последствиям, от которых так страдают наши густонаселенные города.

Источники первичных загрязнителей перечислены в таблице 16.1.

Основной источник	Доля в общем количестве выбросов, %				
	Окись углерода CO	Углеводороды CH	Окислы серы SO _x	Окислы азота NO _x	Твердые частицы
Выбросы двигателей транспортных средств	58	52	-	51	3
Лесные пожары, выжигание растительности	19	-	-	1	9
Испарение растворителей	-	27	-	-	-
Промышленное производство	11	14	20	1	51
Складирование твердых отходов	8	4	1	2	5
Электростанции	2	2	78	44	26
Прочие источники	4	1	1	1	6

Из таблицы видно, что главную роль в выбросе первичных загрязнений играют средства транспорта и стационарные источники продуктов сгорания.

Ниже рассматривается каждое из первичных веществ, определяется его воздействие на природную среду, а затем анализируются вопросы, связанные с вторичными загрязнителями.

Окись углерода

Для живых существ, дышащих легкими, окись углерода может оказаться чрезвычайно вредной и даже ядовитой. Окись углерода примерно в 210 раз лучше поглощается кровью, чем кислород, так что, если в воздухе присутствуют оба газа, окись углерода поглощается гемоглобином в первую

очередь и, соединяясь с ним, образует карбоксигемоглобин (СОHb); продуктом присоединения кислорода к гемоглобину является оксигемоглобин (O₂Hb). Карбоксигемоглобин связывает молекулы гемоглобина и препятствует переносу оксигемоглобином кислорода от легких к тканям. Вследствие этого сердце и легкие вынуждены работать с большей нагрузкой, а если в крови образуется много СОHb, наступает коматозное состояние, приводящее к смерти. Симптомы воздействия на здоровье человека при различных уровнях содержания СОHb в крови перечислены ниже:

Содержание СОHb в крови ¹ , %	Симптом
Менее 1.....	Заметные симптомы отсутствуют
2,5.....	Некурящие хуже различают продолжительность интервалов времени
3.....	У некурящих снижается острота зрения
5.....	Устойчивое снижение способности к восприятию, нарушение психомоторных функций
10.....	Значительно уменьшается способность крови к переносу кислорода
15.....	Головные боли, головокружение, повышенная утомляемость
35.....	Мелькание в глазах, звон в ушах, тошнота, рвота, сильное сердцебиение, мышечная слабость, апатия
40.....	Коматозное состояние, приводящее к смерти

¹ Приближенные значения, которые могут колебаться в зависимости от индивидуальных особенностей организма

Эмпирическим путем установлено, что на каждую миллионную долю (1,15 г/м³) окиси углерода, воспринимаемую организмом, около 0,16% общего количества гемоглобина в крови переходит в карбоксигемоглобин (СОHb).

Углеводороды (СН)

Предельные углеводороды – метан и члены его ряда – сравнительно инертны в отношении их воздействия на здоровье (если они присутствуют в небольших количествах) и образования вторичных загрязнителей. В то же время многие другие углеводороды, не являющиеся членами ряда метана, для здоровья опасны, даже если не происходят фотохимические реакции. Это – соединения, принадлежащие к ряду альдегида, бензола, кетона и этилена. Они вызывают раздражение глаз, кожи и расстройство дыхательных органов. Если речь идет о бензоле, то его концентрация в атмосфере может вызывать раковое заболевание.

Взвешенные частицы

Большая часть твердых примесей в атмосфере, попавших туда в результате сжигания топлива на электростанциях и работы промышленных предприятий, оседает на землю в виде пылинок.

Несомненно, частицы будут рассеяны на очень большом расстоянии от источника загрязнения. Не исключено, что их воздействие на человеческий организм окажется довольно заметным.

Степень частиц, попавших в организм человека через дыхательные пути, зависит от химических свойств частиц, их гранулометрического состава в воздухе, а также от эффективности, с которой химические вещества, содержащиеся в частицах, подвергаются экстракции при отложении частиц в дыхательных органах.

Различные химические элементы по-разному влияют на организм человека – одни совершенно безвредны, другие токсичны. Многие металлические микроэлементы, которые присутствуют в окружающей среде, представляют собой системные яды. Отдельные элементы могут вызывать заболевания легких (например, силикоз). Считается, что при определении степени токсического действия взвешенных частиц решающее значение имеет их размер. Токсический эффект обычно возрастает с уменьшением диаметра частиц.

Окислы серы

Двуокись серы (SO_2) и трехокись (SO_3) поступают в воздушный бассейн (в соотношении примерно 30:1) при сжигании органических топлив. В результате реакции обоих этих веществ с атмосферной влагой образуется серная кислота.

Серная кислота и двуокись серы вредны для здоровья, так как вызывают сужение бронхов и воспаление их слизистой оболочки. Довольно трудно выделить воздействие каждого из этих соединений изолированно, поскольку в загрязненной атмосфере они почти всегда присутствуют вместе. Серная кислота приводит к возникновению кислотного тумана, а для этого необходимо появление ядер конденсации. В результате SO_2 и твердые частицы производят синергетическое (совместное) действие; это значит, что суммарный эффект воздействия превышает действие, оказываемое каждым компонентом в отдельности.

Синергетическое действие возникает либо при поглощении сульфатов поверхностью частицы, либо когда сама частица представляет собой жидкий сульфат. Многие взвешенные частицы – просто капли, хотя принято отождествлять частицу с твердым телом. Сульфаты, образовавшиеся при растворении SO_2 в атмосферной влаге, становятся активными ядрами конденсации и содействуют образованию туманов и водяных капель. Длинный, отчетливо видимый белый факел, выходящий из труб электростанции, обязан своим существованием исключительно выбросу большого количества двуокиси серы, на частицах которой происходит конденсация водяного пара. «Чистый» факел дымовых газов быстро рассеялся бы, а не тянулся через всю округу.

В результате совместного действия SO_2 и твердых частиц весьма трудно дать отдельную количественную оценку влияния SO_2 на здоровье. Отметим, что при загрязнениях чаще повторяются и тяжелее протекают респираторные заболевания среди детей и престарелых; известны случаи смерти людей, страдавших бронхитом. Сообщалось также о повышенном числе случаев заболевания раком легких у лиц, постоянно подвергающихся воздействию SO_2 . Совершенно ясно, что загрязнение воздуха окислами серы и твердыми частицами наносит огромный вред здоровью, не считая воздействия кислотных осадков.

Окислы азота

Оксид и диоксид азота (NO) и (NO_2), наряду с другими его окислами, образуются при сжигании различных топлив; доля NO_2 в общем количестве окислов не превышает 0,5%. В атмосфере оксид азота постепенно превращается в NO_2 , хотя этот процесс протекает более интенсивно в присутствии других примесей и под действием солнечного света.

В нормальной, незагрязненной атмосфере массовые концентрации NO и NO_2 равны соответственно 2 и 8 мкг/м^3 . Как известно, NO безвредна при нормальных концентрациях, даже если воздух загрязнен. Напротив, NO_2 в высшей степени вредна, и при достаточно большой концентрации ее воздействие может оказаться смертельным. Как NO , так и NO_2 влияют на жизнь растений: скорость их роста замедляется, урожайность падает. Эти окислы также воздействуют на текстильные изделия, вызывая потускнение красок, повреждение хлопковых и нейлоновых волокон.

Пороговая концентрация запаха для NO_2 составляет около 225 мкг/м^3 . Чересчур длительное воздействие NO_2 приводит к стесненности дыхания и воспалению бронхов; повышается частота респираторных заболеваний.

Диоксид азота поглощает солнечное излучение главным образом в синей области спектра, поэтому пропущенный свет кажется красноватым. Оксид азота - бесцветный газ, диоксид имеет красновато-бурый цвет. В результате пелена сильно загрязненного воздуха, нависшая над городом, имеет хорошо всем знакомый цвет ржавчины.

Вторичные загрязнители воздуха

Выше было рассмотрено прямое воздействие большинства загрязняющих веществ, выделяемых при промышленном производстве, в том числе при работе электростанций и двигателей внутреннего сгорания. Однако многие из этих загрязняющих веществ реагируют между собой под действием солнечного излучения и при определенных метеорологических условиях; в результате образуются вторичные загрязнители воздуха, которые по своему вредному воздействию не уступают первичным, а подчас даже и превосходят их.

Вопросы для самопроверки

1. Какие источники относят к геотермальным?
2. На какие три класса разделяют геотермальные районы?
3. Назовите российские геотермальные электростанции. Перечислите преимущества и недостатки ГеоТЭС.
4. Поясните принцип действия, а также достоинства и недостатки приливных электростанций.
5. В какой части графика нагрузки располагают ГАЭС?
6. Как определяется КПД ГАЭС и от чего зависит их мощность?
7. Объясните принцип работы ОТЭС.
8. Перечислите способы переработки биомассы и получаемые при этом продукты.
9. Назовите вещества, загрязняющие атмосферу.
10. Какое воздействие на человека оказывают первичные загрязнители воздуха: окись углерода, углеводороды, окислы серы и азота?

Лекция 16

ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СОСТОЯНИЙ ВЕЩЕСТВА

Первая половина 70-х годов показала, что мир вращается вокруг проблемы энергии, а не денег [3] и в наших жизненных интересах найти эффективные способы использования энергии. На рисунке 16.1 показана диаграмма, представляющая в общем виде основные сферы деятельности человека.

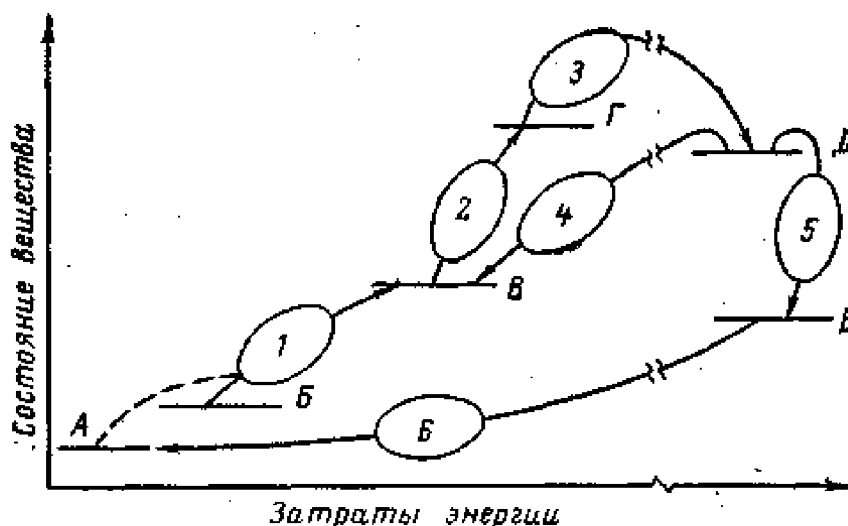


Рисунок 16.1. Структурная схема различных состояний вещества и затрат энергии на его преобразование: А – первичные элементы; Б – сырье; В – полуфабрикаты; Г – готовая продукция; Д – продукция по окончании срока использования; Е – утиль; 1 – обогащение; 2 – сборка и обработка; 3 – использование; 4 – рециркуляция; 5 – сброс в утиль; б – распад

В необработанное сырье (руду, камень, лесоматериалы и т.п.) добавляется большое количество энергии и получают первичные материалы (металлы, древесные заготовки, бумагу и т.д.). Для производства из этих материалов конечной продукции (домов, машин, аппаратуры и т.п.) требуется уже более существенная степень технологической обработки, но энергии на нее требуется меньше, чем на получение первичных материалов.

Эти конечные изделия имеют различные сроки службы и для своего функционирования требуют иногда значительного количества энергии. Постепенно достигается конец полезного срока службы изделий, после чего они обычно выбрасываются в металлолом или на свалку. Изделия, попадающие в отходы, уже теряют значительную долю своей первоначальной ценности, однако все еще сохраняют в себе значительную, затраченную на их изготовление полезную работу и энергию, которая, таким образом, теряется в отходах. Из отходов можно получить некоторые виды готовой продукции, для чего, естественно, требуется новый процесс технологической обработки, а следовательно, и дополнительные затраты энергии, хотя и не в таком количестве, как при про-

изводстве из сырьевых материалов. Однако большинство отходов просто оставляется для полного разрушения и распада, в процессе которого их качественные характеристики становятся хуже по сравнению с первоначальным сырьем, из которого они были изготовлены. Конечно, и в этом случае могут быть восстановлены полезные материалы, как это показано пунктирной линией на рисунке 16.1, но для этого необходимы большие затраты энергии.

Из диаграммы этого рисунка видно, какими путями следует добиваться сбережения энергии. Эти пути следующие:

1. совершенствовать процессы обогащения и изготовления;
2. минимизировать конечное энергопотребление;
3. создавать продукцию с продолжительными сроками службы и не требующую частой замены деталей;
4. проводить восстановительные работы по возможности в более широких масштабах.

Некоторые из этих условий выполняются в наше время, а некоторые противоречат целям отдельных направлений экономической деятельности. Однако весьма редко встречаются решения, основанные на наилучшем использовании законов термодинамики.

В качестве примера рассмотрим отопление жилья. Во многих домах используются печи с принудительной тягой, которые, как известно, имеют низкую термодинамическую эффективность. Эффективность системы может быть улучшена за счет предварительного подогрева поступающего извне холодного воздуха с использованием для этих целей теплоты вентиляционных выбросов. Замена печей тепловыми насосами значительно повышает эффективность отопительной системы. Но самые лучшие результаты могло бы дать изменение условий задачи. В конце концов, целью отопления вообще является не обогрев дома как такового, а живущих в нем людей. Почему бы не потребовать использовать микроволновую систему отопления, которая обогревала бы непосредственно людей и потребляла бы значительно меньше энергии, чем любая другая система – печь или тепловой насос, нагревающие воздух? Возможно, против этого предложения будет много возражений с иных позиций. Но данный пример говорит, что всегда существует несколько вариантов решения какой-либо проблемы, а их всегда следует внимательно изучать в каждой ситуации [3].

Вопрос энергосбережения удобно рассматривать с точки зрения конечного потребления энергии, поскольку в этом случае легче получать статистические данные. Конечные потребители энергии делятся на три крупные категории: жилой сектор и сфера обслуживания, промышленность и транспорт. При этом, по грубому подсчету, на каждый из этих секторов приходится около 25% всей производимой в стране энергии. Оставшаяся четверть приходится на потери при преобразовании энергии.

Экономия энергии – это переплетение и взаимодействие различных социально-экономических факторов. Проблема экономии энергии почти не поддается прямому анализу. На эту тему написано много статей и проведено много исследований, вырабатываются различные рекомендации, касающиеся

энергетической политики на ближайшие годы. Например, реализуется программа по строительным стандартам в области энергопотребления зданий (ССЭЗ).

Энергосбережение в энергетике

Основными элементами системы электроснабжения являются линии и трансформаторы. Потери мощности и энергии в этих элементах подробно будут изучены в курсах спец. дисциплинами в части «Энергопотребление и энергосбережение».

Пути энергосбережения в системе электрического освещения

В России на нужды освещения расходуется 13-15% всей вырабатываемой электроэнергии. Из них около 60% приходится на освещение промышленного производственного сектора и 20-25% на освещение в жилом секторе. Ввиду энергоемкости этой сферы, обусловленной массовостью и широкой распространенностью осветительных приборов, оценка эффективности систем освещения и выявление резервов энергосбережения в этой сфере являются актуальными задачами.

Освещение относится к процессам, обеспечивающим необходимые условия для жизни и работы людей. Между показателями освещенности рабочего места и производительностью труда существует прямая зависимость. При слабом освещении увеличивается количество ошибок рабочего, снижается качество продукции. Если же освещение чрезмерно яркое, то неоправданно возрастают расходы электроэнергии на нее.

Кроме того затраты на освещение зависят от географического положения объекта населенного пункта, что связано с длительностью использования естественного и искусственного освещения.

Основным нормативным документом для проектирования и исполнения осветительных установок являются Строительные нормы и правила (СНиП 23-05-95).

Эти нормы регламентируют уровень освещенности в зависимости от разряда выполняемой зрительной работы. Для большинства зрительных работ может быть использована система как общего, так и комбинированного освещения. Причем для зрительных работ более высокой точности требуется применение второй системы освещения.

Расчет количества светильников для проектируемого помещения по методу коэффициента использования осуществляется по формуле

$$N = \frac{E_n \cdot K_{\text{зап}} \cdot F \cdot Z}{\Phi \cdot \eta},$$

где E_n - нормированная освещенность, лк; $K_{\text{зап}}$ - коэффициент запаса; F - площадь помещения, м²; $Z = \frac{E_{\text{ср}}}{E_{\text{мин}}}$ - коэффициент неравномерности освещения $Z=1,1-1,15$; Φ - световой поток источника света (лампы), который измеряется в люках, (лм); η - коэффициент использования светового потока источника света, доли единицы.

Мощность потребляемой осветительной установкой определяется по формуле:

$$P_{o,y} = K_{ПРА} \cdot P_{л} \cdot N \cdot K_c,$$

где $K_{ПРА}$ - коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА); $P_{л}$ - мощность одной лампы, Вт; N - количество светильников или ламп; K_c - коэффициент спроса.

Расход затрат на освещение зависит от таких величин, как коэффициент запаса светового потока лампы (световая отдача), коэффициента использования осветительной установки.

В свою очередь, $K_{зан}$ зависит от запыленности помещения и типа применяемого светильника; световой поток лампы зависит от типа источника света, его световой отдачи, ЛМ/ВТ. Наиболее низкая световая отдача у ламп накаливания, а наиболее высокая у люминесцентных ламп газоразрядных и у ртутных ламп типа ДРИ, ДНАТ.

Коэффициент использования осветительной установки зависит от типа светильника, его КПД, коэффициентов отражения поверхностей и геометрических размеров помещений.

Значительное количество мощности ($\approx 10\%$) теряется в пускорегулирующей аппаратуре для газоразрядных ламп.

Очевидны следующие выводы по снижению потребления электроэнергии на освещение.

1. Необходимо применять источники света с большей световой отдачей.
2. Применять светильники с лучшими светотехническими характеристиками, соответствующими условиям окружающей среды.
3. Интерьер помещений оформлять с более высокими коэффициентами отражения поверхностей.
4. Для газоразрядных ламп применять ПРА с меньшими потерями (электронные).
5. Там, где возможно, применять систему локализованного освещения.

Энергосбережение в коммунальном хозяйстве

Коммунальное обслуживание населения является сложным и многопрофильным хозяйством.

Оно предназначено для обслуживания и обеспечения потребностей населения, общественных и административных организаций предприятий в горячей и холодной воде, теплоснабжении, электроснабжении, отводе сточных вод (канализации). К организациям коммунального хозяйства в нашем городе относятся МП «Водоканал», МУ ДЕЗ, ПЖЭТы, ЖЭКи, ЖЭУ, в ведении которых находятся сети водоснабжения.

Отклонения от этих режимов приводят к перерасходу энергоресурсов, авариям в работе, ухудшению экономической установки в работе.

Рассмотрим пример простой котельной установки, работающей на угле (или мазуте), с системой теплоснабжения зданий. Принципиально установка

состоит из самого котла, устройства топливоподачи, вентиляторов дутья (подающих воздух в топку), экономайзеров, дымососов, питательных и сетевых насосов и вспомогательного оборудования.

Температурный график теплоносителя отопительной системы задается инженерной службой в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра. Для выработки заданного количества тепла требуется сжечь определенное количество топлива по определенному экономическому режиму.

Для сжигания определенной массы угля требуется определенное количество воздуха за определенное время. Если воздуха окажется недостаточно, то не весь уголь сгорит, часть его в виде недогоревших частиц выпадет на экранных трубах, в дымоходе, экономайзере и проч. Будет много копоти из трубы. Если воздуха будет с избытком, то не все топливо успеет сгореть в топке и часть его с дымом унесет в трубу.

Большое влияние на экономичную работу котла оказывает его газоплотность, т.е. отсутствие подсосов свежего воздуха через лючки, газоходы, золоуловители, экономайзер.

На что надо обращать внимание при эксплуатации котельных:

1. Какова тепловая схема котельной с точки зрения экономических показателей.
2. Периодичность и качество ремонтных работ (по записям в журнале).
3. Наличие режимных карт эксплуатации котлов, аэродинамическое сопротивление газового тракта.
4. Газоплотность котла, герметичность футеровки и пр.
5. Регулярность очистки золоуловителей, газоходов и всего газового тракта.
6. Регулярность очистки (обдувки) внешних поверхностей нагрева котла, экономайзера.
7. Регулярность очистки (промывки и продувки) внутренних поверхностей нагрева. Промывка при ремонте спец. раствором, продувка – удаление осадков шлака при работе (под давлением).
8. Состояние учета выработки тепловой энергии по котлам и отпуск в целом по котельной по направлениям.

По результатам обследований установлено, что все потери теплоэнергоресурсов ТЭР в котельных можно разделить на три категории:

Первая категория – непроизводительные потери и соответственно затраты, вызванные бесхозяйственностью и нарушением технологических регламентов из-за неудовлетворительного, непрофессионального обслуживания. К ней относятся: систематическая недогрузка, простои, работы на нерасчетных режимах, нарушение теплоизоляции и газоплотности, нерегулярная очистка внешних и внутренних поверхностей нагрева. Для устранения потерь первой категории не требуется больших затрат, нужна лишь правильная, четкая, грамотная организация эксплуатации котельного оборудования.

Вторая категория потерь связана с нерациональным расходом тепловой энергии. К ним относятся: непринятие своевременных мер по модернизации

оборудования, схем энергоснабжения; отсутствие систем автоматизации выработки и потребления энергоносителей; отсутствие приборов коммерческого учета. Для устранения потерь второй категории необходимы определенные средства на выполнение полномасштабного, капитального ремонта.

К третьей категории потерь можно отнести применение устаревшего неэкономичного оборудования. Для устранения этих непроизводительных расходов требуются значительные капитальные затраты для замены основного оборудования на более экономичное и внедрение энергосберегающих технологий, в частности автоматизация.

Далее рассмотрим, как обстоят дела с потерями тепловой энергии в сетях теплоснабжения и непосредственно в зданиях.

Все трубопроводы тепловых сетей (отопления и горячего водоснабжения) покрывают слоем теплоизоляции для снижения тепловых потерь при транспортировке теплоносителя. Тепловая изоляция должна отвечать определенным требованиям: низкой теплопроводностью, малым удельным весом (массой), негигроскопичностью, небольшой стоимостью. Поверх теплоизоляции накладывают при прокладке в каналах слой стеклоткани или пергамина, слой толстой промасленной бумаги, при наружной прокладке трубопроводов теплоизоляции покрывают слоем оцинкованного железа для защиты от атмосферных осадков. Очень важно, чтобы изоляцией были покрыты все участки трубопроводов, к сожалению, на практике не всегда это соблюдается. Естественно, что это приводит за счет увлажнения или отсутствия изоляции к значительным потерям тепловой энергии при транспортировке. К потребителю теплоноситель приходит с пониженными против нормы параметрами. Потери теплоносителя возможны и в запорной арматуре.

Как же обстоят дела с теплотерями в зданиях, особенно жилых? Нетрудно перечислить места усиленных теплотерь. Это незакрывающиеся или металлические двери подъезда, отсутствие двойного остекления в подъездах, неутепленные люки на чердаках и недостаточная толщина теплоизоляции потолка верхнего этажа, трещины в покрытии в стыках стеновых панелей, незаклеенные окна в квартирах. Все эти факторы увеличивают на 10-15% теплотери здания, снижают температуру в квартирах и увеличивают расход топлива на ТЭЦ, котельных.

Для выявления мест повышенных теплотерь здания проводят его тепловизионную диагностику с помощью специальных приборов - тепловизоров.

Тепловизоры – это приборы, которые позволяют регистрировать и визуализировать (видеть зрением) инфракрасное или тепловое излучение тел в диапазоне длин волн от 3 до 14 мкм. Глаз видит свет в диапазоне длин волн 0,3 – 0,7 мкм.

С помощью тепловизоров производят бесконтактную дистанционную съемку тепловых изображений зданий путем регистрации инфракрасного излучения испускаемого объектом (термограмм).

В процессе обработки термограмм можно определить места утечек тепла, дефекты теплоизоляции, дефекты заделки швов, области подсоса воздуха и т.п. и принять меры по их устранению.

Применение частотно-регулируемого электропривода в коммунальном хозяйстве

В коммунальном хозяйстве для привода различных механизмов применяется электропривод, с помощью которого осуществляется пуск, регулирование параметров и остановка электродвигателя.

В процессе эксплуатации производительность некоторых агрегатов должна меняться в достаточно широком диапазоне. Следовательно, должна изменяться и мощность, потребляемая этим агрегатом. К таким агрегатам в коммунальном хозяйстве относятся насосы холодного и горячего водоснабжения, вентиляторы и дымососы котельных агрегатов, насосы станций сточных вод и ряд других агрегатов.

В связи с тем, что в этих установках применяются в основном асинхронные электродвигатели, то возможности регулирования производительности установки крайне ограничены и ее можно осуществлять включением нескольких агрегатов параллельно или регулированием величины зазора задвижки, заслонки, шиберы (дресселированием). Так как при этом способе регулирования увеличивается статический напор воздуха или воды, то мощность, потребляемая электродвигателем, изменяется незначительно.

Изменения числа оборотов двигателя можно осуществить за счет установки перед двигателем регулируемого преобразователя частоты. Регулируемый частотный преобразователь совместно с электроприводом образуют устройство, именуемое частотно-регулируемый электропривод (ЧРЭП). Произойдет заметное уменьшение мощности, потребляемой электродвигателем, при изменении производительности агрегата частотой изображено кривой.

Применение регулируемого преобразователя частоты для регулирования производительности агрегатов дает значительную экономию электроэнергии (20-60%). Следует заметить, что экономия электроэнергии может быть получена только на тех установках и агрегатах, где нагрузку необходимо регулировать в соотношении не менее чем 1:3. При меньшем соотношении необходимо проводить технико-экономический расчет, а для агрегатов, работающих с постоянной производительностью, применение ЧРЭП нецелесообразно.

Социально-экологические аспекты энергосбережения

Формирование энергосберегающего поведения

Проблема энергосбережения сложная и многоплановая. Она включает в себя ряд аспектов, от политических до технических и технологических, которые мы рассматривали на предыдущих лекциях. Однако без формирования культуры разумного энергопотребления и связанного с ней энергосбережения у всех слоев населения - от руководителей предприятия до домохозяек,

т.е. всех потребителей энергоресурсов - невозможна реализация путей и Программы энергосбережения.

В условиях неформированных принципов разумного потребления энергоресурсов реализация Программы будет постоянно сталкиваться с противодействием значительной части руководителей предприятий и населения.

К сожалению, в общественном сознании сформировались ложные стереотипы, не способствующие разумному энергопотреблению, это такие как:

«На наш век хватит»;

«Страна наша большая, энергоресурсов много, для чего же экономить»;

«Я из своего кармана плачу и имею право тратить сколько хочу».

В результате действий этих стереотипов возникла парадоксальная психология «богатство в бедности»:

«Энергии у нас в стране много, и можно не задумываться о той цене, которую мы за нее платим».

Этот стереотип развеивается регулярными повышениями тарифов на квартплату и, в частности, на энергоносители.

Стереотип богатой и неисчерпаемой страны, который внедрялся в психику населения, привел к своеобразной бравате расточительства. Мы сравнивали себя с Западом: у нас больше воды на 1 человека, больше тепла, больше канализации и т.п.

Теперь наступило время, когда надо научиться считать, что потребляем и как - это уже нравственный долг и обязанность каждого гражданина перед будущими поколениями. Важно сформировать новое мышление энергопотребления, которое можно выразить в следующем:

- будущее наших детей и внуков зависит от того, что мы им оставим в наследство;

- энергоресурсы ограничены самой природой, большинство их невозобновляемы, цена на них будет постоянно расти;

- мы платим не только за то, что потребляем, но и за то, что расходует (сбрасываем);

- производители товаров должны производить менее энергоемкие и энергосберегающие товары и услуги;

- во всех отраслях народного хозяйства должна проводиться политика энергосбережения, так как в конечном счете все виды затрат энергии оплачивает потребитель (покупатель), т.е. каждый человек.

Задача формирования энергосберегающего поведения важная и сложная, требующая долгого времени и многих усилий по разным направлениям, таким как:

- создание юридически-правовой базы ответственности за энергопотребление;

- введение в образовательные программы дисциплины «Проблемы энергосбережения» на всех уровнях образования (от школы до академий);

- изучение общественного мнения, его мониторинг по вопросам энергосбережения;

- организация через средства массовой информации (СМИ) информационного потока по вопросам рационального энергопотребления и энергосбережения на различные группы населения (энергопотребителей).

Именно СМИ могут оказать неоценимую помощь в формировании разумного потребления, т.к. каждый сотрудник СМИ также является потребителем энергии.

Информационное воздействие и влияние необходимо направить не на всех в общем, а на различные группы потребителей, так как для каждой группы различны пути и методы воздействия.

Рассмотрим вопросы энергосбережения на примере коммунально-бытового потребления вод.

Пример. В г. Рубцовске, по нормативам и тарифам на ГВС, ХВС и ВО (канализация), на одного человека приходится:

Энергоноситель	Норматив расхода		Стоимость в руб, в месяц		
	в сутки, л	в месяц м ³	по себестоим.	оплачиваемая	%
Горячая вода	100	3,0	77,24	46,34	60
Холодная вода	170	5,1	14,68	10,29	69
Канализация	270	8,1	24,22	16,93	70
Всего за 1 человека			116,14	73,56	64

В семье проживает 4 человека. Установили счетчики на ГВС и ХВС, стоимость установки обошлась в 2000 руб. При рациональном потреблении расход снизился на 50%. Определить годовую экономию в рублях и за сколько времени окупится установка счетчиков.

В месяц: оплачиваем сейчас $73,56 \cdot 4 = 294,24$ руб.

Будем оплачивать $116,14 \cdot 4 = 464,56$ руб.

После установки счетчиков оплата в месяц уменьшится в 2 раза, т.е. составит 147,12 руб. и 234,28 руб. соответственно.

За сколько месяцев окупится?

$$T_{ок} = \frac{C_{сч}}{C_{эк}} = \frac{2000}{147,17} = 13,6 \text{ мес.} \quad \frac{2000}{234,28} = 8,5 \text{ мес.}$$

Экологические аспекты энергосбережения

Необходимость проведения политики энергоснабжения диктуется рядом обстоятельств.

1. Ограниченность невозобновляемых источников энергии (уголь, нефть, газ), потребление которых в мире составляет 10 млрд т. условного топлива в год. Существующих запасов хватит только на несколько десятков лет, а дальше? Энергосбережение может этот период удлинить, пока будут освоены новые источники.

2. Неопределенность перспектив развития ядерной энергетики.

Использование ядерной энергии для выработки тепловой и электрической энергии может отодвинуть энергетический кризис, но не сможет исклю-

чить полностью. К тому же ядерная энергетика, как показал опыт, небезопасна. На начало 90 г. в мире произошло около 30 аварий на АЭС, против строительства АЭС активно выступают «зеленые».

3. Неопределенность перспектив развития нетрадиционной энергетике (ВИЭ - малая гидроэнергетика, геотермальная энергия биомасса, энергия ветра, солнечная).

Нетрадиционные ВИЭ могут заменить объем органического топлива, но необходимы побудительные мотивы и значительные инвестиции.

Нетрадиционные источники не так уж безобидны экологически.

4. Энергетика - одна из главных загрязнителей биосферы.

В России и СНГ на долю энергетике приходится 30% всех загрязнений атмосферы, в США – 20%.

Объекты энергетике загрязняют атмосферу, землю и воду выбросами дымовых газов, золы и сточными водами электростанций, сбросами большого количества теплоты.

Экологически вредным фактором, связанным с объемом энергопотребления предприятия, города, народного хозяйства в целом, является *тепловое загрязнение*. Объемы потребления энергопотребителем топлива, горячей воды, пара одновременно являются и объемами теплового загрязнения района.

Температура среды обитания является важнейшим фактором, влияющим на процессы жизни животных и организмов. Это особенно актуально для водной фауны и флоры.

Для каждого вида растительного и животного мира существует свой интервал температур, благоприятный для обитания. Изменение температуры воды приводит к изменениям поведения живых организмов. Рыбы мигрируют, а растения этого сделать не могут - приходится приспосабливаться или умирать. Привыкнув к теплой воде, организмы становятся беззащитны при снижении температуры в случае остановки ТЭС.

Можно привести целый ряд примеров влияния температуры на поведение и воспроизводство организмов. Отрицательные факторы имеют место.

В большинстве промышленных стран установлены пределы теплового загрязнения водоемов (рек, озер, морей), т.к. они принимают основную часть сбросного тепла и наиболее сильно страдают от теплового загрязнения.

В Европе принято, что вода в водоеме не должна нагреваться более чем на 3°C по сравнению с естественной температурой водоема. В США соответственно установлена температура повышения 3°C для рек и 1,3°C для озер. В России температура в водоемах не должна повышаться более чем на 3°C по сравнению со среднемесячной температурой самого жаркого месяца в последние 10 лет.

Борьба с тепловыми загрязнениями с инженерной точки зрения идентична работе по энергосбережению. Чем лучше проводится политика энергосбережения, тем меньше будет тепловых загрязнений.

Поскольку в энергетике отходы (загрязнения) неизбежны, то необходимо стремиться найти им полезное применение, а не просто сбрасывать тепло.

Некоторые способы утилизации тепловых отходов электростанций:

1. Орошение с/х земель (безвозвратные потери воды).
2. Использование в тепличном хозяйстве.
3. Подогрев свежей воды, поступающей на электростанции.
4. Перегонка мазута и других тяжелых нефтепродуктов.
5. Разведение, выращивание рыбы и ряд других мероприятий.

С точки зрения экологии снижение энергопотребления равносильно энергосбережению, что уменьшает нагрузку на окружающую среду и улучшает экологию.

Утилизация вторичных (побочных) энергоресурсов (ВЭР)

Главная трудность при решении проблемы утилизации ВЭР обычно состоит в поиске потребителя. Приходится анализировать уже не только свое производство, но и в первую очередь сопутствующие, а иногда и совершенно не связанные. Нередко для утилизации ВЭР создают тепличные хозяйства, рыбоводные пруды и т. д. Способ утилизации ВЭР выбирают в зависимости от требований потребителя и вида вторичной энергии.

Если на производстве имеются горючие отходы — топливные ВЭР, то использование их обычно не представляет труда. Так, доменный и коксовый газы металлургического комбината сжигаются в топках паровых котлов вместе с другими видами топлива. В крайнем случае, если не удастся сжечь топливные ВЭР в обычных топках, создают специальные, например топки с кипящим слоем для сжигания высокозольных твердых остатков углеобогажительных фабрик.

За счет ВЭР избыточного давления в расширительных турбинах обычно получают электроэнергию (как на рисунке 16.1). Наибольшую долю составляют тепловые ВЭР. Часто, говоря о ВЭР, только их и имеют в виду. В 1985 г. в СССР было утилизировано около $0,7 \cdot 10^8$ Дж таких ВЭР — примерно половина того количества, которое считается экономически целесообразно использовать в настоящее время. В целом же тепловых ВЭР много больше.

Тепловые ВЭР газовых потоков с высокой температурой ($>400^\circ\text{C}$) средней ($100\text{—}400^\circ\text{C}$) обычно используются для производства пара или подогрева воды с помощью паровых или водогрейных котлов-утилизаторов. Водогрейные котлы-утилизаторы предназначены для подогрева воды, идущей на теплофикацию жилых и промышленных зданий. Конструктивно они представляют собой систему труб, через которые прокачивается сетевая вода, поэтому нередко водогрейные котлы-утилизаторы называют утилизационными экономайзерами.

Широкое распространение в настоящее время получили системы испарительного охлаждения элементов высокотемпературных печей. В печах многие элементы приходится делать из металла — прежде всего это несущие и поддерживающие балки, на них ложится большая нагрузка, которую не выдержат огнеупорные материалы. Практически невозможно делать из огнеупоров и подвижные элементы, особенно те, которые должны герметично закрываться, например завалочные окна, шиберы, перекрывающие проходное сечение газо-

ходов, и т. д. Но металлы могут работать только при умеренных температурах до 400— 600 °С, а температура в печи много выше. Поэтому металлические элементы печей делают полыми и внутри них циркулирует охлаждающая вода. Для исключения образования накипи и загрязнений внутри охлаждаемых элементов вода должна быть специально подготовленной.

Кроме того, эту воду нужно охлаждать или сбрасывать. И в том и в другом случае происходит загрязнение окружающей среды.

Все эти недостатки исключаются, если в охлаждаемые элементы печи подают воду из контура циркуляции парового котла-утилизатора (рис. 16.2). Охлаждаемые элементы печи здесь выполняют роль испарительной поверхности, в которой теплота уже не сбрасывается в окружающую среду, а идет на выработку пара. Питание котлов осуществляется химически очищенной водой, поэтому накипи и загрязнений внутри охлаждаемых элементов не образуется и срок их службы в 1,5—3 раза больше, чем при охлаждении необработанной проточной водой.

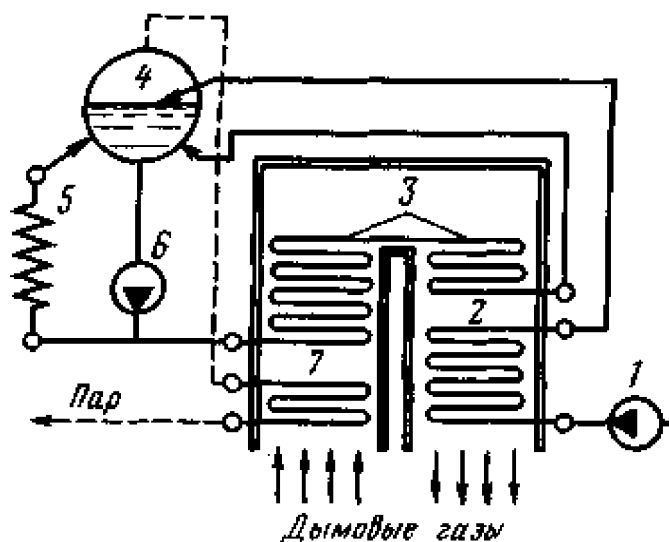


Рисунок 16.2. Упрощенная схема котла-утилизатора с системой испарительного охлаждения: 1 — питательный насос; 2 — водяной экономайзер; 3 — испарительная поверхность котла; 4 — барабан котла; 5 — охлаждаемые элементы печи; 6 — циркуляционный насос; 7 — пароперегреватель

Система испарительного охлаждения может работать и как самостоятельный паровой котел, но мощность его будет слишком малой. При комплексном подходе к утилизации теплоты от газов и охлаждаемых элементов конструкции печи значительно сокращаются затраты на вспомогательное оборудование, коммуникации, обслуживание и т. д.

В ряде случаев удастся использовать теплоту раскаленных твердых продуктов. На многих металлургических комбинатах сейчас работают установки охлаждения (технологи говорят «сухого тушения») кокса (УСТК), в которых охлаждается кокс с температурой свыше 1000 °С, выгружаемый из коксовых батарей. Особая сложность этой установки состоит в том, что кокс — горючий материал. Поэтому для его охлаждения используют инертный

азот, а всю установку герметизируют, по возможности предотвращая утечки азота.

Раскаленный кокс в специальных вагонах быстро (поскольку на воздухе он горит) транспортируется от коксовой батареи и загружается в герметичную фор-камеру 1 (рис. 16.3), затем поступает в камеру тушения 2, в которой он снизу вверх продувается инертным газом. За счет постепенной выгрузки снизу кокс плотным слоем движется сверху вниз противотоком к охлаждающему газу. В результате кокс охлаждается от 1000—1050 °С до 200—250 °С, а газ нагревается от 180—200 °С до

750—800 °С. Через специальные отверстия 3 и пылесадительную камеру 4 газы попадают в котел-утилизатор 5. В нем за счет охлаждения 1 т кокса получают примерно 0,5 т пара достаточно высоких параметров $p = (3,9 \div 4,0) \text{ МПа}$ и $t = (440 \div 450) \text{ }^\circ\text{С}$. После котла-утилизатора охлажденный газ еще раз очищают от пыли в циклоне 6 и вентилятором 7 вновь направляют в камеру тушения под специальный рассекатель для равномерного распределения по сечению камеры. Сухой способ охлаждения по сравнению с традиционным, когда раскаленный горячий кокс действительно «тушат», поливая водой, позволяет не только получить дополнительную энергию (утилизировать ВЭР), но и повышает качество кокса, уменьшает его потери за счет выгорания в процессе тушения, исключает расход воды, а главное — позволяет избежать загрязнения атмосферы паром и коксовой пылью.

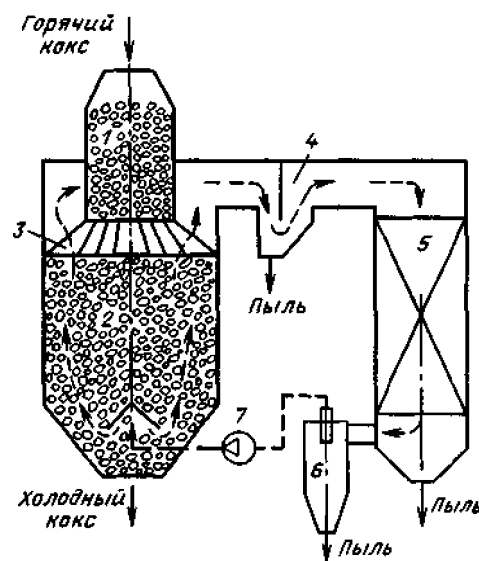


Рисунок 16.3. Схема установки сухого тушения кокса

Аналогичные схемы утилизации теплоты других твердых веществ можно использовать только при достаточно большой производительности, иначе это будет экономически невыгодно по причинам, указанным выше. Производительность УСТК по коксу составляет 50—56 т/ч.

Наиболее сложно найти применение низкопотенциальным тепловым ВЭР ($\ll 100 \text{ }^\circ\text{С}$). В последнее время их все шире используют для отопления и кондиционирования промышленных и жилых зданий, применяют тепло-

вые насосы для повышения температурного потенциала или для получения холода. Непосредственно используют такие ВЭР только на отопление близко расположенных теплиц или рыбоводных хозяйств.

Очень остроумное решение для использования низкопотенциальной теплоты отходящих газов даже в бытовых условиях было найдено Ф. Нансеном для кухонного аппарата, который он в 1895 г. применял во время похода к Северному полюсу. После обогрева сосуда для варки пищи (рис. 16.4) дымовые газы направлялись в дополнительные газоходы, где отдавали свою теплоту таящему снегу. КПД этого аппарата превышал 90 %, в то время как у обычных газовых плит он менее 50 %.

В промышленных условиях охлаждение дымовых газов до температур ниже 100 °С весьма затруднительно прежде всего из-за конденсации водяных паров. Холодные стенки труб, по которым циркулирует нагреваемая среда, запотевают и подвергаются интенсивной коррозии. Конденсация водяных паров имела место и в агрегате, изображенном на рис. 16.4, но ввиду уникальности назначения его можно было изготовить из дорогостоящих материалов, не боящихся коррозии, кроме того, действовал он периодически и недолго.

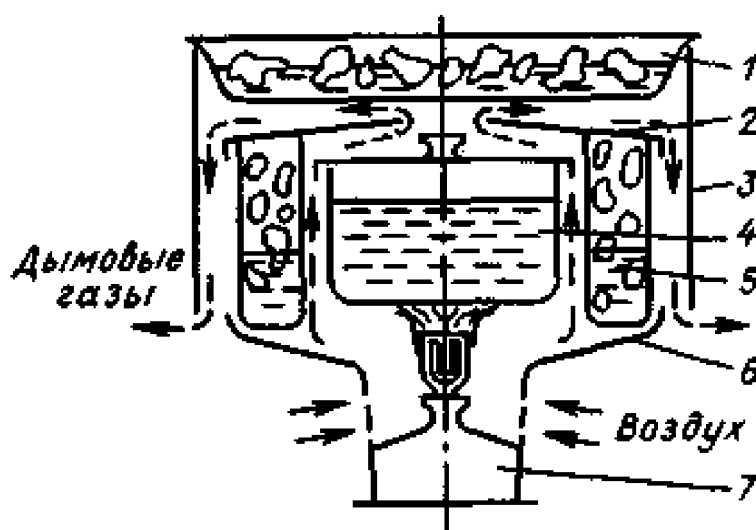


Рисунок 16.4. Кухонный аппарат Фритьофа Нансена:

1 — плоский сосуд для льда и снега; 2 — крышка с отверстием; 3 — наружный колпак; 4 — сосуд для варки пищи; 5 — кольцеобразная емкость для таяния льда и снега; 6 — подставка для кольцеобразной емкости; 7 — газокеросиновая горелка «примус»

Промышленные подогреватели воздуха для исключения коррозии также иногда изготавливают из некорродирующих стеклянных труб. Если нет вибрации, такие трубы работают достаточно долго.

Для подогрева воды низкотемпературными газами ($t < 100^\circ\text{C}$) начинают использовать контактные экономайзеры, представляющие собой обычные смесительные теплообменники типа градирни. В них происходит нагрев во-

ды за счет теплоты контактирующих с ней газов. Поверхность контакта капель воды с газом большая, и теплообменник получается компактный и дешевый по сравнению с рекуперативным (трубчатым), но вода насыщается вредными веществами, содержащимися в дымовых газах. В ряде случаев это допустимо, например, для воды, идущей в систему химводоподготовки в котельных или на ТЭС. Если загрязнение воды недопустимо, то ставят еще один теплообменник, в котором «грязная» вода отдает теплоту «чистой» и возвращается в контактный экономайзер. Змеевики, по которым циркулирует «чистая» вода, можно установить и внутри контактного экономайзера вместо насадки.

Вопросы для самопроверки

1. Какими путями следует добиваться сбережения энергии?
2. Перечислите различные способы утилизации ВЭР.
3. Перечислите пути энергосбережения энергетике.
4. Назовите социально экологические аспекты энергосбережения.
5. Назовите, где нашли применение котлы-утилизаторы.
6. Расскажите о системах испарительного охлаждения элементов высокотемпературных печей.
7. Каким образом удается использовать теплоту раскаленных твердых предметов?

Лекция 17

ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Представляет интерес точка зрения ученых Института угля и углехими Сибирского отделения РАН. Лазаренко С.Н., доктора техн. наук, и Тризно С.К., к.т.н.

В настоящее время при рассмотрении различных аспектов стратегии развития топливно-энергетического комплекса России все большее значение приобретает необходимость учета возможностей такого важного фактора экономики, как энергосбережение, что объясняется главным образом неуклонно возрастающей степенью истощенности запасов энергетического сырья. Ведь, как известно, размер капиталовложений в энергосбережение единицы топлива и энергии более чем в 2 раза меньше тех затрат, что потребуются на прирост их добычи и производства в таком же количестве.

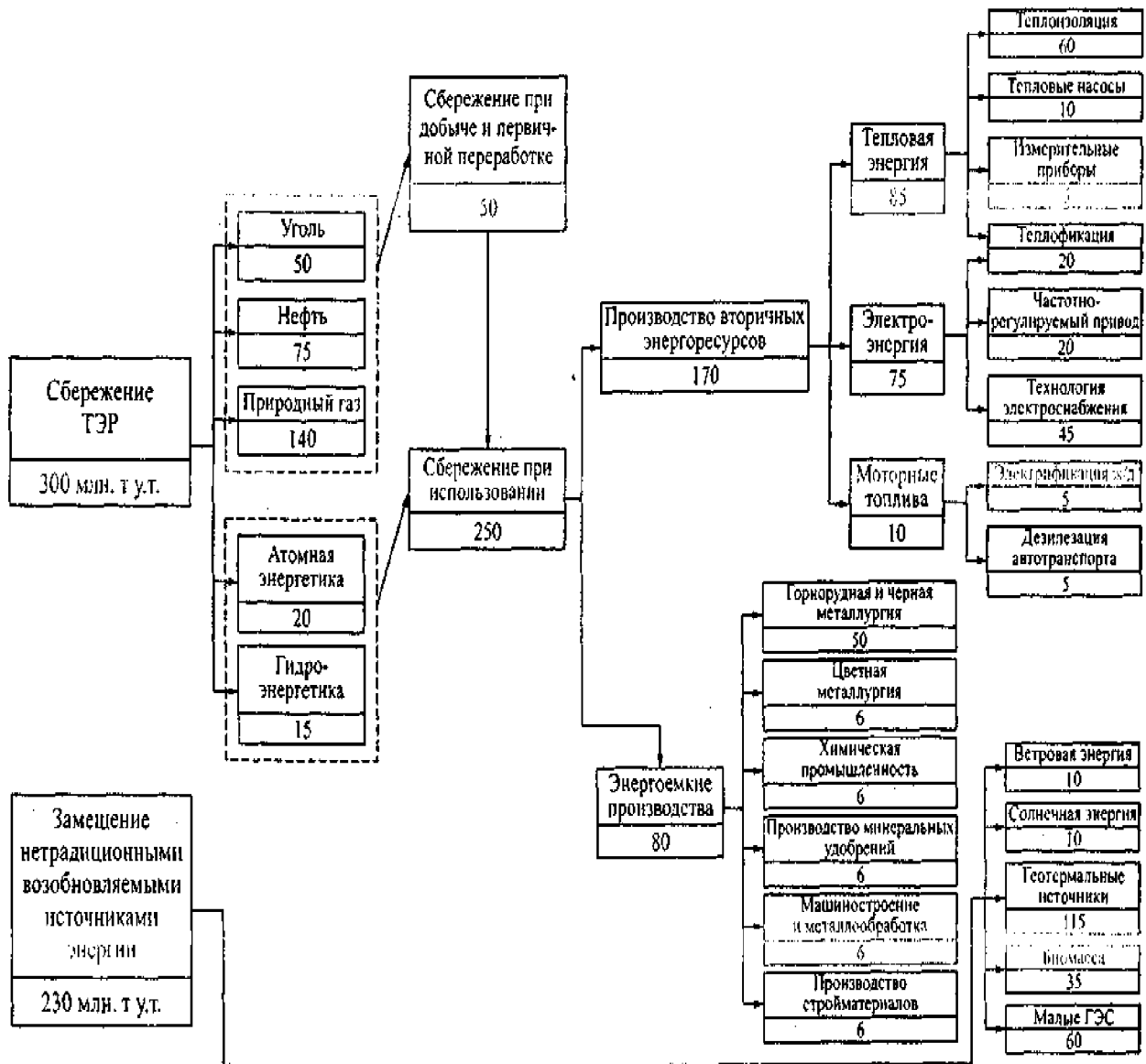


Рисунок 17.1. Структурная схема потенциала энергоснабжения

Принимая во внимание то обстоятельство, что в ближайшем будущем эффективность энергосбережения обязательно превратится из фактора в большой степени умозрительного в реальный фактор экономики и потому играющий важную роль при определении параметров развития топливно-энергетического комплекса, становится актуальной задача создания целостной картины, описывающей структуру и количественные параметры потенциала энергосбережения в России.

Одним из результатов решения вышеуказанной задачи стала разработка структурной схемы потенциала энергосбережения (рис. 17.1), охватывающей весь технологический цикл энергоносителей, участвующих в топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) страны, т.е. определяющей возможности энергосбережения как на стадии добычи полезного ископаемого, так и на стадиях переработки и использования энергетического сырья. В представленной схеме сведены воедино (с надлежащей обработкой и корректировкой) и структурированы многие разрозненные статистические, фактические, прогнозные данные из разных источников, касающиеся оценки различных аспектов энергосбережения в России.

В настоящее время доля полезного использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в экономике России составляет примерно 46% [1]. Из оставшейся части затраченных ТЭР (54 %) правомерно считать реальным резервом экономии энергоресурсов не более 2/3 этого объема. Поскольку в 1999 г. в топливно-энергетическом балансе России был использован 991 млн т у.т. различных видов энергетического сырья (см. таблицу 17.1), можно считать, что общий потенциал энергосбережения составляет примерно 300 млн т у.т.

Следует отметить, что резерв сбережения ТЭР не имеет однозначного количественного распределения по составляющим. Это объясняется следующими обстоятельствами: во-первых, в приводимых ниже рассуждениях учитывался не весь резерв экономии энергоресурсов, а только определенная его часть; во-вторых, численное значение резерва по каждому источнику энергосбережения теоретически может изменяться от нуля до соответствующего максимума, т.е. распределение общего резерва энергосбережения по составляющим в принципиальном плане многовариантно. Причем экономия энергоресурсов возможна лишь там, где будет соответствующее инвестирование средств. Поэтому предлагаемая структура потенциала энергосбережения в количественном аспекте представляет собой один из возможных вариантов описания резервов экономии энергии в промышленности.

При определении объемов резерва сбережения по отдельным видам энергетического сырья вполне допустимо считать их пропорциональными нынешнему соотношению долей энергоносителей в структуре ТЭБ, т.е. на сегодняшний день резерв экономии для угля может быть оценен в 50 млн т у.т., нефти — 75, природного газа — 140, атомной энергетики — 20, гидроэнергетики — 15 млн т у.т.

Технологический цикл для сырьевых энергоносителей (угля, нефти и природного газа) состоит из следующих основных этапов: добыча, переработка, использование. Для атомной энергетики и гидроэнергетики технологический

цикл сводится к производству энергии и ее использованию. В соответствии с этим можно выделить три направления в энергосбережении:

1. Использование ресурсосберегающих технологий в добыче и первичной переработке энергетического сырья.

2. Применение ресурсосберегающих технологий в процессах использования энергетического сырья, особенно в энергоемких производствах, к которым в первую очередь относятся черная и цветная металлургия, химическая промышленность, производство минеральных удобрений, машиностроение и металлообработка, производство строительных материалов.

3. Поиск и внедрение в производство источников сбережения вторичных (производных) энергоносителей. Среди таких источников следует выделить использование энергосберегающих технологий при теплофикации и электроснабжении, применение тепловых насосов, электрификацию железных дорог, дизелизацию автомобильного транспорта.

Таблица 17.1

Направление использования энергетического сырья	Статья ТЭБ, млн т у.т.					
	Уголь	Нефть	Природный газ	Атомная энергетика	Гидроэнергетика	Всего
Производство	174	427	709	74	60	1444
Экспорт	19	188	246	-	-	453
Использование ТЭБ	155	239	463	74	60	991
Доля в ТЭБ, %	16	24	47	7	6	100

Резерв экономии сырьевых ТЭР в процессе их добычи и первичной переработки определяется такими показателями, как полнота извлечения запасов сырья, уровень технологических потерь при добыче и транспортировке. Например, только увеличение глубины переработки нефти с 63 до 90 % позволило бы сэкономить до 60 млн т у.т. в год [9]. С учетом состояния нынешней российской экономики при количественной оценке данного вида энергосбережения следует, по мнению авторов, ориентироваться на практическую осуществимость экономии рассматриваемых ТЭР в процессе их добычи в объеме 50 млн. т у.т. Следовательно, учитывая, что общий потенциал энергосбережения по рассматриваемым видам сырья составляет порядка 300 млн т у.т., на долю технологий использования энергоресурсов остается 250 млн т у.т.

Потенциал энергосбережения при использовании энергоресурсов в свою очередь можно представить как сумму двух составляющих — резерва сбережения при использовании ТЭР в энергоемких производствах и резерва экономии вторичных (производных) энергоресурсов. Существуют оценки [10], указывающие, что только на долю горнорудного производства и черной металлургии приходится 25 % всех потребляемых промышленностью энергоресурсов, что составляет более 200 млн т у.т., из которых 60 млн т у.т., как представляется, могут

считаться резервом экономии. При использовании ТЭР в энергоемких производствах реальным значением потенциала энергосбережения, по мнению авторов, можно считать 80 млн т у.т., из которых 50 млн т у.т. относится к горнорудному производству и черной металлургии, а оставшиеся 30 млн т у.т. — в равных долях к каждому из других вышеупомянутых производств.

Вторая часть резерва энергосбережения при использовании ТЭР — экономия за счет использования вторичных энергоресурсов, на долю которых приходится 170 млн т у.т., — может быть представлена как сумма трех составляющих: экономия тепловой энергии, электроэнергетики и моторных топлив. По данным [2], сберегающий потенциал электроэнергетики России оценивается в 65 - 75 млн т у.т. Для дальнейших расчетов было принято значение 75 млн т у.т. Потенциально возможная экономия моторных топлив за счет внедрения новейших достижений оценивается в 18 - 20 млн т у.т. [9]. Однако в этом случае автор считает практически достижимой экономию не более 10 млн т у.т.

Наиболее значительными следует признать энергосберегающие возможности теплоэнергетики. В наследство от длительного исторического периода искусственно дешевой энергии нам остались низкоэффективные системы теплоснабжения, сверхнормативные потери в которых в масштабах России составляют 175-200 млн т у.т. в год [11]. За реально достижимую экономию в теплоэнергетике допустимо принять 85 млн т у.т.

Резерв экономии тепловой энергии имеет несколько источников, среди которых ведущее место занимает теплоизоляция. Качественная тепловая изоляция позволяет снизить потери тепла только на электростанциях в 3-4 раза. В настоящее время на ТЭС находится в эксплуатации 7,7 млн м³ теплозащищаемых конструкций, излучающих в окружающую среду $2 \cdot 10^{10}$ Вт/ч тепла [12]. В отечественных теплопроводах уровень потерь в 2,5 раза превышает нормативный, при этом 16,5 % выработанной тепловой энергии теряется в сетях [13]. Реальный резерв этого источника энергосбережения можно оценить в 60 млн т у.т.

Очень эффективным источником сбережения тепловой энергии является применение тепловых насосов для теплоснабжения административных и жилых зданий. Тепловые насосы трансформируют тепловую энергию с низкотемпературного уровня на более высокий с использованием в рабочем цикле источника низкопотенциального тепла (сбросовое тепло, теплота грунта на глубине 4 - 5 м и др.). При этом коэффициент преобразования энергии достигает значения 3 и более [14]. Энергосберегающий потенциал данного источника сбережения может составить не менее 10 млн т у.т. Около 5 млн т у.т. энергии может сэкономить широкое применение приборов для контроля расхода тепла и воды.

Дальнейшее развитие теплофикации — совместного производства тепловой и электрической энергии — позволит, по оценкам специалистов [15], дополнительно сэкономить еще до 20 млн т у.т., которые в равных долях можно отнести к экономии как тепловой, так и электрической энергии. В этом случае экономия будет достигаться за счет синергетического эффекта, когда результат комбинирования превышает сумму отдельных результатов (в настоящее время коэффициент полезного использования топлива на ТЭЦ более чем в 2 раза превышает аналогичный показатель на ГРЭС федерального уровня).

Весомым источником экономии электроэнергии может стать применение частотно-регулируемого электропривода. Как известно, мощность промышленных электродвигателей подбирается в расчете на максимально возможную производительность оборудования, хотя продолжительность работы на максимальном уровне составляет в среднем 10-15% общего времени работы. При такой эксплуатации двигателей среднесуточное потребление электроэнергии в большинстве случаев бывает значительно (до 60 %) больше действительно необходимого. Оснащение электродвигателей частотно-регулируемым приводом дает возможность регулировать частоту их вращения в зависимости от нагрузки. Внедрение таких приводов не влечет за собой замену оборудования и целесообразно для установки на 60 % используемых в народном хозяйстве электродвигателей. Энергосберегающий эффект данного мероприятия может составить не менее 20 млн т у.т. [16].

Суммарный потенциал прочих известных энергосберегающих технологий, не рассматриваемых в данной статье и имеющих прямое отношение к сбережению электроэнергии, по нашим оценкам, в первом приближении должен составить около 45 млн т у.т. Что касается оценки энергосберегающего потенциала при экономии моторных топлив, то здесь основными источниками могут считаться, как упоминалось выше, электрификация железных дорог и дизелизация автомобильного транспорта, на каждый из которых можно отнести примерно по 5 млн т у.т. экономии топлива.

Из схемы на рис. 17.1 видно, что кроме собственно сбережения основных видов энергетического сырья существует еще одно направление энергосбережения, потенциально сопоставимое в количественном выражении с вышеописанным, — это замещение в ТЭБ основных энергоносителей нетрадиционными возобновляемыми источниками энергии (НВИЭ). Существуют расчеты [17], позволяющие оценить данный вид энергосберегающего резерва примерно в 230 млн т у.т.

Замещение основных видов энергетических ресурсов НВИЭ — процесс, не зависящий от непосредственного энергосбережения и требующий дополнительных капиталовложений в строительство нетрадиционных энергоустановок. Главное преимущество последних состоит в том, что используемые ими ресурсы для производства энергии возобновляемы природой и в определенном смысле неисчерпаемы.

Потенциал отдельных видов НВИЭ в масштабах России чрезвычайно высок и оценивается следующим образом: энергия ветра - 10 млн т у.т., солнечная энергия — более 10, геотермальная энергия — 115, энергия биомассы — 35, малая гидроэнергетика — более 60 млн т у.т. [17]. Однако сегодня масштабы использования НВИЭ в России крайне незначительны — объем ежегодного замещения ими главных видов топлива составляет 1,5 млн т у.т. Такое положение совершенно неприемлемо, тем более что в России практически для каждого ресурса этого вида уже существуют соответствующие научно-технические разработки, выполненные на высоком уровне.

Разработанная структурная схема энергосберегающего потенциала сырьевых отраслей экономики России, не претендующая на исчерпывающую полноту и

точность предлагаемых количественных оценок эффективности энергосбережения для отдельных направлений и способов сбережения, тем не менее позволяет хотя бы в первом приближении представить и объективно оценить возможности энергосбережения в России в структурированном виде.

В Институте угля и углехимии (ИУУ) СО РАН разрабатываются различные варианты развития топливно-энергетического комплекса, оценка которых напрямую связывается с возможностью обеспечения энергетической безопасности государства. Ее можно определять, в частности, как наличие необходимого для надежного функционирования экономики и социальной сферы количества энергетического сырья. Важным условием достижения энергетической безопасности следует считать обеспечение оптимального соотношения объемов отдельных видов энергоносителей в ТЭБ.

Можно отметить, что на сегодняшний день в России имеется необходимый суммарный объем энергоносителей и даже остается значительное количество энергетического сырья для экспорта. Что же касается структуры ТЭБ (см. таблицу), то она далека от оптимальной и, безусловно, не отвечает требованиям энергетической безопасности. Согласно исследованиям ИУУ СО РАН, оптимальным для условий современной России является следующее соотношение угля (У), нефти (Н), природного газа (Г), атомной энергетики (А) и гидроэнергетики (Гд) в топливно-энергетическом балансе:

$$У : Н : Г : А : Гд = 32 : 25 : 26 : 10 : 7.$$

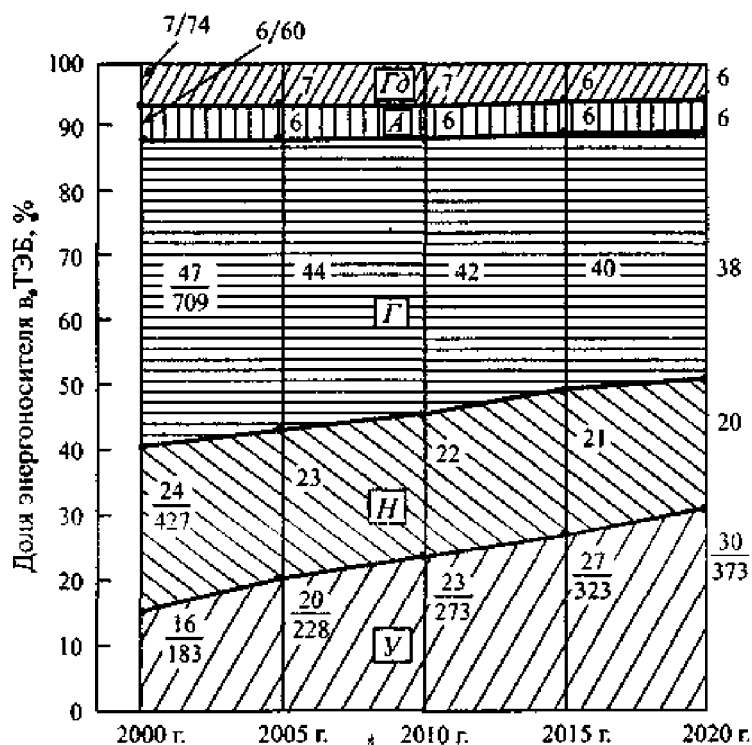


Рисунок 17.2. Динамика изменения структуры ТЭБ (прогнозный вариант): У — уголь; Н — нефть; Г — природный газ; А — атомная энергетика; Гд — гидроэнергетика; в числителе — доля энергоносителя в ТЭБ, %, в определенном году; в знаменателе — абсолютное значение объема данного энергоносителя, млн т у.т.

Такое соотношение определяется прежде всего количеством запасов различных видов энергетического сырья. Как известно, запасы нефти и природного газа начали заметно истощаться, и их хватит лишь на несколько десятилетий, в то время как запасов угля в России может хватить на 800-1000 лет. Таким образом, совершенно очевидно, что роль угля в энергетике России сегодня недопустимо низка и необходимо предпринимать активные усилия для увеличения добычи угля в стране и повышения его роли в ТЭБ.

На рис. 17.2 приведен один из разработанных ИУУ СО РАН сценариев развития ТЭК до 2020 г. (предусматривающий ежегодный прирост ВВП в среднем на 2 % и необходимый для обеспечения потребностей растущей экономики среднегодовой прирост объема используемых энергоносителей в 1 %), реализация которого позволила бы к концу указанного периода существенно изменить соотношение различных видов энергетического сырья в ТЭБ с целью повышения уровня энергетической безопасности страны. Условия реализации данного сценария предполагают на период до 2020 г. "замораживание" добычи нефти и природного газа, а также объемов энергии, производимой атомной и гидроэнергетикой, на их сегодняшнем уровне и обеспечение всего прироста производства энергетического сырья, необходимого для роста экономики, только за счет значительного увеличения добычи угля.

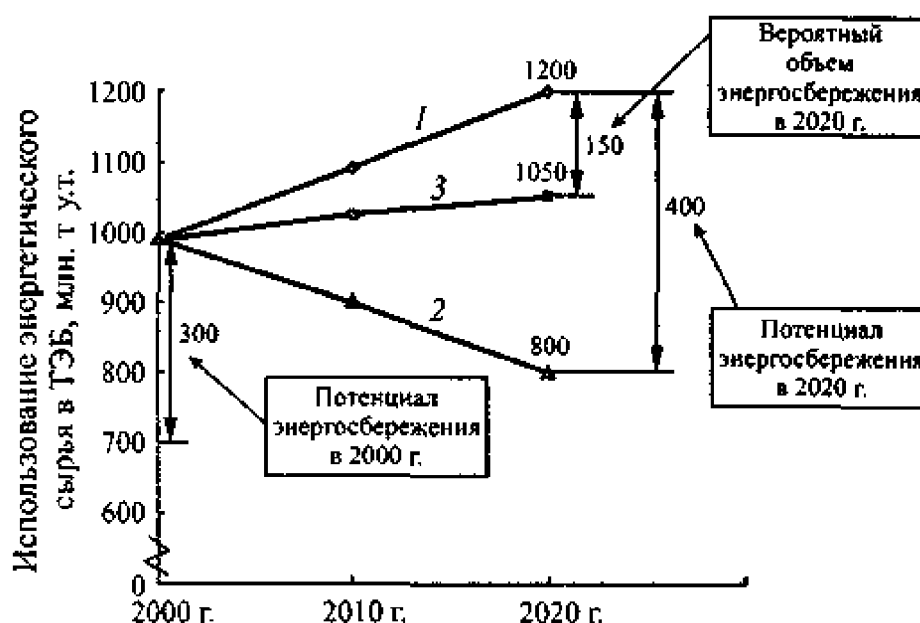


Рисунок 17.3. Сценарии энергопотребления при различных вариантах энергосбережения

С учетом вышеуказанных количественных возможностей энергосбережения были разработаны сценарии энергопотребления в России на период до 2020 г. На рис. 17.3 в графическом виде показаны сценарии при различных вариантах энергосбережения: 1 — без существенного энергосбережения; 2 — с максимально возможным уровнем энергосбережения; 3 — наиболее вероятный "усредненный" сценарий энергосбережения. Из графика видно, что при наиболее вероятном развитии событий в аспекте энергосбережения, т. е. при "уме-

ренном" уровне осуществления энергосберегающих мероприятий, в 2020 г. в ТЭБ страны должно будет использоваться 1050 млн т у.т. энергетического сырья, что приблизительно на 5 - 6 % больше того количества, которое используется в настоящее время. В случае же пренебрежения требованиями соблюдения принципа ресурсосбережения экономике страны потребуется к 2020 г. ежегодно использовать в топливно-энергетическом балансе не менее 1200 млн т у.т. энергетического сырья.

Исходя из непреложности того обстоятельства, что фактор энергосбережения должен обязательно приниматься во внимание при разработке прогнозов добычи сырьевых энергоресурсов на среднюю и особенно дальнюю перспективу, можно утверждать, что, например, прогнозируемые на 2020 г. объемы добычи угля в России в размере 500 млн. т в год [18] нужно скорректировать в меньшую сторону примерно на 70 млн т у.т. (или на 100 млн т рядового угля). Аналогичной корректировке можно подвергнуть и прогнозируемые на указанный период объемы добычи нефти и природного газа.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите, каковы резервы экономии при добыче и первичной переработке топливных ресурсов.
2. Каков резерв сбережения при использовании и производстве вторичных энергоресурсов?
3. Каковы варианты развития топливно-энергетического комплекса России?
4. Как необходимо изменить соотношение различных видов энергетического сырья в ТЭБ с целью повышения уровня энергетической безопасности России?
5. Как должен приниматься во внимание фактор энергосбережения при разработке прогнозов добычи сырьевых ресурсов?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Теплотехника: Учеб. для вузов /А.П.Баскаков, Б.В.Берг, О.К.Вайт и др.; под ред.А.П.Баскакова М.: Энергоатомиздат, 1991.
2. Теплотехника: Учеб.для вузов /А.М.Архаров, С.И.Исаев, И.А.Кожин и др.; под общ. ред.В.И.Крутова. М.: Машиностроение, 1986.
3. Дэвинс Д. Энергия. М.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Степанов Н.Н. Гидравлические машины. Киев: В.школа, 1978.
5. Канторович Б.В., Кузнецов Н.К. Гидравлика, водоснабжение, гидросило-вые установки. М., 1961.
6. Энергетика сегодня и завтра: 70 лет ГОЭЛРО // Под ред. А.Ф. Дьякова М.: Высшая школа, 1988.
7. Прогресс в энергетике // Под ред. П.С. Непорожного. М.:Высшая школа, 1988.
8. Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии: Конспект лекций. Ново-сibirск. 1998. Часть 1,2.
9. Сибикин Ю.И Важнейшие направления энергосберегающей политики Рос-сийской Федерации //Промышленная энергетика, 1998, № 6.
10. Сибикин Ю.И, Сибикин М.Ю Важнейшие направления энергосберегаю-щей политики Российской Федерации //Промышленная энергетика, 1999, №11.
11. Сибикин Ю.И. Важнейшие направления энергосберегающей политики Российской Федерации //Промышленная энергетика, 1999, № 1.
12. Семенова Е.В., Мирошниченко В. В. Развитие теплоснабжения: современные пробле-мы и пути решения //Энергетик, 1999, №3.
13. Воронков С.Т. Эффективная тепловая изоляция - крупный резерв эконо-мии топлива на электростанциях //Промышленная энергетика, 2000, № 1.
14. Осокин Ю. Ф., Каримов З. Ф. О сокращении потерь тепловой энергии в действующих тепловых сетях //Промышленная энергетика, 1999, №7.
15. Понель О. С. Тепловые насосы — эффективный путь энергосбережения //Энергия, 1999, № 12.
16. Малафеев В.А. Теплофикация — эффективный способ энергосбережения и защиты окружающей среды //Промышленная энергетика, 1999, № 10.
17. Садовский С.И. О некоторых аспектах энергосбережения //Промышленная энергетика, 1999, № 12.
18. Монахова И.А Международный конгресс по нетрадиционной энергетике //Энергия, 2000, № 2.
19. Саламатин А.Г. Угольная промышленность России на пороге нового ты-сячелетия //Уголь, 2000, №2.

Студенты заочного отделения готовят письменный реферат в объеме 10-15 листов А4, оформленные в соответствии со стандартом, рассматривая вопросы согласно варианту (таблица П1).

Приложение 1

Вопросы к зачету и темы рефератов

1. Типы электрических станций. Их доля в общем производстве электроэнергии.
Преимущества и недостатки различных типов электрических станций.
2. Простейшая модель теплового двигателя.
3. Первый закон термодинамики. Теплота. Работа. Термодинамические параметры. Основные термодинамические процессы.
4. Второй закон термодинамики. Цикл Карно, термический КПД.
5. Энтропия. Энтальпия. Диаграммы водяного пара.
6. Цикл Ренкина (насыщенного пара). Схема паросиловой установки цикла Ренкина.
7. Цикл Ренкина (перегретого пара). Схема паросиловой установки цикла Ренкина.
8. Развитие конструкций котлов. Устройство современного парового котла.
9. Принцип работы паровой КУ.
10. Элементы парового котла.
11. Ядерные энергетические установки. Основные элементы ядерного реактора.
12. Типы и классификация ядерных реакторов.
13. Водо-водяной энергетический реактор.
14. Принцип действия и схема реактора – размножителя на быстрых нейтронах.
15. Паровые турбины. Мощность и КПД турбины. Активные и реактивные турбины.
16. Теплофикация. Схема ТЭЦ. Теплофикационный цикл в TS-диаграмме.
17. Классификация турбин. Применение турбин с регулированием отбором пара (схемы).
18. Утилизация избыточной теплоты. Способы охлаждения сбросовой воды.
19. Схемы использования гидравлической энергии. Преобразование гидроэнергии в электрическую. Мощность и выработка энергии ГЭС.
20. Классификация гидротурбин.
21. Поворотные-лопастные гидротурбины.
22. Радиально-осевые типы гидротурбин.
23. Регулирование речного стока. Суточное и недельное регулирование.
24. Сезонное регулирование стока.
25. Эксплуатация ГЭС. Работа ГЭС в зимнее время, пропуск паводка.
26. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии.
27. Солнечная энергетика. Солнечные батареи.
28. Параболоцилиндрические солнечные коллекторы.
29. Принцип работы солнечной ЭС башенного типа.
30. Солнечная энергия, аккумулированная океаном.
31. Ветроэнергетика. Классификация ветроустановок.

32. Геотермальная энергетика.
33. Волновые, приливные электроустановки.
34. Эффективное использование энергии. Структурная схема состояния вещества.
35. Пути сбережения энергии.
36. Вторичные ресурсы – источник энергopotенциала.
37. Энергия биомассы.
38. Ресурсосберегающие технологии.
39. Накопители энергии.
40. Первичные и вторичные загрязнители воздуха.
41. Энергетическая стратегия России.

Задачи

1. Если скорость ветра в функции от времени в какой-либо местности задана уравнением, км/с,

$$v = 20 \sin^2\left(\pi \frac{t}{24}\right),$$

где t – время, ч, считая от 0,0 ч полночи, какова будет максимальная средняя электрическая мощность, которую можно получить от ветроустановки в этой местности в среднем за 24 ч?

2. ГЭС с напором 30 м имеет установленную мощность 500 МВт. Какова должна быть площадь зеркала водохранилища для того, чтобы уровень водохранилища не снижался более чем на 5 см за день ее работы? Предположите, что в водохранилище нет притока воды и что КПД преобразования составляет 90%.

Ответ: $2,94 \cdot 10^9 \text{ м}^2$.

3. Приливная электростанция имеет водохранилище прямоугольной формы площадью 100 км^2 и высоту прилива и отлива 8 м. Прилив продолжается 12 ч. КПД преобразования энергии приливной волны в электрическую 90%. Напряжение с шин генератора повышается трансформатором со 100 В до 500 кВ с КПД 95%. Электроэнергия передается в город на расстоянии 30 км по линиям электропередачи, имеющим удельное сопротивление $0,0003 \text{ Ом/м}$. Понижающий трансформатор, имеющий КПД также 95%, снижает напряжение на нагрузке до 100 В. Определите значение мощности, подведенной к потребителю. Сколько энергии теряется при производстве, преобразовании и передаче электроэнергии? В какой форме проявляются потери? (Предположим, что подведенная энергия и потери в сумме равны аккумулярирующей способности водохранилища, куда поступает вода во время прилива.)

4. Сколько энергии можно получить при полном расщеплении 1 кг урана ^{235}U ? Сопоставима ли она с энергией, которую можно получить при сжигании 1 кг угля? (Дать соотношение двух значений!)

Ответ: $8,61 \cdot 10^{10}$ Дж.

5. ТЭС на органическом топливе имеет мощность 1000 МВт и КПД 42%. АЭС той же мощности имеет КПД 31%. Каково соотношение между количеством сбросной теплоты АЭС и ТЭС при одном и том же объеме производства электроэнергии?

6. Определите теплоемкость данного аудиторного помещения (5м×6м×3м). Оцените мощность, рассеиваемую всеми источниками теплоты – осветительными приборами, людьми и т.п. Сформулируйте требования к обогреву данного помещения во время отопительного сезона. Сравните с официальной документацией, имеющейся на предприятии.

7. Найдите опытным путем ответ на вопрос: чтобы несколько охладить горячий кофе и сделать это быстро, следует ли добавлять в него сливки сразу же или непосредственно перед употреблением? Как можно объяснить результат?

8. Будем рассматривать здание как предмет, обладающий определенной теплоемкостью. При солнечном освещении здание, имеющее наружную поверхность 150 м^2 , поглощает в среднем 400 Вт/м^2 за 8 ч. За этот период температура внутри здания возрастает с 20 до 26°C . Какова эффективная теплоемкость здания? Что не учитывается при расчете? Каковы должны быть размеры железного куба, обладающего той же теплоемкостью?

9. КПД котельных на природном газе, используемых для отопления домов, обычно принимают равным 65%. Это означает, что 65% теплоты, выделяющейся при сжигании газа, идет на обогрев здания. Какое максимальное значение КПД использования этого газа для отопления можно обеспечить, если сжигать его на ТЭС при температуре 2100°C ?

10. Какой из двух альтернативных путей – уменьшение нижней температуры цикла Карно на ΔT или увеличение верхней температуры на ΔT – является более эффективным для увеличения КПД цикла Карно? Постройте математическое доказательство выбранного пути.

11. Почему в сауне с температурой более 100°C человек может находиться довольно долго, а в кипящей воде нет?

12. Почему с увеличением содержания углекислого газа в атмосфере Земли (при сжигании больших количеств органического топлива в процессе производственной деятельности человека) возможно потепление климата?

13. Зачем разбрызгивается вода в градирнях и каков оптимальный размер капель?

14. Какому количеству условного топлива эквивалентен 1 кг нефти ($Q_i^r = 42 \text{ МДж/кг}$); 1 м^3 (в нормальных условиях) природного газа ($Q_i^r = 35 \text{ МДж/кг}$) и 1 кг карагандинского угля ($Q_i^r = 21 \text{ МДж/кг}$)?

Энергоемкости различных видов топлива приведены во введении, таблица В1.

Приставки для образования кратных и дольных единиц

Приставки	Значение	Сокращенное обозначение	Приставки	Значение	Сокращенное обозначение
Пико	10^{-12}	<i>п</i>	дека	10	<i>да</i>
нано	10^{-9}	<i>н</i>	гекто	10^2	<i>г</i>
микро	10^{-6}	<i>мк</i>	кило	10^3	<i>к</i>
милли	10^{-3}	<i>м</i>	мега	10^6	<i>М</i>
санти	10^{-2}	<i>с</i>	гига	10^9	<i>Г</i>
деци	10^{-1}	<i>д</i>	тера	10^{12}	<i>Т</i>

Пересчет единиц энергии

Единицы	<i>дж</i>	<i>кВт·ч</i>	<i>кГМ</i>	<i>ккал</i>	<i>эв¹</i>
1 <i>дж</i>	1	$2,78 \cdot 10^{-7}$	0,102	$2,39 \cdot 10^{-4}$	$6,24 \cdot 10^{18}$
1 <i>кВт·ч</i>	$3,6 \cdot 10^6$	1	$3,67 \cdot 10^5$	860	$2,25 \cdot 10^{25}$
1 <i>кГМ</i>	9,81	$2,72 \cdot 10^{-6}$	1	$2,34 \cdot 10^{-3}$	$6,12 \cdot 10^{19}$
1 <i>ккал</i>	$4,19 \cdot 10^3$	$1,16 \cdot 10^{-3}$	427	1	$2,61 \cdot 10^{22}$
1 <i>эв</i>	$1,6 \cdot 10^{-19}$	$4,45 \cdot 10^{-24}$	$1,63 \cdot 10^{-20}$	$3,83 \cdot 10^{-23}$	1

¹эв – электрон-вольт – энергия, приобретаемая электроном при прохождении разности потенциалов в 1 вольт.

Пересчет единиц мощности

Единицы	<i>Вт</i>	<i>кВт</i>	<i>кГМ/сек</i>	<i>л.с.</i>	<i>ккал/сек</i>
1 <i>Вт</i>	1	10^{-3}	0,102	$1,36 \cdot 10^{-3}$	$0,239 \cdot 10^{-3}$
1 <i>кГМ/сек</i>	9,81	$9,81 \cdot 10^{-3}$	1	$1,33 \cdot 10^{-2}$	$2,34 \cdot 10^{-3}$
1 <i>л.с.</i>	736	0,736	75	1	0,176
1 <i>ккал/сек</i>	$4,19 \cdot 10^3$	4,19	427	5,69	1

Пример П.1. К двум сковородам при нагреве подведено по 41840 Дж теплоты.

Сковороды имеют массу по 1 кг каждая, но одна – алюминиевая, а вторая – железная. Требуется определить, на сколько градусов нагреется каждая сковородка.

$$c = \frac{1}{m} \frac{\Delta Q}{\Delta T}; \quad \Delta T = \frac{\Delta Q}{mc};$$

$$\Delta T_{Al} = \frac{41840}{1c_{Al}} = 46,5K;$$

$$\Delta T_{Fe} = \frac{41840}{1c_{Fe}} = 88,5K.$$

В таблице приведены значения удельной теплоемкости с индексом p . Это означает, что они определены при постоянном давлении.

Удельные теплоемкости некоторых твердых веществ при постоянном давлении ($T=20^{\circ}C, p=10^5$ Па)

Вещество	c_p^* , Дж/(кг·К)	c_p^{**} , Дж/(моль·К)
Алюминий	899,6	24,35
Углерод	510,4	6,11
Медь	386,6	24,48
Лед	2301,2	41,42
Железо	472,8	31,17
Свинец	131,8	26,44
Серебро	236,0	25,48
Вольфрам	134,3	24,77
* Удельная теплоемкость		
** Молярная теплоемкость		

Варианты и темы рефератов

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Номер задачи	1,3, 11	2,4, 12	3,5, 13	4,6, 14	1,4, 12	1,5, 13	1,6, 14	1,7, 11	2,8, 13	3,9, 14	1,4, 8	2,5, 9	3,6, 10	4,7, 11	5,8, 12
Номер вопроса	7,13, 33	7,14, 39	6,11, 17	7,12, 20	7,14, 33	7,12, 17	7,9, 17	7,11, 39	7,12, 33	7,17, 31	7,21, 32	7,15, 26	7,16, 27	7,17, 27	7,18, 28

Номер варианта	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Номер задачи	6,9, 13	7,10, 14	1,8, 11	2,9, 12	3,10, 13	4,11, 14	1,5, 12	2,6, 13	3,7, 14	1,4,8, 14	2,5,9	3,6,10	4,7,11	5,8,12	6,9,13
Номер вопроса	7,20, 30	7,11, 31	7,12, 32	7,12, 22	7,13, 20	7,12, 17	7,11, 26	7,12, 16	7,14, 16	7,17, 24	7,11, 20	7,12, 16	7,19, 27	7,13, 23	7,11, 21

Номер варианта	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
Номер задачи	7,10, 14	1,8, 11	2,9, 12	3,10, 13	4,11, 14	1,5, 13	2,6, 14	1,3,7	2,4,8	3,5,9	4,6, 10	5,7, 11	6,8, 12	7,9, 13	8,10, 14
Номер вопроса	7,22, 31	7,20, 17	7,15, 20	7,11, 39	7,22, 17	7,16, 20	7,13, 25	7,12, 17	7,22, 32	7,12, 22	7,13, 22	5,7, 20	7,15, 30	7,16, 20	7,13, 17

Номер варианта	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Номер задачи	1,3, 11	2,4, 12	3,5, 13	4,6, 14	1,4, 12	1,5, 13	1,6, 14	1,7, 11	2,8, 13	3,9, 14	1,4, 8	2,5, 9	3,6, 10	4,7, 11	5,8, 12
Номер вопроса	7,14, 18	7,10, 15	7,13, 20	7,14, 21	7,15, 22	7,16, 23	7,16, 14	7,12, 31	16,20, 32	13,16, 27	11,16, 26	12,16, 39	13,16, 40	14,17, 41	7,18, 38

Номер варианта	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
Номер задачи	6,9, 13	7,10, 14	1,8, 11	2,9, 12	3,10, 13	4,11, 14	1,5, 12	2,6, 13	3,7, 14	1,4,8, 14	2,5,9	3,6,10	4,7,11	5,8,12	6,9,13
Номер вопроса	16, 21, 37	15, 22, 40	7,17, 26	8,18, 28	9,29, 39	10,20, 30	11,21, 31	12,22, 32	13,23, 33	14,24, 34	15,25, 35	16,26, 36	17,27, 37	18,28, 38	19,29, 39

Номер варианта	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
Номер задачи	7,10, 14	1,8, 11	2,9, 12	3,10, 13	4,11, 14	1,5, 13	2,6, 14	1,3,7	2,4,8	3,5,9	4,6, 10	5,7, 11	6,8, 12	7,9, 13	8,10, 14
Номер вопроса	1,10, 20	2,11, 21	3,13, 23	4,14, 24	5,15, 25	6,16, 26	7,17, 27	8,18, 28	9,19, 29	7,20, 30	6,8, 20	7,17, 13	7,12, 20	5,10, 12	5,13, 17

Приложение 2

Вопросы к экзамену

по дисциплине «Общая энергетика» для дневного отделения

1. Типы электрических станций. Их доля в общем производстве электроэнергии.
Преимущества и недостатки различных типов электрических станций.
2. Что называется тепловыми двигателями? Простейшая модель теплового двигателя.
3. Первый закон термодинамики. Теплота. Работа. Термодинамические параметры. Основные термодинамические процессы.
4. Второй закон термодинамики. Цикл Карно, термический КПД.
5. Энтальпия. Энтальпия. Диаграммы водяного пара.
6. Цикл Ренкина (насыщенного пара). Схема паросиловой установки цикла Ренкина.
7. Цикл Ренкина (перегретого пара). Схема паросиловой установки цикла Ренкина.
8. Развитие конструкций котлов. Устройство современного парового котла.
9. Принцип работы паровой КУ.
10. Элементы парового котла.
11. Ядерные энергетические установки. Основные элементы ядерного реактора.
12. Типы и классификация ядерных реакторов.
13. Водородно-водяной энергетический реактор.
14. Принцип действия и схема реактора – размножителя на быстрых нейтронах.
15. Паровые турбины. Мощность и КПД турбины. Активные и реактивные турбины.
16. Теплофикация. Схема ТЭЦ. Теплофикационный цикл в TS-диаграмме.
17. Классификация турбин. Применение турбин с регулированием отбором пара (схемы).
18. Утилизация избыточной теплоты. Способы охлаждения сбросовой воды.
19. Схемы использования гидравлической энергии. Преобразование гидроэнергии в электрическую. Мощность и выработка энергии ГЭС.
20. Классификация гидротурбин.
21. Поворотные лопастные гидротурбины.
22. Радиально-осевые типы гидротурбин.
23. Регулирование речного стока. Суточное и недельное регулирование.
24. Сезонное регулирование стока.
25. Эксплуатация ГЭС. Работа ГЭС в зимнее время, пропуск паводка.
26. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии.
27. Солнечная энергетика. Солнечные батареи.
28. Параболоцилиндрические солнечные коллекторы.
29. Принцип работы солнечной ЭС башенного типа.

30. Солнечная энергия, аккумулированная океаном.
31. Ветроэнергетика. Взаимодействие воздушного потока с лопастью ветроколеса и возникающие при этом силы. Классификация ветроустановок.
32. Геотермальная энергетика.
33. Волновые, приливные электроустановки.
34. Схема котлов с топкой кипящего слоя циркулирующего типа.
35. Схема котлов с топкой кипящего слоя классического типа.
36. Схема котлов с топкой кипящего слоя под давлением.
37. Эффективное использование энергии. Структурная схема состояния вещества.
38. Пути сбережения энергии. Вторичные ресурсы – источник энергопотенциала.
39. Энергия биомассы.
40. Ресурсосберегающие технологии.
41. Накопители энергии. Первичные и вторичные загрязнители воздуха.
42. Социально-экологические аспекты энергетики. Экономика. Энергетическая стратегия России.

Черкасова Нина Ильинична

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА (КУРС ЛЕКЦИЙ)

Учебное пособие для студентов специальности 100400
заочной формы обучения

Редактор Е.Ф. Изотова

Подготовка оригинала-макета Н.В. Коленко

Подписано к печати 09.04.10. Формат 60x84 1/16
Усл. п.л. 10,06. Тир. 50 экз. Зак. 10-802. Рег. № 17.

Отпечатано в РИО Рубцовского индустриального института
658207, Рубцовск, ул. Тракторная, 2/6.