

**ИССЫК-КУЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
им. К. ТЫНЫСТАНОВА**

К.А. Джумабаев

**Курс лекции по предмету
«Тепловые и атомные
электрические станции»**

Каракол - 2011

УДК 621.31
ББК 31.47
Д 42

Методическое пособие рекомендовано к изданию решением Учебно-методического объединения (протокол № 7 от 26.03.2010г.) и Ученого Совета (протокол №11 от 25.06.2010г.) ИГУ им. К.Тыныстанова

Рецензент: канд. техн. наук, профессор С.С. Кадыркулов

Джумабаев К.А.

Курс лекционных занятий по предмету «Тепловые и атомные электрические станции». – Каракол: ИГУ, 2011. -80с.

ISBN 978-9967-441-24-8

Настоящий курс лекций по предмету «Тепловые и атомные электрические станции» составлен для специальности электроснабжения в соответствии с программой для высших учебных заведений

Д 2202080000-10
ISBN 978-9967-441-24-8

УДК 621.31
ББК 31.47
© Джумабаев К.А., 2011.
@: ИГУ им. К.Тыныстанова, 2011.

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АЭС	— атомная электрическая станция
БРОУ	— быстродействующая редуционно-охлаждающая установка
ВД	— высокое давление
ВНА	— входной направляющий аппарат
ВПГ	— высоконапорный парогенератор
ГПК	— газовый подогреватель конденсата
ГРЭС	— государственная районная электрическая станция
ГТУ	— газотурбинная установка
ГТЭС	— газотурбинная электрическая станция
КУ	— котел-утилизатор
КТЗ	— Калужский турбинный завод
КЭС	— конденсационная электрическая станция
ЛМЗ	— Ленинградский металлический завод
НД	— низкое давление
ПВД	— подогреватель высокого давления
ПВК	— пиковый водогрейный котел
ПГУ	— парогазовая установка
ПГЭС	— парогазовая электрическая станция
ПНД	— подогреватель низкого давления
ПСВ	— подогреватель сетевой вертикальный
ПСГ	— подогреватель сетевой горизонтальный
ПТН	— питательный турбонасос
ПТУ	— паротурбинная установка
ПЭН	— питательный электронасос
РОУ	— редуционно-охлаждающая установка
СКД	— сверхкритическое давление
СН	— сетевой насос
СП	— сетевой подогреватель
ССКП	— суперсверхкритические параметры
ТМЗ	— Турбомоторный завод
ТЭС	— тепловая электрическая станция
ТЭЦ	— теплоэлектроцентраль
ЦВД	— цилиндр высокого давления
ЦНД	— цилиндр низкого давления
ЦСД	— цилиндр среднего давления

1. ВВЕДЕНИЕ

Содержание лекции:

- 1.1. О физических величинах, используемых в практике производства и потребления электрической и тепловой энергии
- 1.2. Некоторые свойства водяного пара и воды
- 1.3. Некоторые свойства топлив, сжигаемых на тепловых электростанциях
- 1.4. Энергетика и электрогенерирующие станции

1.1. О физических величинах, используемых в практике производства и потребления электрической и тепловой энергии

Цель настоящего раздела — напомнить читателю основные и производные от них физические величины, используемые в теплотехнике. Более 40 лет назад была введена обязательная для всех Международная система единиц (СИ), на использование которой давно должен был бы перейти весь мир. Однако до сих пор в силу привычек, а также недостатка на рабочих местах электростанций приборов с соответствующей градуировкой в практике используются и другие многочисленные единицы физических величин и их производные, что часто затрудняет общение, особенно теплоэнергетиков тех стран, в которых используются разные внесистемные единицы. Если при посещении какой-либо ТЭС в Англии на вопрос о начальных параметрах энергоблока вам ответят, что они составляют 3400 psi (3400 фунтов на квадратный дюйм) и 1000 °F (1000 градусов по Фаренгейту), то эти цифры, возможно, вам почти ничего не скажут. Вместе с тем это 239 атмосфер и 538 °C, т.е. параметры, практически совпадающие с параметрами наших энергоблоков на сверхкритические параметры пара. Конечно, использование различных систем единиц неудобно, и выход из этого только один: необходимо иметь под рукой справочник или микрокалькулятор, позволяющие быстро осуществить перевод в привычные для нас единицы.

Этот же раздел преследует еще одну цель. Теплотехника и, в частности, теплоэнергетика — это инженерные науки. Поэтому они «начинаются с цифры» и, имея то или иное отношение к теплоэнергетике, нельзя не знать некоторого набора величин и их значений. Нельзя, например, не знать, что КПД типичного паротурбинного энергоблока находится на уровне 40 %, газотурбинной установки — 36 %, а парогазовой — 50 %. Поэтому, напоминая о физических величинах и единицах их измерения, мы одновременно будем касаться диапазона значений этих величин для объектов теплоэнергетики и энергомашиностроения.

Единицей измерения длины в системе СИ является *метр*. В метрах, например, измеряются длины турбоагрегатов (например, длина турбины мощностью 1200 МВт составляет около 48 м), размеры машинного зала тепловых электростанций, высотные отметки установки оборудования.

Для измерения размеров деталей обычно используют *миллиметры*. К примеру, очень редко можно услышать, что длина лопатки последней ступени турбины равна 1,2 м; обычно говорят — 1200 мм. В миллиметрах измеряют зазоры между деталями (например, радиальные зазоры между вращающимся ротором и статором составляют 0,5—1,5 мм), тепловых расширений турбины на фундаменте (они могут достигать 10 мм) и т.д.

Очень малые линейные величины измеряют в *микрометрах* (микронах): 1 мкм = 10^{-6} м. В микрометрах измеряют, например, размах вибраций корпусов подшипников турбины, толщину масляной пленки в опорных подшипниках, на вкладышах которых вращается ротор (обычно это 20—30 мкм).

В теплоэнергетической практике нашей страны для измерения длин никогда не используются сантиметры, ангстремы, километры, световые года и парсеки, не говоря уже о милях, ярдах, саженьях и т.д. Сказать, что длина рабочей лопатки равна 96 см, можно, но это плохой тон.

Для измерения массы и в системе СИ, и на практике, чаще всего используют *килограмм* и кратные ему величины: грамм и тонну. В килограммах измеряют массы отдельных деталей (например, масса упомянутой рабочей лопатки последней ступени длиной 960 мм равна примерно 12 кг), в *граммах* — например, значения масс балансировочных грузов, в *тоннах* — массу крупных объектов (например, полная масса турбины мощностью 500 МВт составляет 1000 т, а ее наиболее тяжелая часть — 100 т). Однако в практике теплоэнергетики для измерения массы никогда не используют центнеры, пуды и тем более фунты.

Единицей времени в системе СИ является *секунда*. Секундами пользуются для анализа быстропротекающих процессов в системах автоматического регулирования турбин (и даже сотыми ее долями), в проточных частях турбин, насосов, в паропроводах и трубопроводах. Минутами и часами обычно пользуются для описания менее быстрых процессов, например, длительности этапов пуска, нагружения, разгружения и остановки турбины, протекающих от нескольких минут до нескольких часов. Например, пуск паровой турбины после ночного простоя занимает 30—40 мин, а длительность пуска энергоблока после ремонта может достигать 3—5 ч.

В часах обычно измеряется наработка турбины и ресурсы различного типа. Например, назначенный ресурс составных частей оборудования энергоблоков за редким исключением должен быть не менее 200 тыс. ч, парковый ресурс большинства турбин составляет 170—220 тыс. ч, наработка турбины на отказ работоспособности (он должен быть не менее 5000 ч для паровых турбин и 3000 ч для газовых турбин).

Днями или *сутками* измеряются продолжительность ремонтов (например, продолжительность плановых ремонтов для энергоблока мощностью 800 МВт: капитального — 72—73 дня, среднего — 37—42 дня,

текущего — 10 дней). *Годами* измеряются межремонтный срок службы турбины (он должен быть не менее 4 лет), срок службы турбины до списания (не менее 40 лет).

Очень полезно запомнить, что 1 год = 8760 ч.

Температура в системе СИ измеряется в Кельвинах (К) (но не в градусах Кельвина!). Численно $1\text{ }^{\circ}\text{C} = 1\text{ K}$, а температуры в Кельвинах T и градусах Цельсия t связаны соотношением:

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

В практике стационарной теплоэнергетики, в отличие, например, от авиадвигателестроения, пользуются исключительно стоградусной шкалой (градусами Цельсия).

Рассмотренные единицы — длины, массы, времени и температуры (в Кельвинах) входят в состав основных единиц СИ. Все остальные единицы являются производными от основных.

Площадь и объем обычно измеряются соответственно в м^2 и м^3 . Гектары и литры в практике теплоэнергетики не используются.

Особо необходимо сказать о единицах измерения количества природного газа. Проще всего для этой цели было бы использовать единицы массы (кг или т). Однако исторические и технические причины привели к тому, что количество природного газа измеряется в единицах объема (м^3). Это очень неудобно, так как в равных объемах при разных давлениях содержится разная масса природного газа, содержащая различную тепловую энергию. Поэтому количество природного газа измеряют в так называемых *нормальных кубометрах*, т.е. приведенных к «нормальным» условиям (отсутствию влаги, температуре $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давлению 1 атм — см. ниже). В большинстве случаев слово «нормальный» перед кубометром опускают, но при проведении расчетов всегда следует помнить, что речь идет именно о них.

Скорость среды (пара, воды) и линейная скорость перемещения деталей турбины измеряется в м/с, но никогда в км/ч. Например, скорость течения пара в элементах турбины составляет 50—500 м/с. Как правило, интенсивность вибрации измеряется так называемой *виброскоростью*, измеряемой в мм/с непосредственно прибором. Каждый машинист турбины знает, что нормальный уровень вибрации составляет 2,8 мм/с, а при возрастании вибрации до 7,1 мм/с он должен немедленно остановить турбину.

Частота вращения измеряется числом оборотов в секунду или минуту. Поскольку частота сети в нашей стране равна 50 Гц, то частота вращения турбоагрегатов, включенных в электрическую сеть составляет 50 или 25 об/с (соответственно 3000 и 1500 об/мин).

Сила и вес тел в системе СИ измеряется в *ньютон*ах (Н). Однако на практике часто пользуются внесистемной единицей — *килограмм-силой* (кгс). Легко запомнить, что $1\text{ кгс} = 9,8\text{ Н} \approx 10\text{ Н}$.

Давление и механическое напряжение (возникающее в теле под воздействием приложенных к нему сил) в системе СИ измеряются в паскалях ($1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$). Паскаль — это очень малая величина, поэтому используют кратные величины: килопаскаль (кПа) и мегапаскаль (МПа). Иногда используют бары:

$$1 \text{ бар} = 10^5 \text{ Па} = 100 \text{ кПа},$$

что примерно соответствует атмосферному давлению.

Полезно запомнить, что атмосферное давление равно примерно 100 кПа, а давление за конденсационной паровой турбиной составляет всего 3—8 кПа. Давление пара перед современными паровыми турбинами 12—30 МПа, перед газовыми турбинами 1,0—1,8 МПа. Рассмотренные единицы измерения давления в условиях эксплуатации оборудования электростанций не прижились, главным образом, по причине отсутствия на ТЭС приборов с градуировкой в паскалях. Эксплуатационный персонал ТЭС обычно пользуется *техническими атмосферами* (ат):

$$1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2 = 9,8 \cdot 10^4 \text{ Па} = 98 \text{ кПа} = 0,098 \text{ МПа}.$$

Кроме технических атмосфер, применяемых в технике, используют физические атмосферы (*атм*):

$$1 \text{ атм} \approx 1,033 \text{ ат} \approx 1,013^5 \text{ Па}.$$

В ряде случаев давление в сосудах измеряют с помощью ртутных приборов — высотой ртутного столба (*мм рт. ст.*). Например, упомянутое выше нормальное давление $1 \text{ атм} = 760 \text{ мм рт. ст.}$ и соответственно $1 \text{ мм рт. ст.} = 133,3 \text{ Па}$.

Многочисленное оборудование тепловых электростанций работает при давлении p меньшем, чем атмосферное давление B . Их разность

$$H = B - p$$

называется *разрежением*, и оно измеряется непосредственно прибором. Отношение

$$V = (H/B) \cdot 100 \%$$

называется *вакуумом*, и этот термин чаще всего используется на ТЭС, когда речь идет о разрежении. Если вакуум в конденсаторе составляет 95 %, а атмосферное давление 100 кПа, то значит, разрежение в конденсаторе составляет 95 кПа, а давление — 5 кПа.

Электрическая и тепловая энергия в системе СИ измеряется в джоулях (Дж), а мощность — в ваттах (Вт): $1 \text{ Вт} = 1 \text{ Дж/с}$.

Электрическую мощность турбоагрегатов и электростанций обычно представляют в мегаваттах ($1 \text{ МВт} = 10^6 \text{ Вт}$) или миллионах киловатт ($1 \text{ МВт} = 10^3 \text{ кВт}$). Реже, когда речь идет о мощности энергосистем, используют гигаватты ($1 \text{ ГВт} = 10^3 \text{ МВт}$).

Электрическую энергию в практике теплоэнергетики обычно измеряют в киловатт-часах (кВт·ч). Очевидно,

$$1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 3600 \text{ кДж}.$$

Мощность на электростанциях никогда не измеряют в лошадиных силах.

Количество *тепловой энергии* измеряется либо в джоулях, либо в *калориях* (кал): 1 кал = 4,1868 Дж. Чаще используются величины, кратные калории — *килокалория* (ккал), *мегакалория* (Мкал) и, особенно, *гигакалория* (Гкал):

$$1 \text{ Гкал} = 10^3 \text{ Мкал} = 10^6 \text{ ккал} = 10^9 \text{ кал.}$$

Тепловая мощность (теплопроизводительность) обычно измеряется в *Гкал/ч*, но иногда и в менее привычных единицах — мегаваттах. Полезно запомнить, что 1 Гкал/ч = 1,16 МВт. Например, теплопроизводительность мощной ТЭЦ с 5 энергоблоками 250 МВт составляет 1650 Гкал/ч = 1914 МВт.

Плотность или обратная ей величина — *удельный объем* измеряются соответственно в кг/м³ или м³/кг.

В заключение приведем несколько полезных таблиц, содержащих соотношения между различными единицами, часто используемыми в практике (табл. 1.1—1.3).

Таблица 1.1

Соотношения между единицами давления

Единицы	Па	бар	ат	мм рт. ст.	атм
1 Па	1	10^{-5}	$1,02 \cdot 10^{-5}$	$7,5 \cdot 10^{-3}$	$0,987 \cdot 10^{-5}$
1 бар	10^5	1	1,02	750	0,987
1 ат	$9,81 \cdot 10^4$	0,981	1	736	0,968
1 мм рт. ст.	133,3	$1,33 \cdot 10^{-2}$	$1,36 \cdot 10^{-3}$	1	$1,32 \cdot 10^{-3}$
1 атм	1,013	$1,013 \cdot 10^5$	1,033	760	1

Таблица 1.2

Соотношения между единицами энергии

Единицы	Дж	кал	кВтч
1 Дж	1	0,239	$0,278 \cdot 10^{-6}$
1 кал	4,1868	1	$1,163 \cdot 10^{-6}$
1 кВт ч	$3,6 \cdot 10^6$	$0,86 \cdot 10^6$	1

Таблица 1.3

Соотношения между единицами мощности

Единицы	кВт	ккал/ч
1кВт	1	860
1 ккал/ч	$1,163 \cdot 10^{-3}$	1

1.2. Некоторые свойства водяного пара и воды

Для того чтобы понять, как работает конденсатор, регенеративные и сетевые подогреватели, ядерные реакторы и многие другие элементы ТЭС, ТЭЦ и АЭС, необходимо знать некоторые свойства воды и водяного пара, которые являются рабочим телом паротурбинных установок (ПТУ). Их свойства в значительной степени определяют конструкцию паровой турбины и других элементов ПТУ.

Вода — это практически несжимаемая жидкость: при изменении давления в широких пределах ее плотность изменяется очень мало.

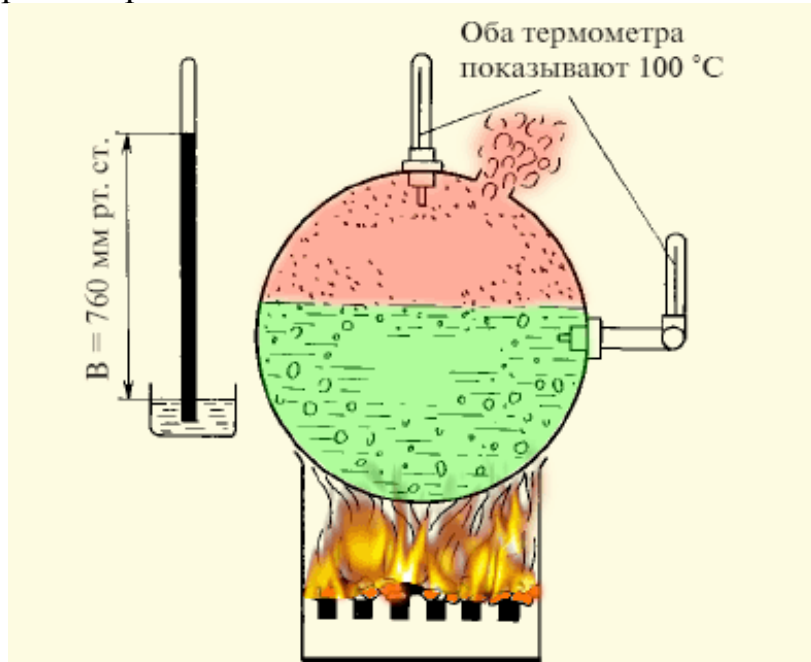


Рис. 1.1. Образование сухого насыщенного пара

Если воду нагреть в открытом сосуде (рис. 1.1), то при определенной температуре начинается ее кипение и образование над ее поверхностью пара. Температура кипящей воды и образующегося при кипении пара одинаковы и неизменны в процессе всего выкипания жидкости. Если описанный выше опыт поставить при атмосферном давлении (760 мм рт. ст.), то кипение и испарение будут происходить при 100 °С.

Эту температуру называют *температурой кипения*, или

температурой насыщения и обозначают t_n . Последнее название связано с тем, что при спокойном кипении над поверхностью воды образуется *сухой насыщенный пар* — пар, в котором отсутствуют капельки воды. Если температуру сухого насыщенного пара снизить (а это можно сделать только путем одновременного снижения давления), то часть пара сконденсируется и в нем появятся капельки воды. Такой пар называется *влажным*. Если, наоборот, сухой насыщенный пар нагреть, то он окажется *перегретым* по отношению к состоянию насыщения.

Если снизить давление в сосуде, то кипение и испарение будут происходить при меньшей температуре. Это используется в так называемых вакуумных деаэраторах, установленных в системах подпитки теплосети: достаточно в сосуде (деаэраторе) создать давление в $0,5 \text{ кгс/см}^2 \approx 50 \text{ кПа}$, и она закипит всего при температуре $81 \text{ }^\circ\text{C}$.

Наоборот, если повысить давление в сосуде, то она закипит и начнет испаряться при более высокой температуре. Это свойство широко используют в больницах для стерилизации медицинструментов при повышенной температуре в автоклавах, для быстрого приготовления пищи и т.д. Оно очень широко используется в различном оборудовании ТЭС. Например, в стандартном деаэраторе поддерживается давление $6 \text{ кгс/см}^2 \approx 0,6 \text{ МПа}$, и вода в нем закипает при нагреве до $159 \text{ }^\circ\text{C}$.

В барабане барабанных котлов поддерживается давление $140 \text{ кгс/см}^2 = 13,7 \text{ МПа}$, и поэтому в нем генерируется насыщенный пар с температурой примерно $335 \text{ }^\circ\text{C}$. В парогенераторах двухконтурных АЭС нагрев и испарение воды происходит при давлении 6 МПа , и поэтому температура образующегося насыщенного пара составляет $275,6 \text{ }^\circ\text{C}$.

Важно четко усвоить, что *температура насыщения однозначно определяется давлением над ее поверхностью*. Эта однозначная связь представлена на рис. 1.2.

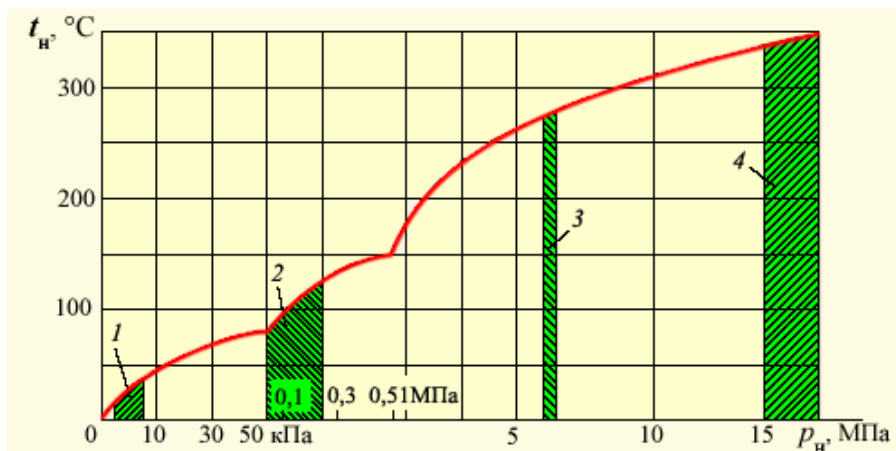


Рис. 1.2. Связь между температурой и давлением кипения (конденсации, испарения) с указанием областей работы:

1 — конденсаторы паровых турбин; 2 — сетевые подогреватели; 3 — парогенераторы АЭС; 4 — барабаны современных котлов

Тепловая энергия, расходуемая на поддержание кипения в сосуде, затрачивается на разрыв связей между молекулами воды, т.е. на ее испарение. Молекулы испарившейся жидкости обладают большей энергией на величину *удельной теплоты парообразования* r , представляющей собой количество тепловой энергии, необходимой для испарения 1 кг кипящей жидкости. Измеряется величина r в кДж/кг или ккал/кг.

Плотность сухого насыщенного пара, естественно, меньше, чем воды, и так же, как температура насыщения, она однозначно определяется давлением. Чем выше давление, тем больше плотность. При давлении $p_{кр} = 22,115$ МПа плотность воды и сухого насыщенного пара совпадают, температура насыщения $t_n = t_{кр} = 374,12$ °С, а теплота парообразования $r = 0$. Столь своеобразное состояние, характеризуемое отмеченными параметрами, называется критическим, а они сами — *критическими*. В критическом состоянии плотность воды и пара совпадают и они по существу неразличимы.

Рассмотренный опыт по испарению и образованию сухого насыщенного пара можно провести в обратном порядке.

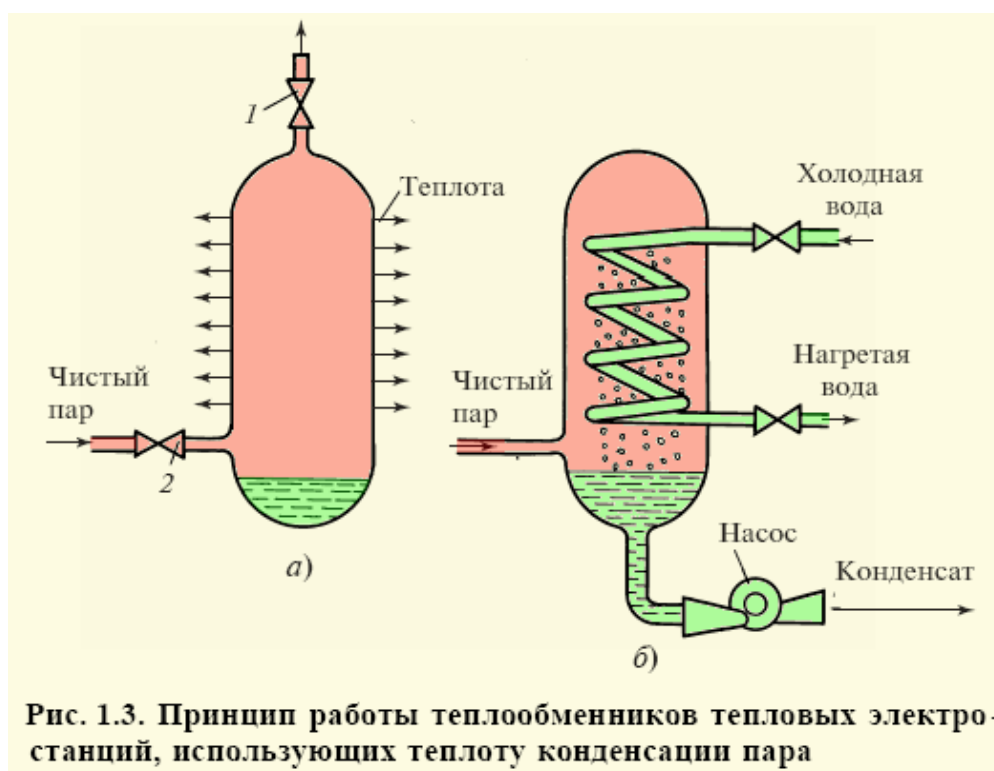


Рис. 1.3. Принцип работы теплообменников тепловых электростанций, использующих теплоту конденсации пара

Представим себе, что в сосуд, показанный на рис. 1.3, а, некоторое время подается насыщенный пар при открытом в атмосферу вентиле 1, после чего вентили 1 и 2 закрываются и сосуд оказывается под некоторым давлением пара. Если теперь этот сосуд начать охлаждать, поместив его в среду с достаточно низкой температурой, то пар будет конденсироваться,

отдавая тепловую энергию через стенку сосуда окружающей среде. При этом давление пара над зеркалом воды в сосуде будет уменьшаться и всегда совпадать с давлением насыщения, соответствующем температуре образующейся жидкости. Это соответствие определяется связью между давлением и температурой насыщения, представленной на рис. 1.2. Если, например, изначально через сосуд протекал сухой насыщенный пар с температурой $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ (и соответственно с давлением $1\text{ кгс/см}^2 \approx 100\text{ кПа}$), а затем сосуд вместе с содержащимся в нем паром охладили до $81\text{ }^{\circ}\text{C}$, то часть пара сконденсируется и в сосуде установится давление $0,5\text{ кгс/см}^2 = 50\text{ кПа}$, т.е. вакуум.

Пар превращается в воду потому, что от него отбирается *теплота конденсации*, равная теплоте парообразования r . В результате конденсации пара на дне сосуда образуется конденсат, а над зеркалом конденсата — насыщенный водяной пар. Чем сильнее будет охлажден пар в сосуде, тем больше образуется конденсата на его дне и тем более глубокий вакуум будет получен.

На рис. 1.3, б показана принципиальная схема установки для непрерывной конденсации постоянного поступающего пара. Если в сосуде установить змеевик, по которому пропускать относительно холодную воду, то пар, поступающий в сосуд, будет встречать на своем пути холодную поверхность змеевика и конденсироваться на ней. Если для удаления образующегося конденсата имеется какое-либо устройство, например насос, то будет происходить непрерывная конденсация поступающего пара, а внутри сосуда будет поддерживаться давление, соответствующее температуре образующегося конденсата, примерно равной температуре охлаждающей воды. На описанном принципе основана работа конденсатора, сетевых и регенеративных подогревателей, парогенераторов АЭС и многих других устройств, области работы которых показаны на рис. 1.2.

В турбины ТЭС и ТЭЦ, построенных на докритические параметры, поступает *перегретый пар*, температура которого больше температуры насыщения (при этом же давлении) на значение $\Delta t_{\text{п}}$.

Поступивший в турбину пар расширяется в ней и в определенной точке турбины проходит через состояние насыщения, а затем становится *влажным* — смесью сухого насыщенного пара и капель воды. Содержание влаги на выходе из турбины (точнее — за ее последними вращающимися лопатками) для ее надежной работы не должно превышать 10—13 %. Влажный пар из турбины поступает в конденсатор, где превращается в воду, имеющую температуру насыщения.

1.3. Некоторые свойства топлив, сжигаемых на тепловых электростанциях



На ТЭС сжигают три вида топлива: газообразное, жидкое и твердое (рис. 1.4).

Газообразное топливо существует в нескольких формах: природный газ; попутный газ, получаемый из недр земли при добыче нефти; доменный и коксовый газы, получаемые при металлургическом производстве. На ТЭС России преимущественно используется природный газ (свыше 60 % в топливном балансе России и 70—80 % в ее европейской части). Природный газ в основном состоит из метана CH_4 , который при правильной организации процесса горения сжигается полностью, превращаясь в воду и двуокись углерода.

Главное преимущество природного газа состоит в его относительной экологической безопасности: при его сжигании, не возникает вредных выбросов, если не считать образования ядовитых оксидов азота, с которыми можно бороться соответствующей организацией процесса горения. Поэтому его используют для котельных и ТЭЦ крупных городов. Дополнительное преимущество — легкость транспортировки по газопроводам с помощью газовых компрессоров, устанавливаемых на газоперекачивающих станциях. Организация сжигания природного газа на электростанциях также сравнительно проста: перед подачей в топку котлов

ТЭС необходимо снизить его давление до 0,2—0,3 МПа (2—3 ат) в газораспределительном пункте ТЭС или, наоборот, если давление в газовой магистрали недостаточно, повысить его давление до 2—2,5 МПа (20—25 ат) с помощью газовых компрессоров, если газ подается в камеры сгорания ГТУ.

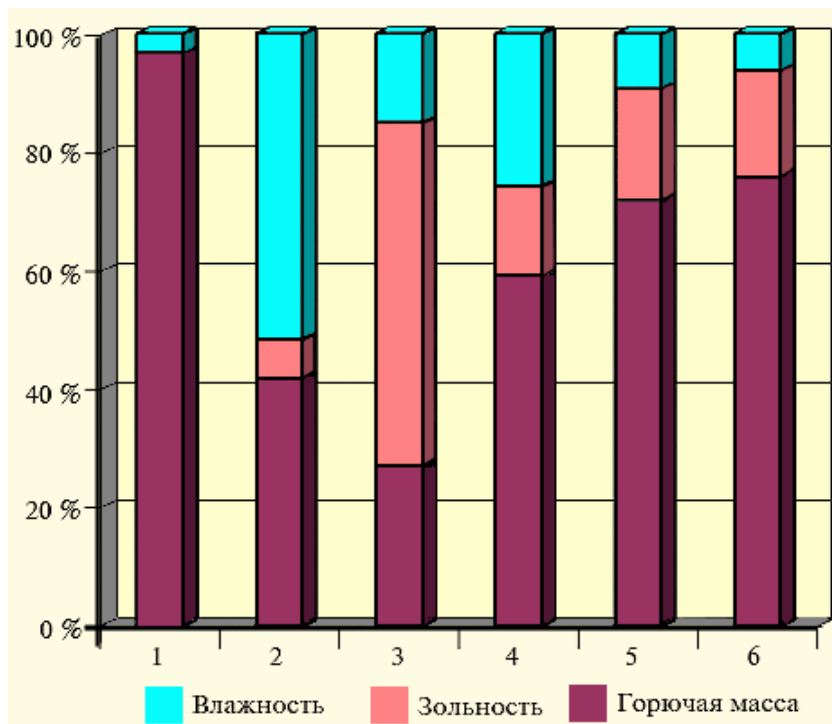
Еще несколько лет назад считалось, что в России возникла «газовая пауза», когда газ можно использовать на ТЭС в необходимом количестве.

С твердого топлива на природный газ было переведено много ТЭС, особенно в европейской части России. Основанием к тому было то, что Россия обладает 35 % мировых запасов газа. Однако «газовая пауза» закончилась, не начавшись, и сегодня идет речь об обратном переводе ТЭС с природного газа на твердое топливо и о замещении выработки электроэнергии на газомазутных ТЭС выработкой на АЭС.

Из многочисленных *жидких топлив* на ТЭС используют мазут и *дизельное топливо*. *Мазут* — это в основном смесь тяжелых углеводородов, остаточный продукт перегонки нефти, остающийся после отделения бензина, керосина и других легких фракций. Мазут сжигают в топках энергетических котлов газомазутных энергоблоков (см. лекцию 2) в периоды недостатка газа (например, при сильных длительных холодах и временной нехватке природного газа, заготовленного в подземных хранилищах). Часто его используют для «подсветки» — добавки к сжигаемому твердому топливу при некоторых режимах работы для обеспечения устойчивого горения. Сжигать мазут постоянно сегодня нерентабельно из-за большой его стоимости по сравнению и с газом, и с твердыми топливами.

Мазут — достаточно вязкое топливо, и поэтому перед подачей его к форсункам котла его разогревают до 100—120 °С и распыляют в топке с помощью паровых форсунок. Мазуты делятся на малосернистые (до 0,5 % серы) и высокосернистые (2—3,5 % серы). При сжигании образующиеся оксиды попадают в атмосферу.

Твердые топлива (рис. 1.4) отличаются большим разнообразием, вызванным различной геологической историей их месторождений. Если выполнить анализ определенной навески твердого топлива (так называемой *рабочей массы*), то прежде всего, можно обнаружить, что она содержит определенное количество влаги (воды) и золы (минеральных негорючих веществ). И влага, и зольность серьезно ухудшают потребительские и технические качества твердых топлив. Прежде всего, это балласт, который необходимо перевозить, перерабатывать вместе с горючими элементами топлива, а затем выбрасывать в горячем состоянии либо в дымовую трубу (водяные пары), либо в золовые отвалы. Если из рабочей массы вычесть влажность и зольность (рис. 1.5, *а*), то останется так называемая *горючая масса* топлива. Основным «горючим» элементом в твердом топливе является углерод.



а)

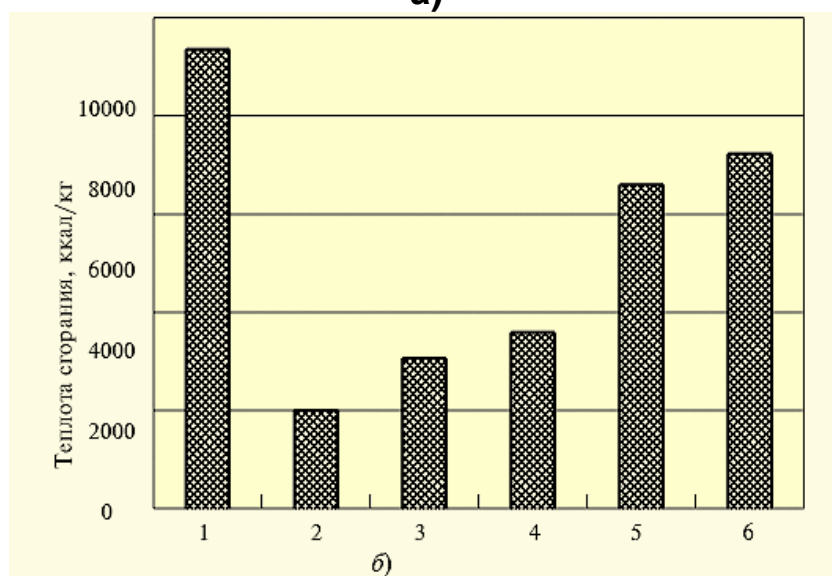


Рис. 1.5. Сравнительные характеристики мазута и твердых топлив: 1 — мазут; 2 — торф; 3 — сланец; 4 — бурый уголь; 5 — каменный уголь; 6 — антрацит

Содержание горючей массы в рабочей определяет *теплоту сгорания* $Q_{сг}$ — то количество тепловой энергии, которая выделяется при полном сгорании единицы рабочей массы (1 кг) жидкого или твердого топлива. Из рис. 1.5, б видно, что наибольшей «калорийностью» обладают мазут и антрацит, наименьшей — торф.

Для того чтобы сравнивать качество работы различных ТЭС вводят понятие *условного топлива* (сокращенно — у.т.) — топлива с теплотой

сгорания 7000 ккал/кг. Если, например, ТЭС сожгла 1000 т бурого угля с $Q_{\text{сг}} = 3500$ ккал/кг, то, значит, она использовала 500 т у.т.

Теплоту сгорания природного газа относят к 1 м^3 . Например, для типичного природного газа $Q_{\text{сг}} = 8400$ ккал/ м^3 .

1.4. Энергетика и электростанции

Под *энергетикой* понимают совокупность больших естественных и искусственных подсистем, служащих для преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов всех видов.

Цель энергетики — обеспечение производства энергии путем преобразования первичной (природной) энергии (например, химической энергии, содержащейся в угле) во вторичную (например, электрическую или тепловую энергию). Производство энергии обычно проходит несколько стадий:

- получение и концентрация энергетических ресурсов (например, добыча, переработка и обогащение ядерного топлива);

- передача энергетических ресурсов к преобразующим установкам (например, доставка угля на ТЭС);

- преобразование с помощью электростанций первичной энергии во вторичную (например, химической энергии органического топлива в электрическую и тепловую энергию);

- передача вторичной энергии потребителям (например, по линиям электропередачи);

- потребление доставленной энергии в полученном или преобразованном виде (например, для приготовления пищи с помощью электроплит).

Под *электроэнергетикой* обычно понимают подсистему энергетики, охватывающую производство электроэнергии на электростанциях и ее доставку потребителям по линиям электропередачи. Ключевым элементом электроэнергетики является электростанция — преобразователь какой-либо первичной энергии в электрическую. Электростанции принято классифицировать по виду используемой первичной энергии и виду применяемых преобразователей. Такая классификация представлена на рис. 1,6

Электроэнергетику принято делить на традиционную и нетрадиционную.



Традиционная электроэнергетика основана на использовании энергии органических топлив (теплоэнергетика), энергии воды (гидроэнергетика) и ядерного горючего (атомная энергетика). Характерные черты традиционной электроэнергетики — хорошая освоенность на основе длительной проверки в условиях эксплуатации (самой «молодой» атомной энергетике всего 50 лет). Основную долю электроэнергии в мире и России получают на базе традиционных электростанций, единичная мощность установок которых, часто превышает 1000 МВт. Самыми «молодыми» в традиционной энергетике являются парогазовые установки (ПГУ), «возраст» которых чуть больше 20 лет.

Нетрадиционная электроэнергетика в своем большинстве также основана на традиционных принципах, но первичной энергией в них служат либо источники местного значения (ветровые электростанции, солнечные электростанции, малые гидроэлектростанции, биоэнергетические установки и др.), либо источники, находящиеся в стадии освоения (например, топливные элементы), либо источники будущего (водородная и термоядерная энергетика). Характерными признаками нетрадиционной энергетики являются их экологическая чистота, существенно большие удельные затраты на строительство (достаточно сказать, что для солнечной ТЭС мощностью 1000 МВт требуется собирать солнечную энергию с площади 2х2 км) и малая единичная мощность.

Традиционную и нетрадиционную электроэнергетику не следует сравнивать и противопоставлять друг другу, как это часто делается в средствах массовой информации. Для каждой из них имеется свое место.

В традиционной энергетике в мировом масштабе в 2000 г. преобладала теплоэнергетика: на базе нефти вырабатывалось 39 % электроэнергии, угля — 27 %, газа — 24 %, т.е. 90 % электроэнергии. На АЭС вырабатывалось 7 %, а на ГЭС — всего 3 %. Однако при этом надо иметь в виду существенные региональные отличия, вызванные в первую очередь наличием соответствующих ресурсов. Например, энергетика таких стран, как Польша, ЮАР, практически целиком основана на использовании угля, а Нидерландов — газа. Очень велика доля теплоэнергетики в Китае, Австралии, Мексике.

В ряде стран преобладают ГЭС. В Норвегии и Бразилии вся выработка электроэнергии происходит на ГЭС. Можно привести список из нескольких десятков стран, где доля выработки ГЭС превышает 70 %.

По доле АЭС в выработке электроэнергии первенствует Франция (около 80 %). Преобладает она в Бельгии, республике Корея и некоторых других странах.

В настоящих лекциях речь будет идти только о традиционной теплоэнергетике, а точнее — об ее источниках, оборудовании и проблемах, связанных с ее функционированием.

2. УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ТЭС, РАБОТАЮЩЕЙ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ

Содержание лекции:

- 2.1. Типы тепловых электростанций
- 2.2. Общее представление о тепловой электростанции
- 2.3. Технологический процесс преобразования химической энергии топлива в электроэнергию на ТЭС
- 2.4. Знакомство с основным оборудованием ТЭС
- 2.5. Ближайшие и отдаленные перспективы строительства ТЭС

2.1. Типы тепловых электростанций

Тепловой электрической станцией называется комплекс оборудования и устройств, преобразующих энергию топлива в электрическую и (в общем случае) тепловую энергию.

Тепловые электростанции характеризуются большим разнообразием и их можно классифицировать по различным признакам.

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

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

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

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

За *конденсационными электростанциями*, работающими на органическом топливе, во времена, когда еще не было атомных электростанций (АЭС), исторически сложилось название тепловых (ТЭС — *тепловая электрическая станция*). Именно в таком смысле ниже будет употребляться этот термин, хотя и ТЭЦ, и АЭС, и газотурбинные электростанции (ГТЭС), и парогазовые электростанции (ПГЭС) также являются тепловыми электростанциями, работающими на принципе преобразования тепловой энергии в электрическую.

В качестве органического топлива для ТЭС используют газообразное, жидкое и твердое топливо. Большинство ТЭС России, особенно в европейской части, в качестве основного топлива потребляют природный газ, а в качестве резервного топлива — мазут, используя последний ввиду его дороговизны только в крайних случаях; такие ТЭС называют *газوماзутными*. Во многих регионах, в основном в азиатской части России, основным топливом является энергетический уголь — низкокалорийный уголь или отходы высококалорийного каменного угля (антрацитовый штыб — АШ). Поскольку перед сжиганием такие угли размалываются в специальных мельницах до пылевидного состояния, то такие ТЭС называют *пылеугольными*.

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

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

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

Парогазовые тепловые электростанции комплектуются *парогазовыми установками* (ПГУ), представляющими комбинацию ГТУ и ПТУ, что позволяет обеспечить высокую экономичность. ПГУ-ТЭС могут выполняться конденсационными (ПГУ-КЭС) и с отпуском тепловой энергии (ПГУ-ТЭЦ). В России имеется только одна работающая ПГУ-ТЭЦ (ПГУ-450Т) мощностью 450 МВт. На Невинномысской ГРЭС работает энергоблок (см. лекцию 7) ПГУ-170 мощностью 170 МВт, а на Южной ТЭЦ Санкт-Петербурга — энергоблок ПГУ-300 мощностью 300 МВт.

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

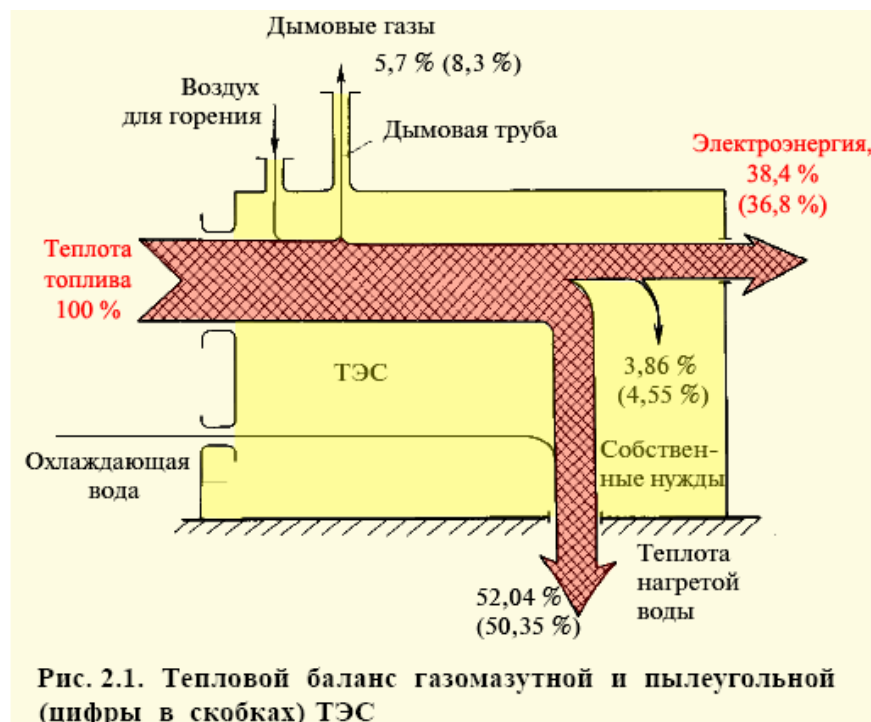
Блочные ТЭС состоят из отдельных, как правило, однотипных энергетических установок — энергоблоков. *В энергоблоке каждый котел подает пар только для своей турбины, из которой он возвращается после конденсации только в свой котел.* По блочной схеме строят все мощные ГРЭС и ТЭЦ, которые имеют так называемый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

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

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

2.2. Общее представление о тепловой электростанции

Рассмотрим типичную конденсационную ТЭС, работающую на органическом топливе, пока практически не интересуясь процессами, происходящими в ее оборудовании. Схема этого предприятия показана на рис. 2.1.



Уже отмечалось, что ТЭС — это огромное промышленное предприятие по производству электроэнергии. Основным «сырьем» для работы ТЭС является органическое топливо, содержащее запас химической энергии, измеряемый *теплотой сгорания* $Q_{ст}$ (см. § 1.3).

Топливо подается в котел и для его сжигания сюда же подается окислитель — воздух, содержащий кислород. Воздух берется из атмосферы. В зависимости от состава и теплоты сгорания для полного сжигания 1 кг топлива требуется 10—15 кг воздуха и, таким образом, воздух — это тоже природное «сырье» для производства электроэнергии, для доставки которого в зону горения необходимо иметь мощные высокопроизводительные нагнетатели. В результате химической реакции сгорания, при которой углерод С топлива превращается в оксиды CO_2 и CO , водород H_2 — в пары воды H_2O , сера S — в оксиды SO_2 и SO_3 и т.д., образуются *продукты сгорания топлива* — смесь различных газов высокой температуры. *Именно тепловая энергия продуктов сгорания топлива является источником электроэнергии, вырабатываемой ТЭС.*

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

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

Для работы конденсатора, который не только обеспечивает низкое давление за турбиной, но и заставляет пар конденсироваться (превращаться в воду), требуется большое количество холодной воды. Это

— третий вид «сырья», поставляемый на ТЭС, и для функционирования ТЭС он не менее важен, чем топливо. Поэтому ТЭС строят либо вблизи имеющихся природных источников воды (река, море), либо строят искусственные источники (*пруд-охладитель*, воздушные башенные охладители и др.).

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

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

На рис. 2.1 показана диаграмма превращения теплоты топлива на ТЭС с тремя газомазутными энергоблоками электрической мощностью по 800 МВт, осредненная за годовой период. Отношение количества энергии, отпущенной ТЭС за некоторый промежуток времени, к затраченной за это время теплоте, содержащейся в сожженном топливе, называется *коэффициентом полезного действия нетто ТЭС по выработке электроэнергии*. Для ТЭС, рассмотренной на рис. 2.1, он составляет 38,4 %.

Понятие КПД нетто ТЭС обычно используется как универсальная оценка для сравнения ТЭС в различных странах, при научном анализе и в некоторых других случаях. В повседневной практике на ТЭС используют другой показатель — *удельный расход условного топлива* b_y , измеряемый в г/(кВт·ч). Напомним (см. лекцию 1), что *условное топливо* — это топливо, имеющее теплоту сгорания $Q_{cr} = 7000$ ккал/кг = 29,33 МДж/кг. Если, например, на ТЭС сожгли 100 т угля с теплотой сгорания $Q_{cr} = 3500$ ккал/кг, т.е. использовали $B_y = 50$ т у.т., и при этом отпущено в сеть $\mathcal{E} = 160\,000$ кВт·ч электроэнергии, то удельный расход условного топлива составит

$$b_y = 50 \cdot 10^6 / 160\,000 = 312,5 \text{ г/(кВт·ч)}.$$

Между КПД ТЭС нетто и удельным расходом условного топлива существует элементарная связь:

$$b_y = 123 / \eta_{ТЭС}; \quad \eta_{ТЭС} = 123 / b_y.$$

Полезно и легко запомнить, что удельному расходу $b_y = 333$ г/(кВт·ч) соответствует КПД нетто $\eta_{ТЭС} \approx 37$ %.

2.3. Технологический процесс преобразования химической энергии топлива в электроэнергию на ТЭС

Любая конденсационная паротурбинная электростанция включает в себя четыре обязательных элемента:

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

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

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

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

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

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

Рассмотрим технологический процесс производства электроэнергии на ТЭС, работающей на газе (рис. 2.2).

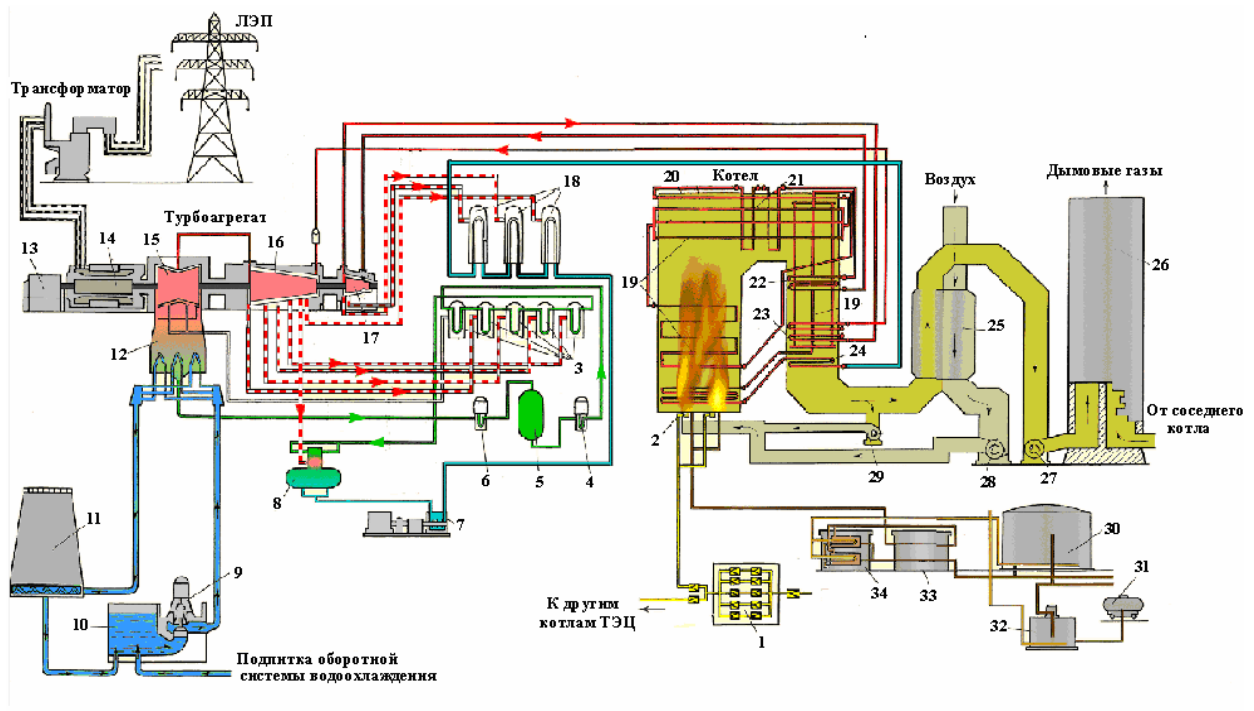


Рис. 2.2.

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

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

Собственно *котел* представляет собой (вариант) П-образную конструкцию с газоходами прямоугольного сечения. Левая ее часть называется *топкой*. Внутренняя часть топки свободна, и в ней происходит горение топлива, в данном случае газа. Для этого к горелкам специальным дутьевым вентилятором 28 непрерывно подается горячий воздух, нагреваемый в *воздухоподогревателе* 25. На рис. 2.2 показан так называемый вращающийся воздухоподогреватель, теплоаккумулирующая набивка которого на первой половине оборота обогревается уходящими дымовыми газами, а на второй половине оборота она нагревает поступающий из атмосферы воздух. Для повышения температуры воздуха используется рециркуляция: часть дымовых газов, уходящих из котла, специальным вентилятором рециркуляции 29 подается к основному

воздуху и смешивается с ним. Горячий воздух смешивается с газом и через горелки котла подается в его *топку* — камеру, в которой происходит горение топлива. При горении образуется *факел*, представляющий собой мощный источник лучистой энергии. Таким образом, при горении топлива его химическая энергия превращается в тепловую и лучистую энергию факела.

Стены топки облицованы *экранами 19* — трубами, к которым подается питательная вода из экономайзера *24*. На схеме изображен так называемый *прямоточный котел*, в экранах которого *питательная вода*, проходя трубную систему котла только 1 раз, нагревается и испаряется, превращаясь в сухой насыщенный пар. Широкое распространение получили *барабанные котлы*, в экранах которых осуществляется многократная циркуляция питательной воды, а отделение пара от котловой воды происходит в *барабане*.

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

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

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

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

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

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

Пар, покидающий ЦНД турбины, поступает в *конденсатор 12* — теплообменник, по трубкам которого непрерывно протекает *охлаждающая вода*, подаваемая *циркуляционным насосом 9* из реки, водохранилища или специального охлаждающего устройства (градирни). На рис. 2.2 показана так называемая система оборотного водоснабжения с градирней. *Градирня* — это железобетонная пустотелая вытяжная башня (рис. 2.3 и 2.4) высотой до 150 м и выходным диаметром 40—70 м, которая создает самотягу для воздуха, поступающего снизу через воздухо-направляющие щиты.

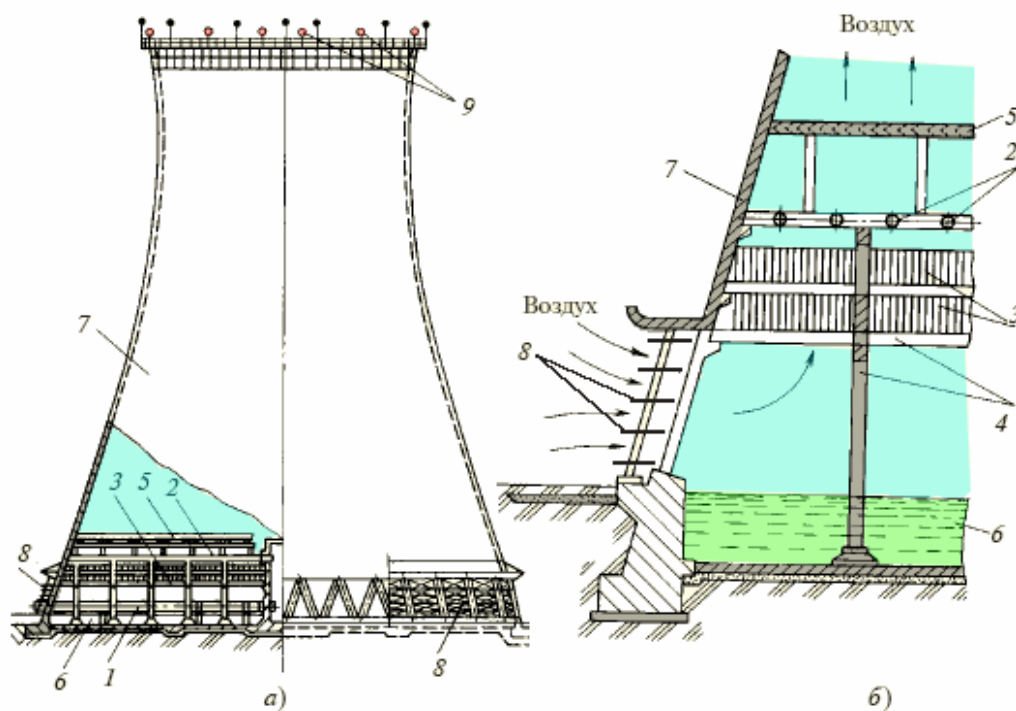


Рис. 2.3. Устройство градирни с естественной тягой



Внутри градирни на высоте 10—20 м устанавливают оросительное (разбрызгивающее устройство). Воздух, движущийся вверх, заставляет часть капель (примерно 1,5—2 %) испаряться, за счет чего охлаждается вода, поступающая из конденсатора и нагретая в нем. Охлажденная вода собирается внизу в бассейне, перетекает в аванкамеру 10 (см. рис. 2.2), и оттуда циркуляционным насосом 9 она подается в конденсатор 12. Наряду с оборотной, используют *прямоточное водоснабжение*, при котором охлаждающая вода поступает в конденсатор из реки и сбрасывается в нее ниже по течению. Пар, поступающий из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз; образующийся конденсат *конденсатным насосом 6* подается через группу *регенеративных подогревателей низкого давления (ПНД) 3* в *деаэратор 8*. В ПНД температура конденсата повышается за счет теплоты конденсации пара, отбираемого из турбины. Это позволяет уменьшить расход топлива в котле и повысить экономичность электростанции. В деаэраторе 8 происходит *деаэрация* — удаление из конденсата растворенных в нем газов, нарушающих работу котла. Одновременно бак деаэратора представляет собой емкость для питательной воды котла.

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

Регенеративный подогрев конденсата в ПНД и ПВД — это основной и очень выгодный способ повышения КПД ТЭС. Пар, который расширился в турбине от входа до трубопровода отбора, выработал определенную мощность, а поступив в регенеративный подогреватель, передал свое тепло

конденсации питательной воде (а не охлаждающей!), повысив ее температуру и тем самым сэкономив расход топлива в котле. Температура питательной воды котла за ПВД, т.е. перед поступлением в котел, составляет в зависимости от начальных параметров 240—280 °С. Таким образом замыкается технологический пароводяной цикл преобразования химической энергии топлива в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата.

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

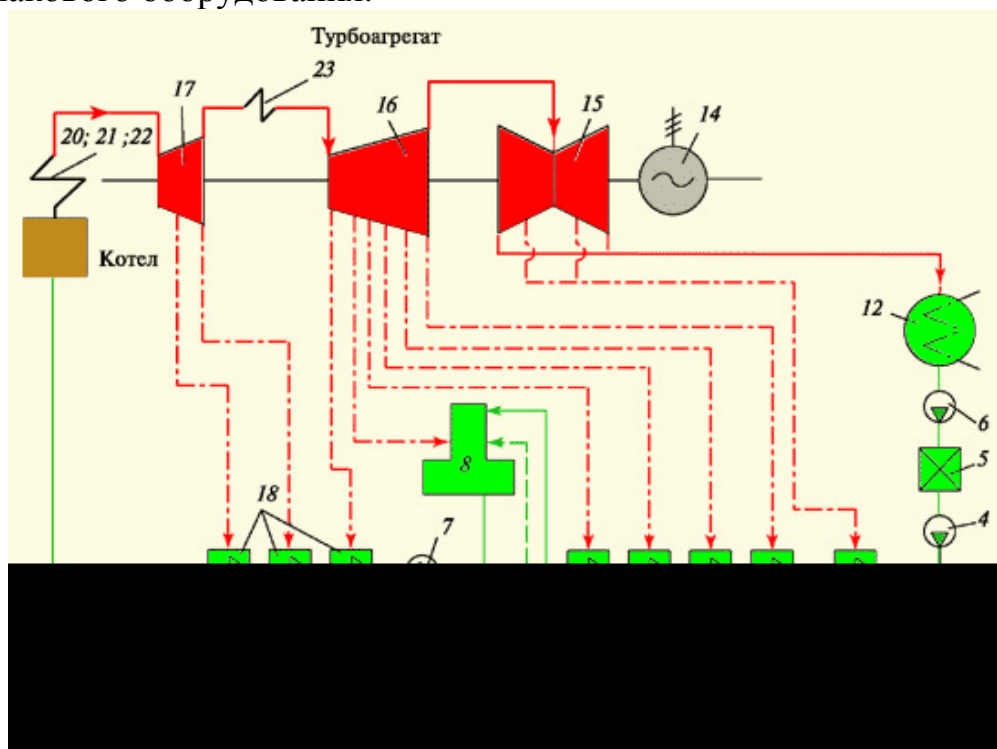
Если на ТЭС используется твердое топливо, то она снабжается топливоподачей и пылеприготовительной установкой. Прибывающий на ТЭС в специальных вагонах уголь разгружается, дробится до размера кусков 20—25 мм и ленточным транспортером подается в бункер, вмещающий запас угля на несколько часов работы. Из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

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

В скобках на рис. 2.1 приведены показатели, осредненные за годовой период работы пылеугольной ТЭС, состоящей из шести энергоблоков мощностью 300 МВт и четырех энергоблоков мощностью 500 МВт. Видно, что показатели пылеугольной ТЭС существенно хуже (в нашем случае абсолютный КПД пылеугольной ТЭС на 1,6 % ниже газомазутной) вследствие худшей работы котла и больших расходов топлива на собственные нужды, которые перекрыли даже экономию от более глубокого вакуума в конденсаторе.

Схематическое изображение оборудования и связей между ним, представленное на рис. 2.2, достаточно наглядно. Но представление всех связей даже для схемы, показанной на рис. 2.2, вызывает немалые трудности. Поэтому, для изображения оборудования электростанции во всей его взаимосвязи по пару, конденсату, питательной воде используют *тепловые схемы* — графическое изображение отдельных элементов и трубопроводов с помощью условных обозначений. Привыкнув к условным

обозначениям, легко прочесть даже самую сложную тепловую схему. Пример тепловой схемы рассмотренной ТЭС приведен на рис. 2.5. При этом для более легкой идентификации мы сохранили одинаковые номера для одинакового оборудования.



2.4. Знакомство с основным оборудованием ТЭС

Основным строительным сооружением ТЭС является главный корпус, поперечный разрез по которому показан на рис. 2.6. Он состоит из трех отделений: турбинного, деаэраторного и котельного.

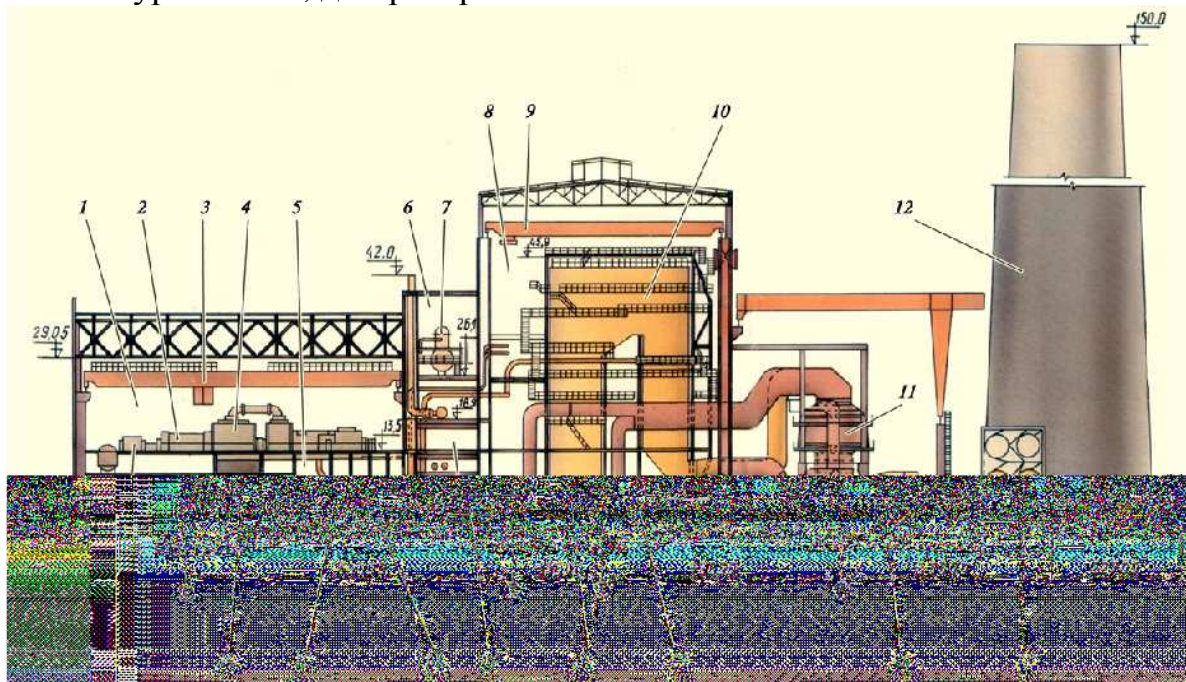
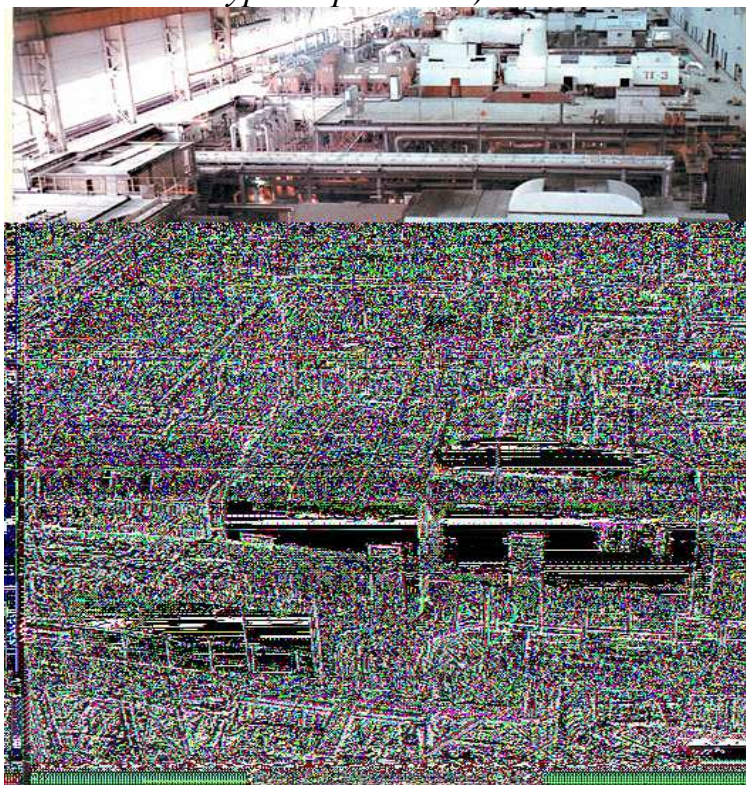


Рис. 2.6. Поперечный разрез по главному корпусу ТЭС

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



Помещение, в котором располагается турбина, называется *машинным залом* (машзалом). Общий вид машзала типичной ТЭС показан на рис. 2.7. Турбоагрегаты, закрытые металлическими кожухами, размещаются поперек машзала, между ними имеются свободные пространства на всю высоту здания от нулевой отметки до кровли для установки оборудования, имеющего большую высоту (например, ПВД). Справа и слева от турбоагрегатов в машзале имеются свободные проходы.

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

Котельное отделение находится в правой части главного корпуса (см. рис. 2.6). Здесь размещаются котлы. За стеной котельного отделения на открытом воздухе располагаются *воздухоподогреватели, дымососы и дымовая труба* (обычно общая для нескольких энергоблоков).

Между турбинным и котельным отделением размещают *деаэрационное отделение*. На деаэрационной этажерке в данном случае высотной отметке 26,1 м размещают *деаэраторы*. Конденсат, подвергаемый деаэрации, и пар для его нагрева (см. рис. 2.2 и 2.5) деаэраторы получают из турбинного отделения. Из деаэраторов питательная вода поступает к питательному насосу и затем в ПВД (а из них — в котлы). В деаэрационном помещении на высотной отметке машзала располагают щиты управления котлами и турбинами со всеми необходимыми приборами и автоматикой. Здесь находятся операторы, управляющие работой ТЭС.

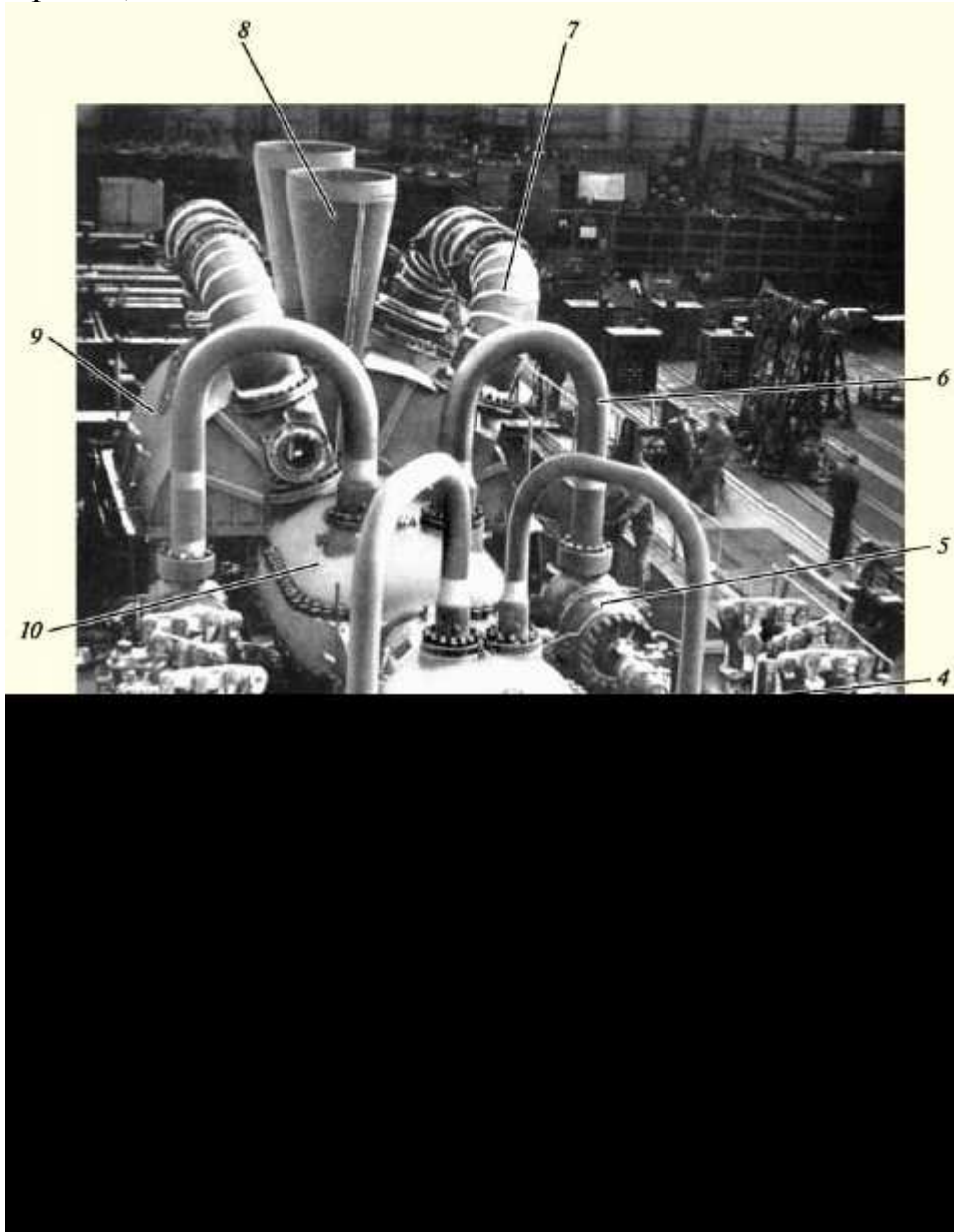
Паровая турбина — самая значимая и самая дорогая часть ТЭС. Неотъемлемой частью конденсационной турбины является конденсатор.

Общий вид турбины ЛМЗ мощностью 800 МВт, установленной в машинном зале Углегорской ГРЭС (Украина), показан на рис. 2.8.



На переднем плане виден *возбудитель*, за ним — *электрогенератор*, а на заднем плане — *паровая турбина*, закрытая металлическим кожухом. Кожух необходим, прежде всего, для обеспечения постоянного температурного режима изоляции турбины, исключаящего ее коробление под действием сквозняков в машинном зале. Кроме того, кожух экранирует машинный зал от шума и обеспечивает необходимый дизайн. Кожух имеет двери, через которые обслуживающий персонал имеет доступ внутрь для периодического осмотра и обслуживания турбины.

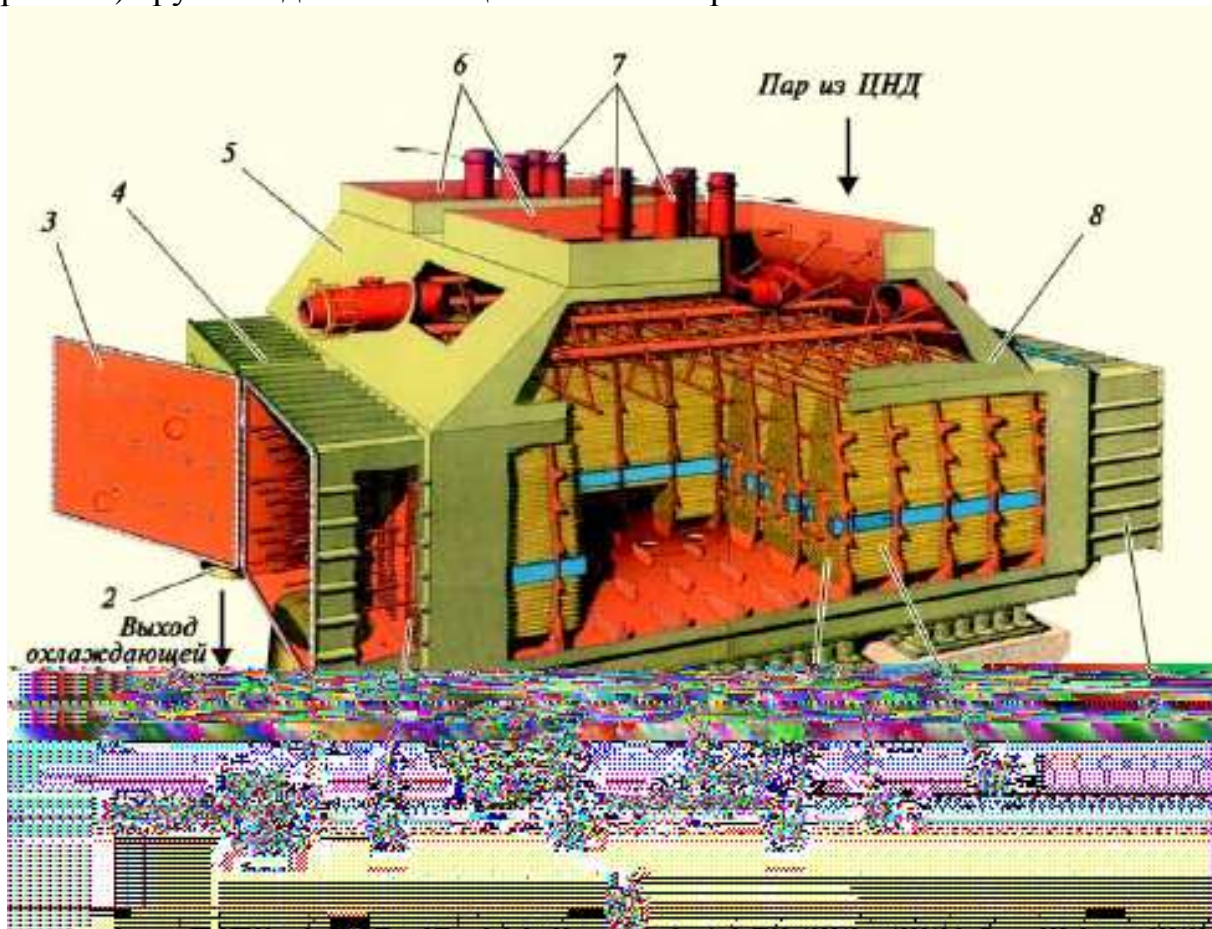
На рис. 2.9 показана трехцилиндровая турбина на сборочном стенде без кожуха (каждая турбина в обязательном порядке после изготовления проходит контрольную сборку и опробование на холостых оборотах, разбирается, консервируется, упаковывается и отправляется для монтажа на ТЭС). Турбина выполняется многоцилиндровой (в данном случае трехцилиндровой).



На переднем плане виден ЦВД 4, в который по паропроводам 3 подводится пар высокого давления из котла. Пройдя ЦВД, пар возвращается в котел для *промежуточного перегрева*. Это позволяет уменьшить влажность пара в конце процесса расширения в турбине и уменьшить *эрозию рабочих лопаток* каплями влаги; одновременно промежуточный перегрев позволяет на несколько процентов уменьшить удельный расход топлива.

После промежуточного перегрева пар по четырем паропроводам 6 (на рис. 2.9 видны только два паропровода, подводящие пар в верхнюю половину цилиндра) поступает в ЦСД 3. Пройдя ЦСД, пар с помощью двух выходных труб подается в две длинные *ресиверные трубы* 7, из которых пар направляется в ЦНД 9. Под ЦНД расположены конденсаторы, принимающие этот пар.

На рис. 2.10, а показан общий вид двухходового конденсатора мощной паровой турбины. Он состоит из стального сварного корпуса 8, по краям которого закреплены трубные доски (видна только передняя трубная доска 14) с отверстиями, в которых закрепляются *конденсаторные трубки*, совокупность которых образует *трубный пучок*. Для того чтобы трубки (а их длина может составлять 10—12 м при диаметре 20—24 мм) не провисали и не вибрировали, параллельно основным трубным доскам устанавливают промежуточные перегородки 12 с точно таким же рисунком отверстий, как и в основных трубных досках 14. Установленные промежуточные трубные доски хорошо видны на рис. 2.10, б. Через одну из трубных досок вводят трубку, протаскивают ее через отверстия всех промежуточных перегородок и вводят в соответствующее отверстие во второй трубной доске. Затем трубка полностью закрепляется в основных (крайних) трубных досках вальцовкой или сваркой.





Совокупная внешняя поверхность всех трубок представляет собой поверхность конденсации пара, поступающего сверху из ЦНД. Конденсат собирается на дне конденсатора и постоянно откачивается из него *конденсатными насосами* (см. рис. 2.2).

Для подвода и отвода *охлаждающей воды* служит передняя водяная камера 4, разделенная вертикальной перегородкой. Вода подается снизу в правую часть камеры 4 и через отверстия в трубной доске попадает внутрь охлаждающих трубок и движется внутри них до задней (поворотной) камеры 9. Собравшись в ней, вода проходит через вторую часть трубок и поступает во вторую половину передней водяной камеры, откуда направляется в градирню, реку или пруд-охладитель. Пар поступает в конденсатор сверху, встречается с холодной поверхностью трубок и конденсируется на ней. Поскольку конденсация идет при низкой температуре, которой соответствует низкое давление конденсации (см. рис. 1.2), то в конденсаторе образуется глубокое разрежение (3—5 кПа), что в 25—30 раз меньше атмосферного давления). Конденсатор турбины имеет огромные размеры, увидеть которые легко на рис. 2.10, б.

2.5. Ближайшие и отдаленные перспективы строительства ТЭС

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

К числу преимуществ следует отнести следующие:

1. В отличие от ГЭС, *тепловые электростанции можно размещать относительно свободно* с учетом используемого топлива. Газомазутные ТЭС могут быть построены в любом месте, так как транспорт газа и мазута относительно дешев (по сравнению с углем). Пылеугольные ТЭС желательно размещать вблизи источников добычи угля. К настоящему времени «угольная» теплоэнергетика сложилась и имеет выраженный региональный характер.

2. *Удельная стоимость* установленной мощности (стоимость 1 кВт установленной мощности) и *срок строительства ТЭС значительно меньше, чем АЭС и ГЭС*.

3. *Производство электроэнергии на ТЭС*, в отличие от ГЭС, *не зависит от сезона* и определяется только доставкой топлива.

4. Площади отчуждения хозяйственных земель для ТЭС существенно меньше, чем для АЭС, и, конечно, не идут ни в какое сравнение с ГЭС, влияние которых на экологию может иметь далеко не региональный характер. Примерами могут служить каскады ГЭС на р. Волге и Днепре.

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

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

Наряду с этими достоинствами, ТЭС имеет и ряд недостатков.

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

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

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

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

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

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

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

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

3. УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ТЭЦ

Содержание лекции:

- 3.1. Снабжение теплом промышленных предприятий и населения крупных и средних городов
- 3.2. Понятие о теплофикации и представление о тепловых сетях крупных городов
- 3.3. Раздельная и комбинированная выработка электроэнергии и тепла. Термодинамическое преимущество комбинированной выработки
- 3.4. Устройство ТЭЦ и технологический процесс получения горячей сетевой воды

3.1. Снабжение теплом промышленных предприятий и населения крупных и средних городов

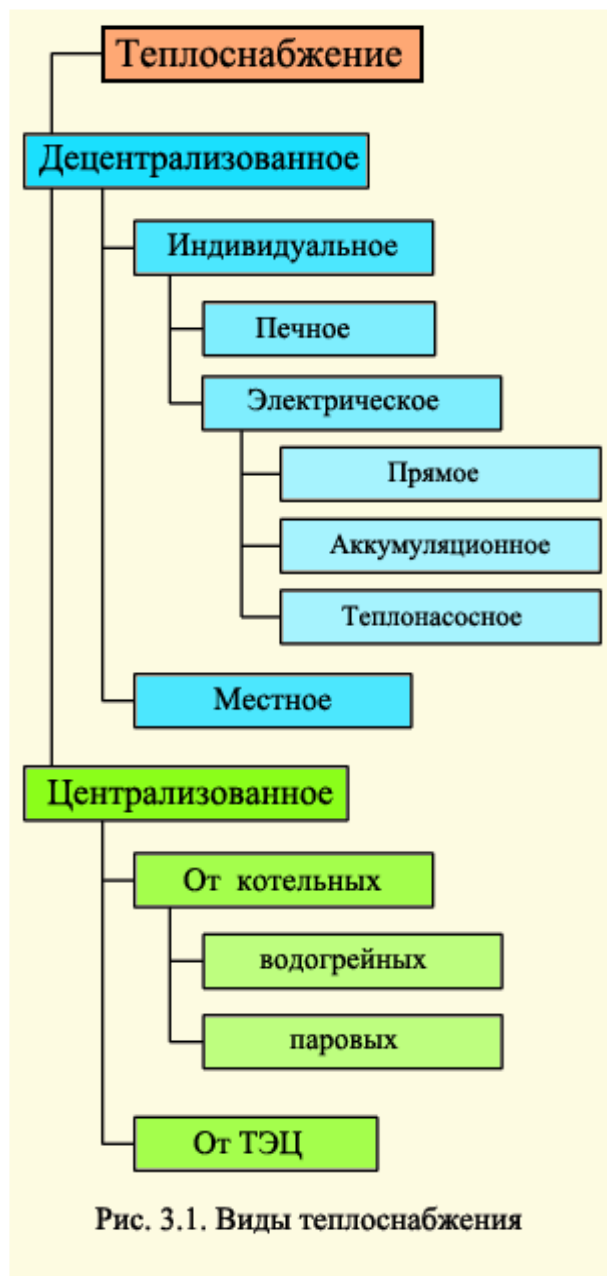
Жизнь человека связана с широким использованием не только электрической, но и тепловой энергии.

В соответствии с санитарными нормами трудовая деятельность человека на предприятиях и его домашний отдых должны протекать в определенных комфортных условиях: все помещения должны отапливаться, вентилироваться, снабжаться горячей водой для бытовых целей; в жилых помещениях температура воздуха должна составлять $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$, а в поликлиниках, больницах, детских учреждениях $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, в общественных зданиях $+16\text{ }^{\circ}\text{C}$. Эти комфортные условия могут быть реализованы только при постоянном подводе к объекту отопления (теплоприемнику) вполне определенного количества тепла, которое зависит от температуры наружного воздуха. Для этих целей чаще всего используется горячая вода с температурой у пользователя $80\text{—}90\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для различных технологических процессов промышленных предприятий (например, сушки, окраски, работы паровых молотов) требуется так называемый производственный пар с давлением $1\text{—}3\text{ МПа}$.

Важно сразу усвоить, что *тепло, используемое человеком для бытовых нужд, является низкопотенциальным*, т.е. ее теплоноситель имеет относительно невысокую температуру и давление, поскольку именно это позволяет организовать высокоэкономичное производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ, о чем, в основном, пойдет речь ниже.

В общем случае снабжение любого объекта тепловой энергией обеспечивается системой, состоящей из трех основных элементов: источника тепла (например, котельной), тепловой сети (например, трубопроводов горячей воды или пара) и теплоприемника (например, батареи водяного отопления, располагаемой в комнате).



Если источник теплоты и теплоприемник практически совмещены, т.е. тепловая сеть либо отсутствует, либо очень коротка, то такую систему теплоснабжения называют децентрализованной (рис. 3.1). Примером такой системы является печное или электрическое отопление. В свою очередь, децентрализованное теплоснабжение может быть индивидуальным, при котором в каждом помещении используется индивидуальные отопительные приборы (например, электронагреватели), или местным (например, обогрев здания с помощью индивидуальной котельной или теплонасосной установки). Теплопроизводительность таких котельных не превышает 1 Гкал/ч (1,163 МВт).

Мощность тепловых источников индивидуального теплоснабжения невелика и определяется потребностями индивидуумов.

Альтернативой децентрализованному является централизованное теплоснабжение. Ее характерный признак — наличие разветвленной тепловой сети, от которой питаются многочисленные абоненты (заводы, фабрики, общественные здания, жилые помещения и т.д.). Для централизованного теплоснабжения используются два вида источников: котельные и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

Степень централизации теплоснабжения может быть различной.

В зависимости от числа теплоприемников, питаемых от одного теплоисточника, различают централизованное теплоснабжение групповое (питается группа зданий от групповой котельной установки мощностью 1—10 Гкал/ч), квартальное (от квартальной котельной теплопроизводительностью 10—50 Гкал/ч), районное (питается район — несколько групп зданий), городское (питается несколько районов города), межгородское (питается несколько городов).

Выбор типа теплоснабжения не однозначен, поскольку он определяется не только техническими и технико-экономическими преимуществами и недостатками того или иного типа. Он также зависит и от финансовых возможностей тех или иных потребителей. Если бы, например, население России имело бы достаточно средств для оплаты электроэнергии для целей отопления, то использование электронагревательных приборов было бы, наверное, самым комфортным и экологичным. Но при этом следует помнить, что ее стоимость будет не меньше, чем стоимость электроэнергии, которая получена на ТЭС из топлива с использованием только 40 % теплоты, заключенной в нем, с учетом потерь в электрических сетях.

Несмотря на отмеченные трудности, можно однако с уверенностью сказать, что для большинства крупных северных городов с населением более 100 тыс. чел. наиболее рациональным является централизованное теплоснабжение на базе ТЭЦ. Оно позволяет не только сэкономить значительное количество топлива, но и существенно сократить вредные выбросы в атмосферу, сэкономить дорогие городские площади.

Для небольших населенных пунктов, особенно тех, которые требуют отопления короткое время в году и в которых не стоят остро вопросы экологии, целесообразно использовать децентрализованные источники теплоты, соответствующие вкусам и финансовым возможностям потребителей.

На рис. 3.2 показана схема **водогрейной котельной**. К сетевому насосу из тепловой сети поступает обратная сетевая вода — вода, использованная для отопления. Сетевой насос служит для прокачки сетевой воды через водогрейный котел, в котором она нагревается теплом сжигаемого топлива (газа, мазута, каменного или бурого угля). Нагретая вода, называемая прямой сетевой водой, подается в тепловую сеть для использования потребителями (абонентами). Таким образом,

осуществляется постоянная циркуляция сетевой воды, нагреваемой в котле и охлаждаемой в теплоприемниках. Для восполнения неизбежной утечки сетевой воды служат водоподготовительная установка и подпиточный насос.

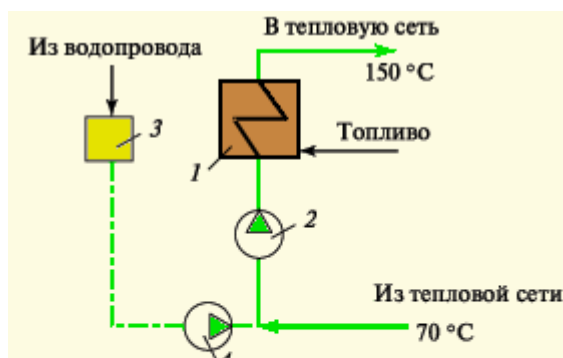


Рис. 3.2. Принципиальная схема водогрейной котельной:
 1 — водогрейный котёл; 2 — сетевой насос;
 3 — водоподготовительная установка;
 4 — подпиточный насос

Тепловая мощность (производительность) водогрейных котлов составляет 4—200 Гкал/ч. На рис. 3.3 показан котел КВГМ-50 (котел водогрейный газомазутный теплопроизводительностью 50 Гкал/ч).

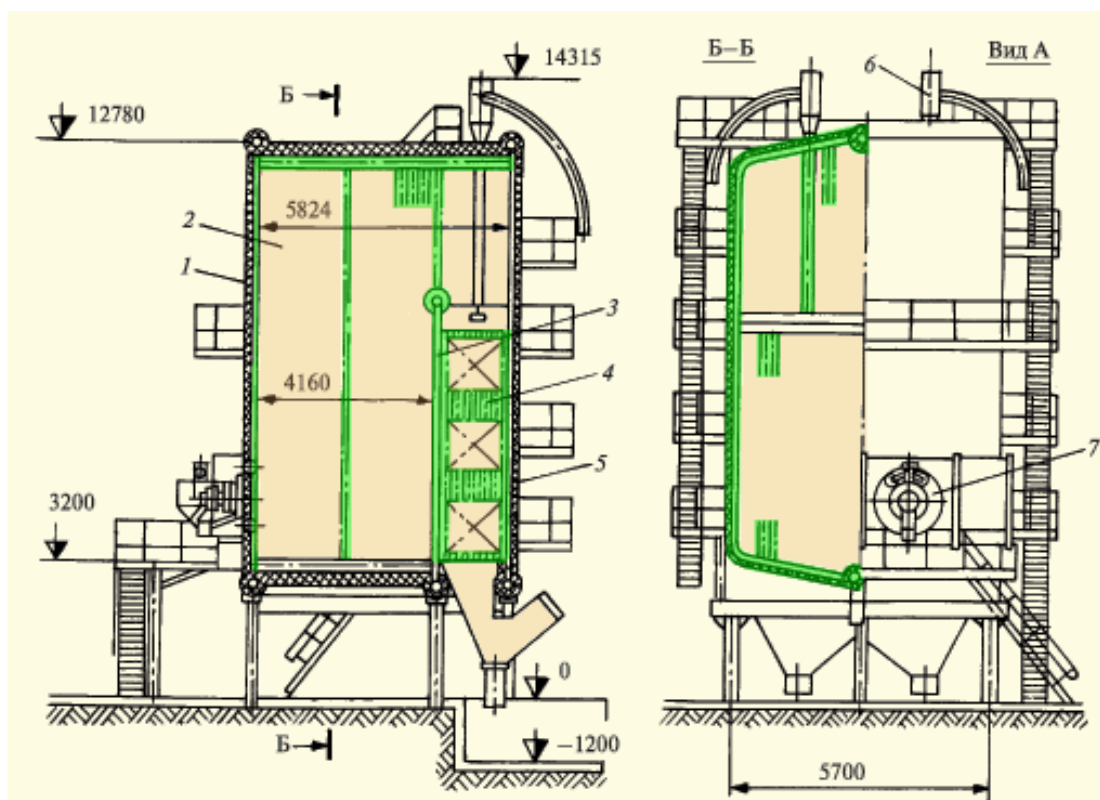


Рис. 3.3. Устройство водогрейного котла КВГМ-50:
 1 — 3, 5 — экраны соответственно передний, боковой, промежуточный и задний;
 4 — конвективные пакеты; 6 — дробеочистительная установка; 7 — газомазутная горелка

Он, как и паровой котел, представляет собой П-образную шахту прямоугольного сечения. Первая его часть — топка. Она облицована трубчатыми экранами, внутри которых движется вода, нагреваемая излучением горящего факела топлива. Во второй части размещены конвективные поверхности — трубные пучки, обогреваемые за счет конвективного теплообмена с горячими газами. Как видно из сравнения рис. 2.2 и 3.3, водогрейный котел несравненно проще энергетического и, прежде всего потому, что вода в нем только нагревается, но не претерпевает фазовых превращений.

В крупных городах основным источником централизованного теплоснабжения являются ТЭЦ и районные тепловые станции (РТС) производительностью до 400 Гкал/ч. Обычно здание РТС в плане имеет вид буквы «Н» и состоит из котельной, машзала и строительной перемычки между ними. В котельном зале размещаются водогрейные котлы, в машзале — многочисленные насосы, система подпитки теплосети, в перемычке — пульт управления и бытовые помещения.

3.2. Понятие о теплофикации и представление о тепловых сетях крупных городов.

Сейчас, когда стало понятно, как организовано снабжение предприятий и населения теплом, целесообразно рассмотреть *понятие теплофикации*.

Очень часто по аналогии с электрификацией под теплофикацией понимают строительные, монтажные и организационные мероприятия, обеспечивающие тепловому потребителю из централизованного источника теплоты. На самом деле это нечто другое. Теплофикация — это действительно централизованное теплоснабжение потребителей теплом, но не от любого источника, а именно от ТЭЦ. При этом на ТЭЦ это тепло получают при конденсации пара, взятого из паровой турбины после того, когда он прошел часть турбины и выработал электрическую мощность.

Тепловая сеть — это сложное инженерно-строительное сооружение, служащее для транспорта тепла с помощью теплоносителя (воды или пара) от источника (ТЭЦ или котельной) к тепловым потребителям.

От коллекторов прямой сетевой воды ТЭЦ с помощью магистральных теплопроводов горячая вода подается в городской массив. Магистральные теплопроводы имеют ответвления, к которым присоединяется внутриквартальная разводка к центральным тепловым пунктам (ЦТП). В ЦТП находится теплообменное оборудование с регуляторами, обеспечивающее снабжение квартир и помещений горячей водой.

Тепловые магистрали соседних ТЭЦ и котельных для повышения надежности теплоснабжения соединяют перемычками с запорной арматурой, которые позволяют обеспечить теплоснабжение при авариях и ревизиях отдельных участков тепловых сетей и источников теплоснабжения. Таким образом, тепловая сеть города — это самый сложный комплекс теплопроводов, источников тепла и его потребителей.

Теплопроводы могут быть подземными и надземными.

Надземные теплопроводы обычно прокладывают по территориям промышленных предприятий и промышленных зон, не подлежащих застройке, при пересечении большого числа железнодорожных путей, т.е. везде, где либо не вполне эстетический вид теплопроводов не играет большой роли, либо затрудняется доступ к ревизии и ремонту теплопроводов. Надземные теплопроводы долговечнее и лучше приспособлены к ремонтам.



Рис. 3.4. Укладка бесканального теплопровода

В жилых районах из эстетических соображений используется подземная прокладка теплопроводов, которая бывает бесканальной и канальной.

При бесканальной прокладке (рис. 3.4) участки теплопровода укладывают на специальные опоры непосредственно на дне вырытых грунтовых каналов, сваривают между собой стыки, защищают их от воздействия агрессивной среды и засыпают грунтом. Бесканальная прокладка — самая дешевая, однако теплопроводы испытывают внешнюю нагрузку от грунта (заглубление теплопровода должно быть 0,7 м), более подвержены воздействию агрессивной среды (грунта) и менее ремонтпригодны.

При канальной прокладке теплопроводы помещаются в каналы из сборных железобетонных элементов, изготовленных на заводе. При такой прокладке теплопровод разгружается от гидростатического действия грунта, находится в более комфортных условиях, более доступен для ремонта.

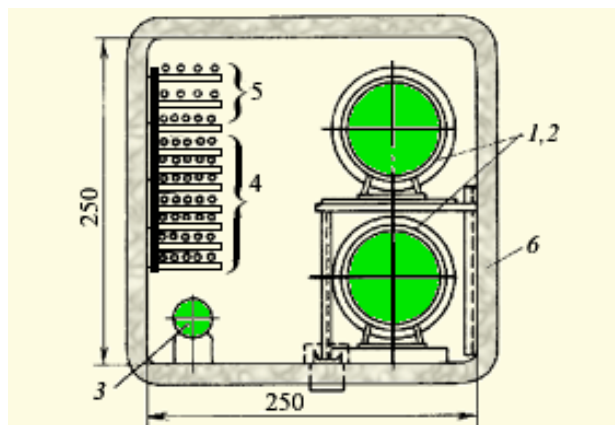


Рис. 3.5. Городской коллектор для теплопроводов из объёмных элементов:
 1, 2 — обратный и подающий трубопроводы;
 3 — водопровод; 4 — кабели связи;
 5 — силовые кабели; 6 — объёмный железобетонный элемент

По возможности доступа к теплопроводам каналы делятся на проходные, полупроходные и непроходные. В проходных каналах (рис. 3.5) кроме трубопроводов подающей и обратной сетевой воды, размещают водопроводные трубы питьевой воды, силовые кабели и т.д. Это наиболее дорогие каналы, но и наиболее надежные, так как позволяют организовать постоянный легкий доступ для ревизий и ремонта, без нарушения дорожных покрытий и мостовых. Такие каналы оборудуются освещением и естественной вентиляцией.



Рис. 3.6. Непроходной канал:
 1 — стеновой блок; 2 — блок перекрытия;
 3 — бетонная подготовка

Непроходные каналы (рис. 3.6) позволяют разместить в себе только подающий и обратный теплопроводы, для доступа к которым необходимо срывать слой грунта и снимать верхнюю часть канала. В непроходных каналах и бесканально прокладывается большая часть теплопроводов.

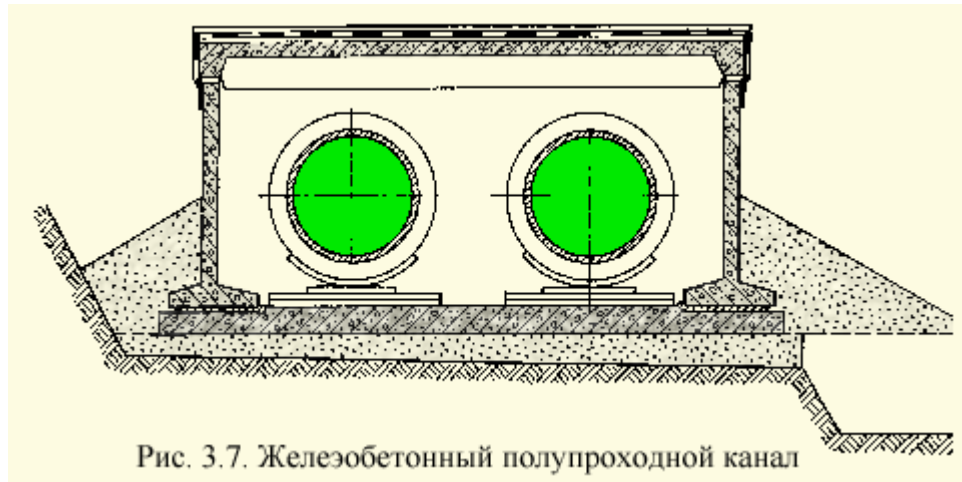


Рис. 3.7. Железобетонный полупроходной канал

Полупроходные каналы (рис. 3.7) сооружают в тех случаях, когда к теплопроводам необходим постоянный, но редкий доступ. Полупроходные каналы имеют высоту не менее 1400 мм, что позволяет человеку передвигаться в нем в полусогнутом состоянии, выполняя осмотр и мелкий ремонт тепловой изоляции.

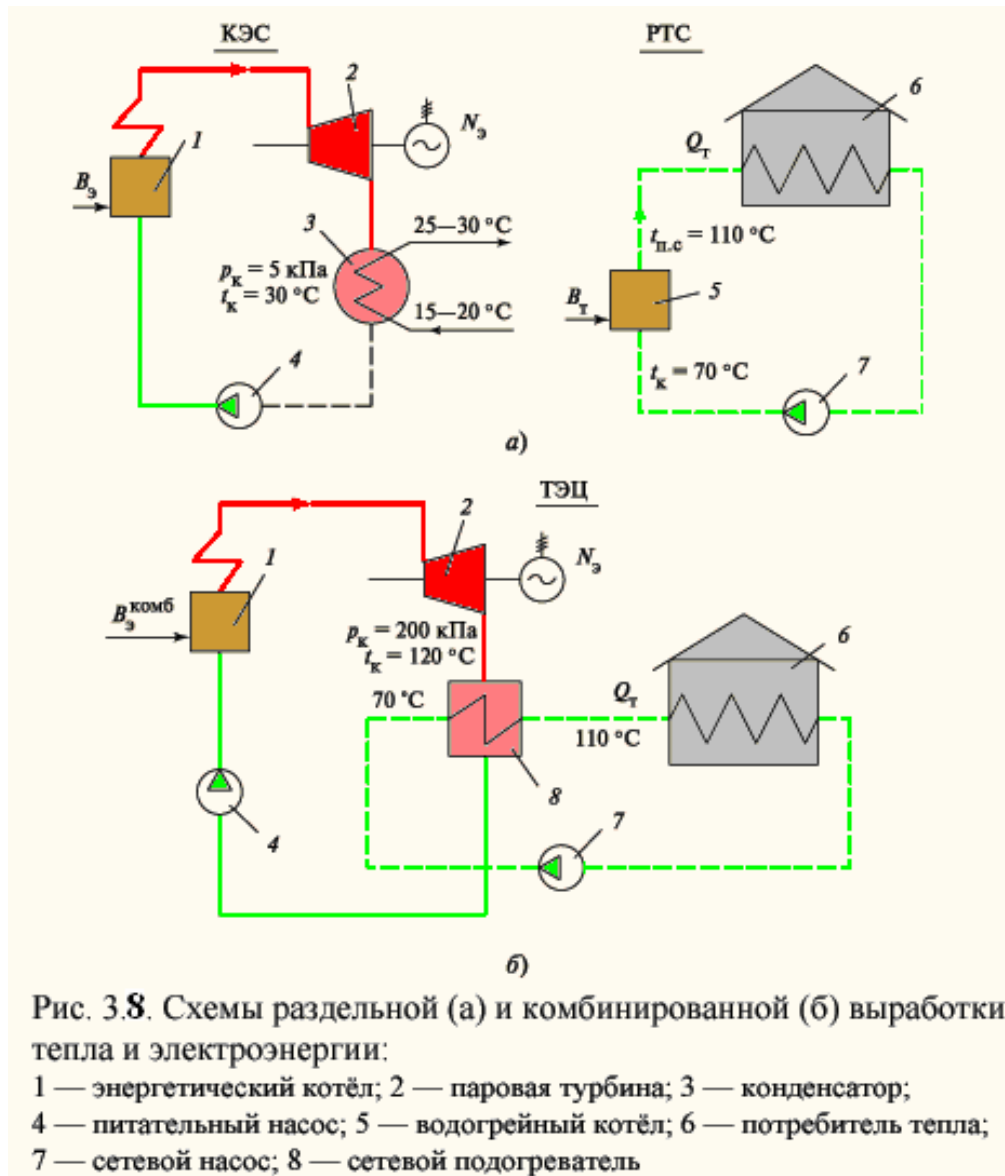
Наибольшую опасность для теплопроводов представляет коррозия внешней поверхности, происходящая вследствие воздействия кислорода, поступающего из грунта или атмосферы вместе с влагой; дополнительным катализатором являются диоксид углерода, сульфаты и хлориды, всегда имеющиеся в достаточном количестве в окружающей среде. Для уменьшения коррозии теплопроводы покрывают многослойной изоляцией, обеспечивающей низкое водопоглощение, малую воздухопроводность и хорошую теплоизоляцию.

Наиболее полно этим требованием удовлетворяет конструкция, состоящая из двух труб — стальной (теплопровод) и полиэтиленовой, между которыми размещается ячеистая полимерная структура пенополиуретана. Последний имеет теплопроводность втрое ниже, чем обычные теплоизолирующие материалы.

3.3. Раздельная и комбинированная выработка электроэнергии и тепла. Термодинамическое преимущество комбинированной выработки

Если для некоторого потребителя, например города требуется в некоторый момент количество электроэнергии $N_э$ (в единицу времени) и количество тепла $Q_т$, то технически проще всего получить их раздельно.

Для этого можно построить конденсационную ПТУ (рис. 3.8, а) электрической мощностью $N_э$ с глубоким вакуумом, создаваемым конденсатором, который охлаждается водой.



При ее температуре $t_{\text{охл.в}} = 15\text{—}20\text{ }^\circ\text{C}$ можно получить давление в конденсаторе $p_{\text{к}} = 0,04\text{—}0,06\text{ ат}$ (3—4 кПа), а температура конденсирующегося пара будет составлять в соответствии с рис. 1.2 $t_{\text{к}} = 30\text{—}35\text{ }^\circ\text{C}$. Кроме того, для производства тепла Q_{T} можно построить РТС, в водогрейном котле которой циркулирующая сетевая вода будет нагреваться, например, от 70 до 110 $^\circ\text{C}$. При раздельном производстве Q_{T} тепла и $N_{\text{э}}$ электроэнергии общая затрата тепла, которая будет получена из топлива, составит

$$Q_{\text{разд}} = Q_{\text{T}} + N_{\text{э}} / (\eta_{\text{к}} \eta_{\text{ПТУ}}), \quad (3.1)$$

где $\eta_{\text{к}}$ — КПД котла, составляющий 90—94 % (см. рис. 1.1); $\eta_{\text{ПТУ}}$ — КПД конденсационной ПТУ, равный примерно 45 %.

Ту же задачу производства электроэнергии и тепла можно решить по-другому (рис. 3.9, б). Вместо конденсатора на КЭС можно установить сетевой подогреватель, от которого получать количество теплоты Q_T . Конечно, поскольку нагретая сетевая вода должна иметь, скажем, 110°C , то давление в сетевом подогревателе (и за паровой турбиной) должно быть не $0,05$ ат (как в конденсаторе турбины КЭС), а на уровне $1,2$ ат (см. рис. 1.2). При этом давлении образующийся из конденсирующего пара конденсат будет иметь температуру примерно 120°C , что и обеспечит нагрев сетевой воды до 110°C .

Таким образом, в одной энергетической установке вырабатывается одновременно электрическая энергия и тепло в требуемых количествах. Поэтому такое производство тепла и электроэнергии называют комбинированным. Термины «комбинированное производство» и «теплофикация» — синонимы. Изображенная на рис. 3.9, б установка является не чем иным как простейшей ТЭЦ с турбиной с противодавлением (так как давление за ней, как правило, выше атмосферного).

Расход тепла при комбинированной выработке при тех же $N_э$ и Q_T составит:

$$Q_{\text{комб}} = Q_T + N_э/\eta_k. \quad (3.2)$$

В этой формуле, получаемой из (3.1) при $\eta_{\text{ПТУ}} = 1$, учтено, что тепло, выходящее с паром из турбины, не отдается бесполезно охлаждающей воде в конденсаторе, а полностью отдается в сетевом подогревателе тепловому потребителю. При этом не сжигается дополнительное топливо в водогрейном котле.

Разность количеств тепла, затраченного на получение электрической мощности $N_э$ и тепла Q_T при отдельной и комбинированной их выработке

$$\Delta Q = Q_{\text{разд}} - Q_{\text{комб}} = \left(\frac{1}{\eta_{\text{ПТУ}}} - 1 \right) \frac{1}{\eta_k} \chi Q_T, \quad (3.3)$$

где $\chi = N_э/Q_T$ — очень важная характеристика, называемая выработкой электроэнергии на тепловом потреблении.

Так как $\Delta Q = \Delta B_T Q_{\text{сг}}$ где ΔB_T — экономия топлива, а $Q_{\text{сг}}$ — его теплота сгорания, то экономия топлива при комбинированной выработке тепла и электроэнергии по сравнению с отдельной составит

$$\Delta B_T = \frac{1}{Q_{\text{сг}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{ПТУ}}} - 1 \right) \frac{1}{\eta_k} \chi Q_T. \quad (3.4)$$

Так как $\eta_{ПТУ} < 1$, то всегда $\Delta B_T > 0$, т.е. при теплофикации всегда возникает экономия топлива. Физическая причина экономии топлива очевидна: теплота конденсации пара, покидающего паровую турбину, отдается не охлаждающей воде конденсатора, а тепловому потребителю.

Из (3.4) видно, что чем хуже конденсационная паротурбинная установка, т.е. меньше $\eta_{ПТУ}$, тем эффективнее теплофикация, так как большее количество тепла, передававшееся охлаждающей воде при отдельной выработке, теперь передается сетевой воде.

Экономия ΔB_T зависит от соотношения электрической и тепловой мощности $\chi = N_э / Q_T$. Чем больше $N_э$ при фиксированной Q_T , тем большая конденсационная мощность замещается экономичной теплофикационной.

Приведенная на рис. 3.8, б простейшая теплофикационная ПТУ позволяет легко понять преимущество комбинированной выработки. Однако она имеет существенный недостаток: с ее помощью нельзя произвольно изменять соотношение между электрической $N_э$ и тепловой мощностью Q_T . Изменение любой из них приводит к автоматическому изменению другой и не всегда в соответствии с требованиями потребителей. Чаще всего ПТУ такого типа используют там, где требуется изменение по определенному графику только одного параметра, обычно тепловой нагрузки Q_T , а второй параметр — мощность, будет такой, «какой получится».

Для того, чтобы исключить этот недостаток, теплофикационную турбину выполняют с регулируемым отбором пара нужных параметров и с конденсацией пара в конце процесса расширения (рис. 3.9).

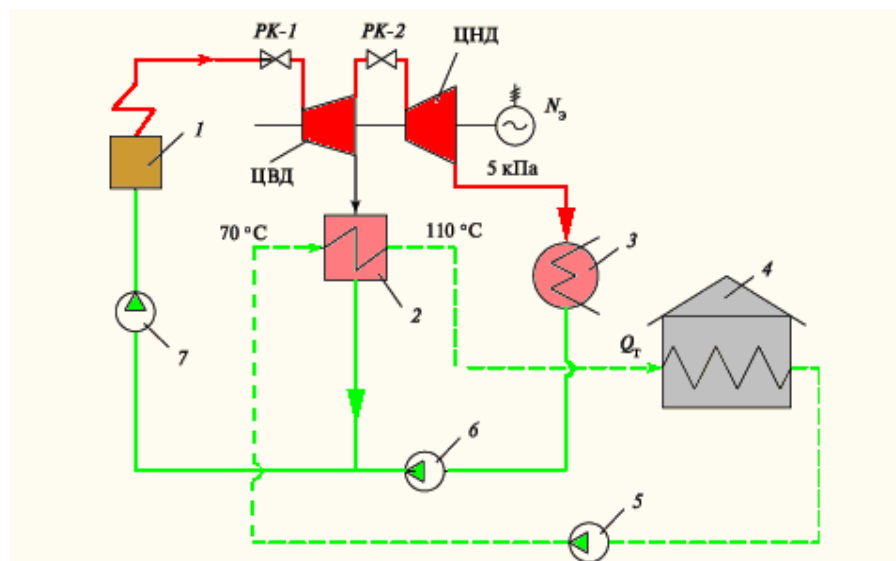


Рис. 3. 9. Схема отопительной ТЭЦ с теплофикационной турбиной:
 1 — энергетический котёл; 2 — сетевой подогреватель; 3 — конденсатор;
 4 — потребитель тепла; 5 — сетевой насос; 6 — конденсатный насос;
 7 — питательный насос

С помощью регулирующих клапанов *PK-1* и *PK-2* соответственно перед ЦВД и ЦНД можно в широких пределах изменять независимо электрическую мощность и отпуск тепла. Если клапан *PK-2* закрыть полностью и направить весь поступивший в турбину пар в сетевой подогреватель, то турбина будет работать как турбина с противодавлением и выгода от теплофикации будет максимальной. Так обычно работают теплофикационные турбины зимой, когда требуется много тепла. Если, наоборот, открыть полностью *PK-2* и закрыть проток сетевой воды через сетевой подогреватель, турбина будет работать как конденсационная с максимальной потерей тепла в конденсаторе. Так обычно работают теплофикационные турбины летом.

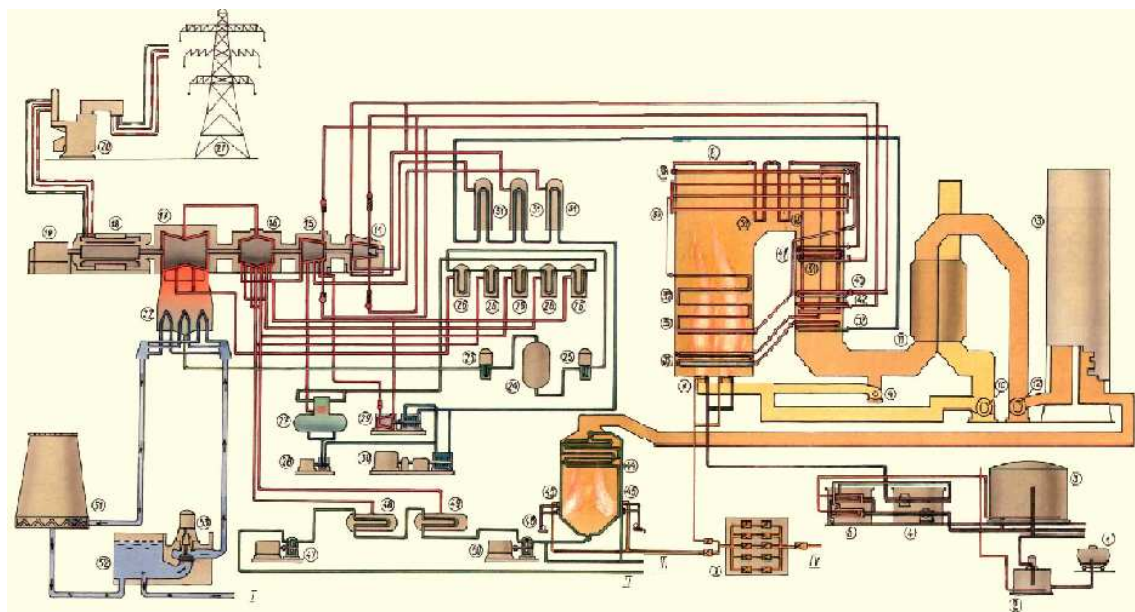
Ясно, что экономичность работы турбоустановки с теплофикационной турбиной зависит от соотношения расходов пара в сетевой подогреватель и конденсатор: чем оно больше, тем больше экономия топлива.

Таким образом, теплофикация всегда приводит к экономии топлива, которая в масштабах всей России оценивается примерно в 15 %. Однако при этом следует помнить, что пар, идущий в сетевой подогреватель, вырабатывается энергетическим, а не простым водогрейным котлом. Для транспортировки пара нужны паропроводы большего диаметра на высокие, иногда сверхкритические параметры пара. Теплофикационная турбина и ее эксплуатация существенно сложнее, чем конденсационная. В конденсационном режиме теплофикационная турбина работает менее экономично, чем конденсационная.

Это приводит к тому, что экономически целесообразным оказывается иметь в системе электро- и централизованного теплоснабжения и ТЭЦ, и котельные, и конденсационные электростанции. При этом надо иметь в виду, что часть структуры этих систем складывается исторически, с предварительным вводом котельных, которые в дальнейшем играют роль резервных источников тепла.

3.4. Устройство ТЭЦ и технологический процесс получения горячей сетевой воды на ТЭЦ

На рис. 3.10 показана упрощенная технологическая схема производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ.



Технология производства электроэнергии на конденсационной ТЭС и ТЭЦ практически не отличаются, поэтому в этой части рис. 2.2 и 3.10 совпадают. Мало того, когда ТЭЦ не отпускает тепла (например, летом или сразу же после ввода в эксплуатацию, когда тепловые сети еще не готовы), она работает просто как конденсационная ТЭС.

Главное отличие ТЭЦ от ТЭС состоит в наличии на ТЭЦ водонагревательной (теплофикационной) сетевой установки. Остывшая в теплоприемниках тепловой сети обратная сетевая вода поступает к сетевым насосам I подъема *СН-1* (рис. 3.10). Насосы повышают давление сетевой воды, исключая ее закипание при нагреве в сетевых подогревателях и обеспечивая ее прокачку через сетевые подогреватели. Из сетевого насоса *СН-1* сетевая вода последовательно проходит через трубную систему сетевых подогревателей *СП-1* и *СП-2*. Нагрев сетевой воды в них осуществляется теплотой конденсации пара, отбираемого из двух отборов паровой турбины. Отбор пара осуществляется при таких давлениях, чтобы температура его конденсации в сетевом подогревателе была достаточной для нагрева сетевой воды (см. рис. 1.2).

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

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

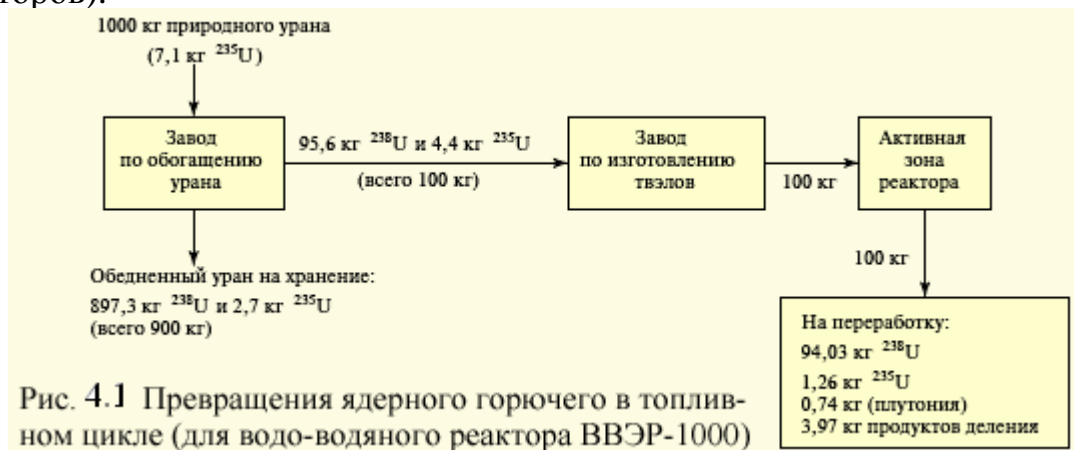
4. УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ АЭС РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Содержание лекции

- 4.1. Ресурсы, потребляемые АЭС, ее продукция и отходы производства
- 4.2. Представление о ядерных реакторах различного типа
- 4.3. Сравнение реакторов типов ВВЭР и РБМК
- 4.4. Технологические схемы производства электроэнергии на АЭС с реакторами типов ВВЭР и РБМК
- 4.5. Преимущества и недостатки АЭС по сравнению с ТЭС

4.1. Ресурсы, потребляемые АЭС, ее продукция и отходы производства

Главное отличие АЭС от ТЭС состоит в использовании *ядерного горючего* вместо органического топлива. Ядерное горючее получают из *природного урана*, который добывают либо в шахтах (Франция, Нигер, ЮАР), либо в открытых карьерах (Австралия, Намибия), либо способом подземного выщелачивания (США, Канада, Россия). Природный уран — это смесь в основном неделиющегося изотопа урана ^{238}U (более 99 %) и делящегося изотопа ^{235}U (0,71 %), который соответственно и представляет собой ядерное горючее. Для работы реакторов АЭС требуется обогащение урана. Для этого природный уран (рис. 4.1) направляется на обогатительный завод, после переработки на котором 90 % природного обедненного урана направляется на хранение, а 10 % приобретают обогащение до нескольких процентов (3,3—4,4 % для энергетических реакторов).



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

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

После постепенного расщепления ^{235}U и уменьшения его концентрации до 1,26 % (см. рис. 4.2), когда мощность реактора существенно уменьшается, ТВС извлекают из реактора, некоторое время хранят в бассейне выдержки, а затем направляют на радиохимический завод для переработки.

Таким образом, в отличие от ТЭС, где топливо сжигается полностью (по крайней мере, к этому стремятся), на АЭС добиться 100 % расщепления ядерного горючего невозможно. Отсюда — невозможность оценивать КПД АЭС с помощью удельного расхода условного топлива. Здесь же подчеркнем, что АЭС не использует воздух для окисления топлива, отсутствуют какие-либо выбросы золы, оксидов серы, азота, углерода и так далее, характерных для ТЭС. Мало того, даже радиоактивный фон вблизи АЭС меньше, чем у ТЭС (этот фон создается элементами, содержащимися в золе). Результатом деления ядер расщепляющихся элементов в ядерном реакторе является выделение огромного количества тепла, которое используется для получения пара.

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

Полезным продуктом работы АЭС служит электроэнергия \mathcal{E} . Для оценки эффективности АЭС, точнее энергоблока АЭС, служит его КПД нетто

$$\eta_{\text{нетто}} = \mathcal{E} / Q_{\text{реак}}, \quad (4.1)$$

где \mathcal{E} — выработанная за выбранный период электроэнергия; $Q_{\text{реак}}$ — тепло, выделившееся в реакторе за этот период.

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

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

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

4.2. Представление о ядерных реакторах различного типа

Принципиальная схема ядерного реактора на так называемых тепловых (медленных) нейтронах показана на рис. 4.2. Перед тем, как перейти к описанию его работы, напомним, что расщепление ядра делящегося элемента происходит вследствие попадания в него нейтрона.

При этом возникают движущиеся с большой скоростью осколки деления (ядра других элементов) и 2—3 новых нейтрона. Последние способны вызывать деление новых ядер и характер дальнейшего процесса будет зависеть от характера изменения баланса нейтронов. Если из образующихся после каждого акта расщепления ядра 2—3 нейтронов, 1—2 нейтрона будут «погибать» (т.е. не вызывать акта следующего деления), то оставшийся и расщепивший следующее ядро 1 нейтрон будет постоянно «поддерживать» их существование. Если, например, в некоторый начальный момент существовало 100 нейтронов, то при описанных выше условиях этот уровень нейтронов будет поддерживаться постоянным, и реакция деления будет носить стационарный характер. Если число нейтронов будет увеличиваться, то произойдет тепловой взрыв, если уменьшаться, то реакция прекратится (или перейдет на меньший уровень тепловыделения). Чем выше стационарный уровень числа существующих нейтронов, тем больше мощность реактора.

Образующиеся в результате деления нейтроны могут быть *быстрыми* (т.е. иметь большую скорость) и *медленными* (тепловыми). Вероятность захвата медленного нейтрона ядром и его последующего расщепления больше, чем быстрого нейтрона. Поэтому твэлы окружают *замедлителем* (обычно это вода, графитовая кладка и другие материалы). Быстрые нейтроны замедляются, и поэтому рассматриваемые ниже энергетические реакторы относятся к реакторам на медленных (тепловых) нейтронах.

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

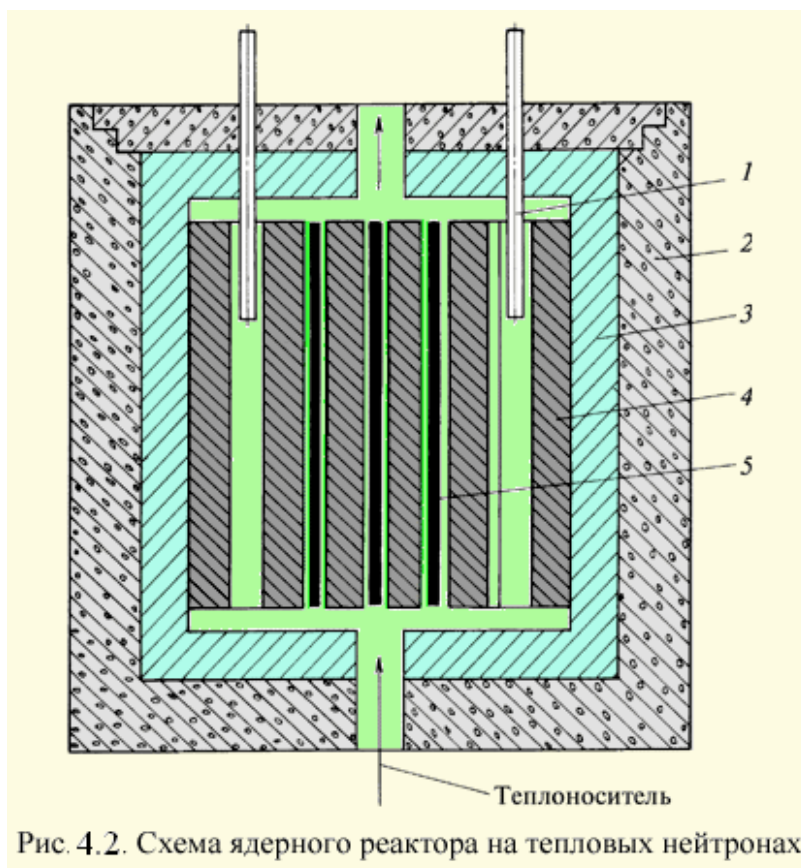


Рис. 4.2. Схема ядерного реактора на тепловых нейтронах

Изменяют мощность реактора с помощью стержней системы регулирования и защиты (СУЗ), выполненных из материалов хорошо поглощающих нейтроны. При опускании стержней (см. рис. 4.2) поглощение нейтронов увеличивается, общее число нейтронов уменьшается, и мощность реактора также уменьшается вплоть до полной остановки.

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

Количество стационарно существующих нейтронов определяет число образующихся осколков деления ядер, которые разлетаются в разные стороны с огромной скоростью. Торможение осколков приводит к разогреву топлива и стенок твэлов. Для снятия этого тепла в реактор (см. рис. 4.2) помещается *теплоноситель*, нагрев которого и представляет цель работы ядерного реактора. В наиболее распространенных типах ядерных реакторов в качестве теплоносителя используют обычную воду, естественно, высокого качества.

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

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

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

На рис. 4.3, *а* показан продольный разрез реактора ВВЭР-1000, на рис. 4.3, *б* — его внешний вид, а в табл. 4.1 представлены основные характеристики реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-440.

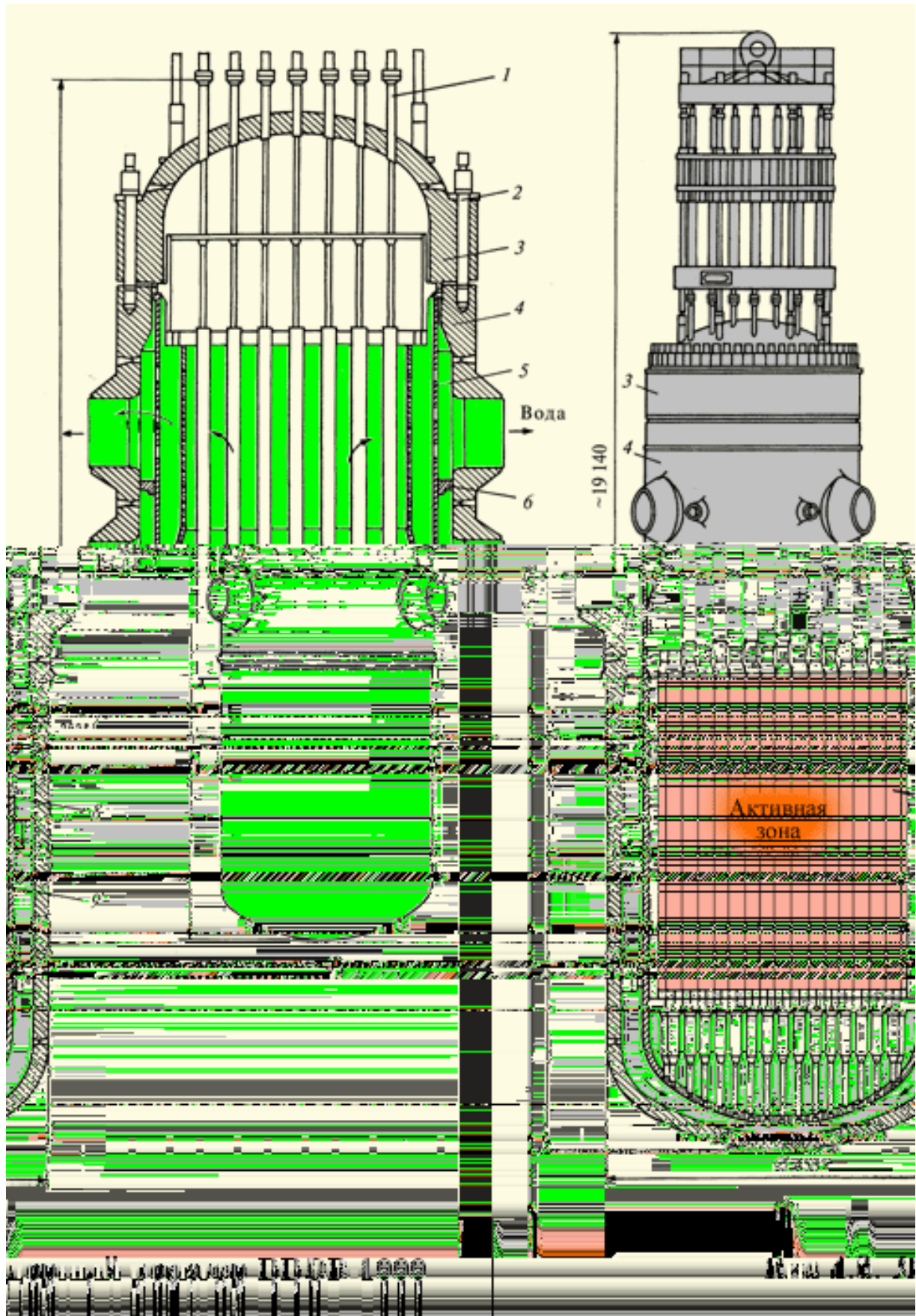
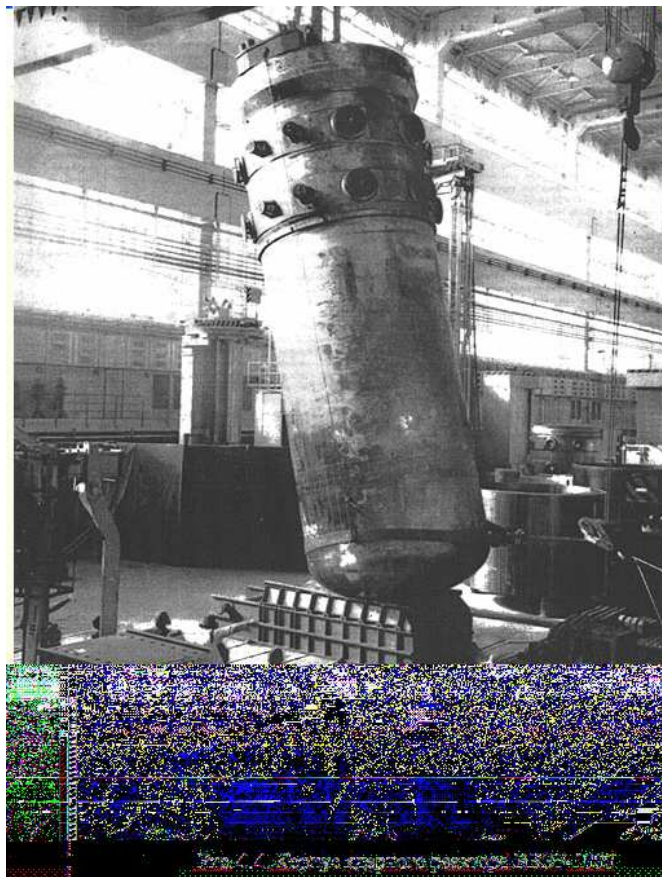


Таблица 4.1

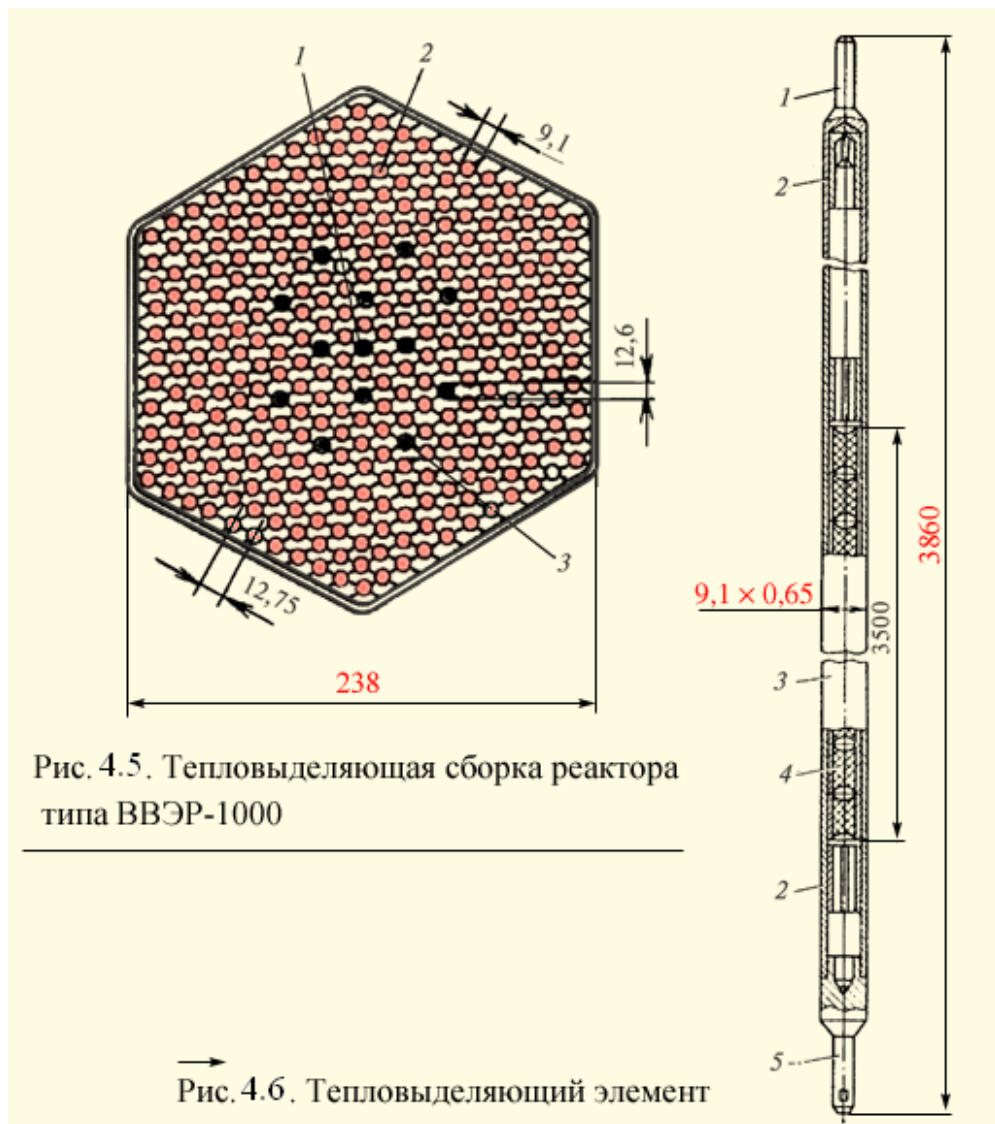
Основные характеристики реакторов ВВЭР

Показатель	Энергетический реактор	
	ВВЭР-1000	ВВЭР-440
Тепловая мощность, МВт	3000	1375
Энергетическая мощность энергоблока, МВт	1000	440
КПД энергоблока, %	33	31,5
Давление теплоносителя в первом корпусе, МПа	15,7	12,26
Температура воды на входе, °С	239	269
Средний подогрев воды в реакторе, °С	33,5	31
Расход воды через реактор, м ³ /ч	76000	39000
Количество циркуляционных петель, шт.	4	6
Загрузка топлива, т	66	42
Обогащение топлива, %	4,4	3,3
Корпус реактора (без крышки):		
Максимальный диаметр (с патрубками), мм	5280	4350
Внутренний диаметр, мм	4070	3560
Высота, мм	10850	11800
Масса, т	304	208,8

На рис. 4.4 показан корпус реактора ВВЭР-440 во время изготовления на заводе.



Корпус реактора состоит из цилиндрического сосуда (см. рис. 4.3) и крышки 3, притягиваемой к сосуду многочисленными шпильками 2 со специальными колпачковыми гайками. В сосуде подвешивается шахта 5, представляющая собой тонкостенный сосуд с уплотнением 6 и системой отверстий, обеспечивающих направленное движение теплоносителя. Теплоноситель (вода) с давлением 15,7 МПа и температурой 289 °С поступает по четырем штуцерам в кольцевое пространство между корпусом и шахтой и движется вниз между ними. На этой стадии вода выполняет функцию отражателя нейтронов. Дно шахты 5 имеет многочисленные отверстия, через которые вода попадает внутрь шахты, где располагается *активная зона*, состоящая из отдельных шестигранных ТВС (рис. 4.5), каждый из которых содержит 312 твэлов (рис. 4.6).



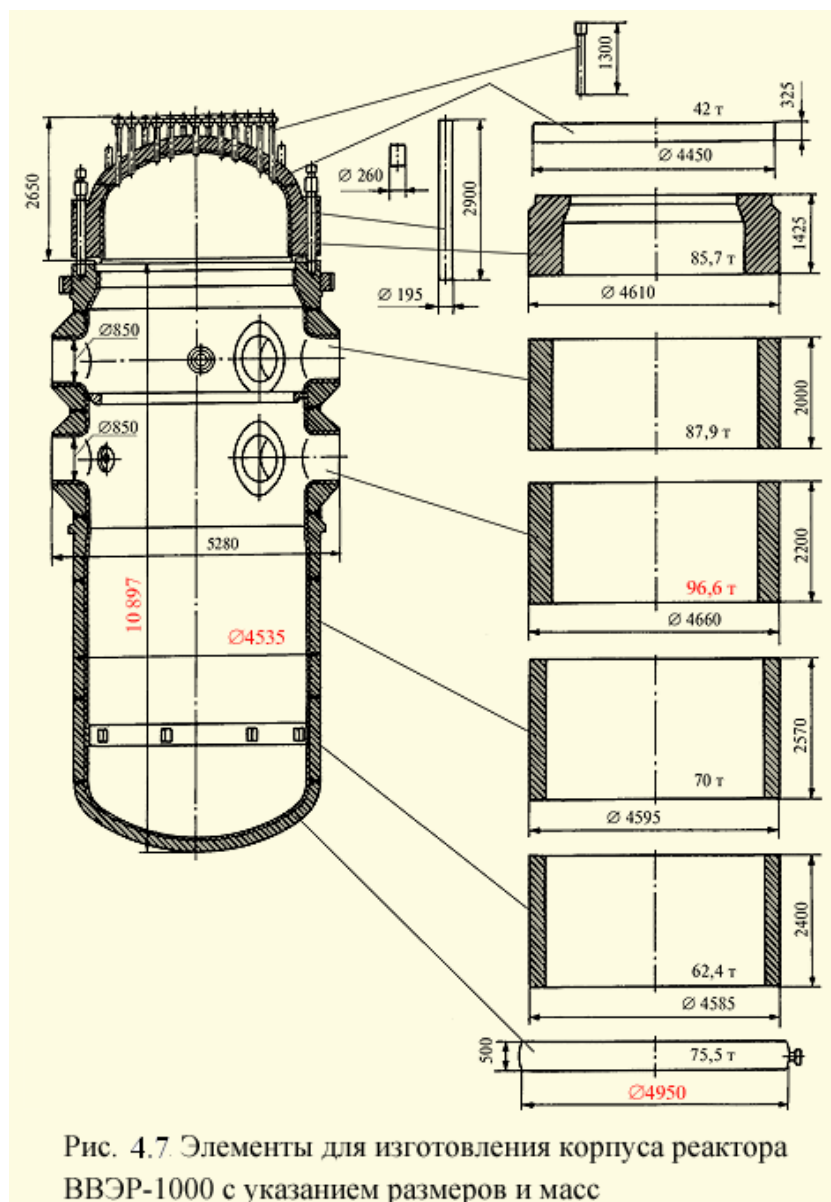


Рис. 4.7. Элементы для изготовления корпуса реактора ВВЭР-1000 с указанием размеров и масс

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

Корпус реактора представляет собой уникальную конструкцию, сваренную из отдельных обечаек (рис. 4.7), изготавливаемых ковкой. Масса обечаек достигает почти 100 т. Они выполняются двухстенными. Наружная часть — из термостойкой высокопрочной стали, а внутренняя плакируется слоем аустенитной нержавеющей стали толщиной 10—20 мм.

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

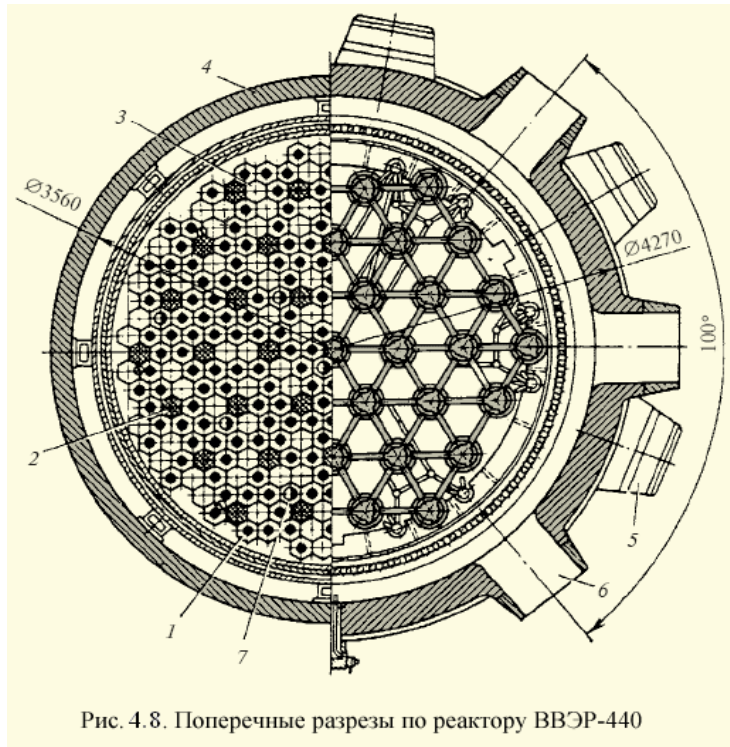
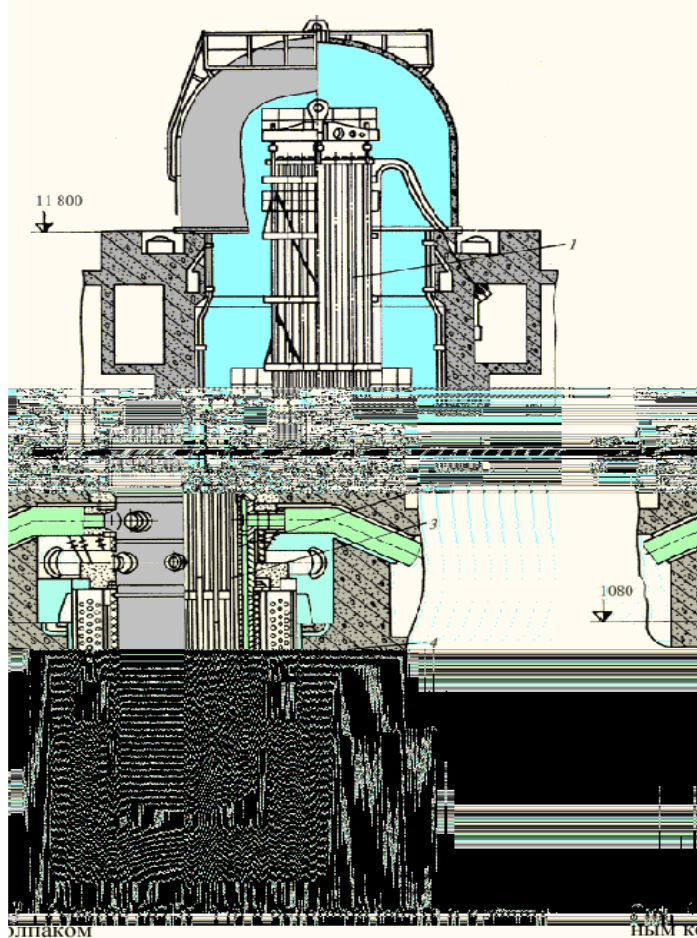


Рис. 4.8. Поперечные разрезы по реактору ВВЭР-440

На рис. 4.8 показаны поперечные разрезы по активной зоне и по приводам СУЗ реактора ВВЭР-440, имеющего конструкцию, аналогичную реактору ВВЭР-1000. Сам реактор вместе с биологической защитой показан на рис. 4.9. Его технические данные приведены в табл. 4.1.



Реактор канального типа РБМК-1000 показан на рис. 4.10, а его технические данные следующие:

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

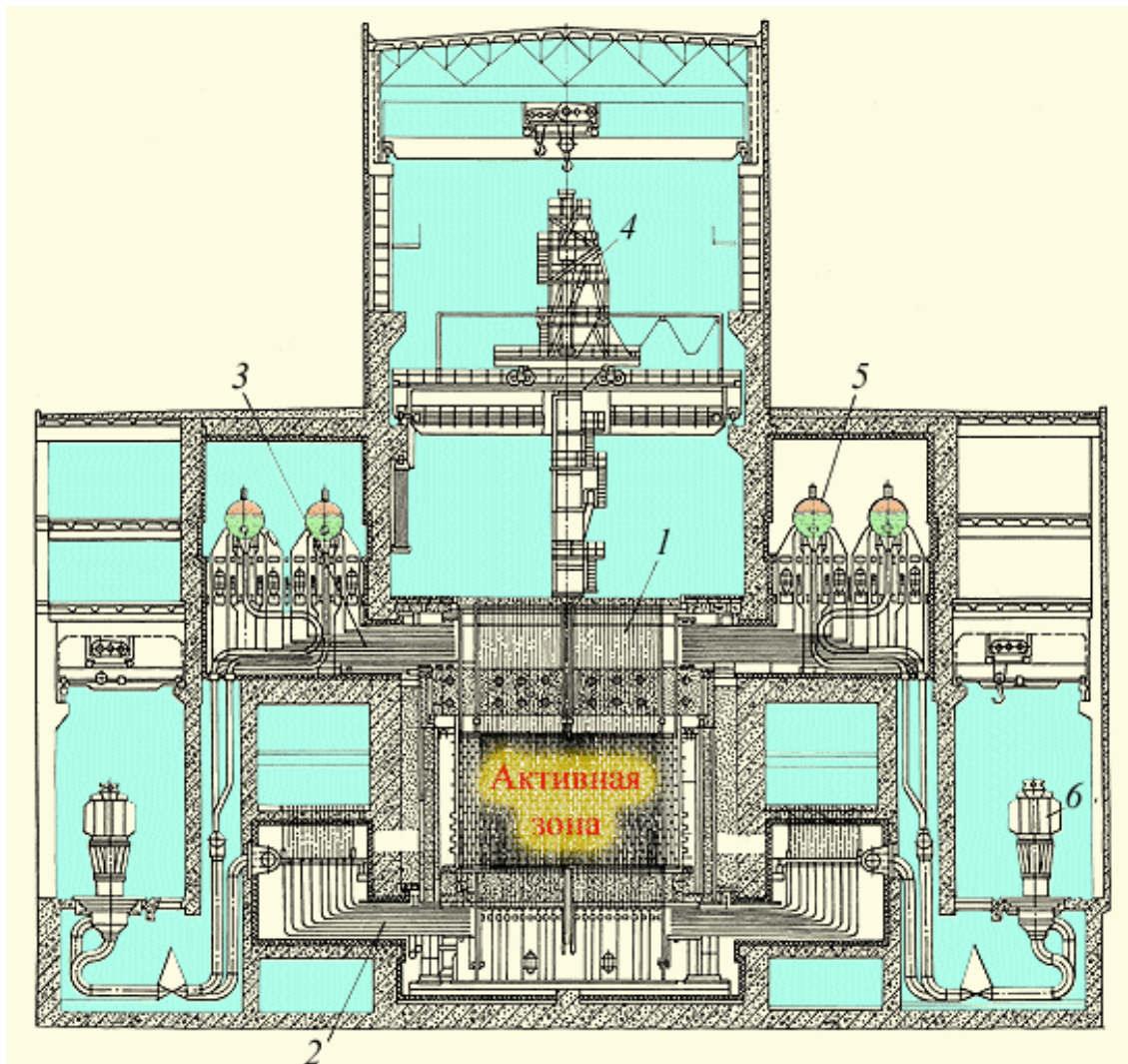


Рис. 4.10. Реактор РБМК-1000

Он состоит из собственно реактора 1, барабанов-сепараторов 3, главных циркуляционных насосов 6 и водяных и пароводяных коммуникаций.

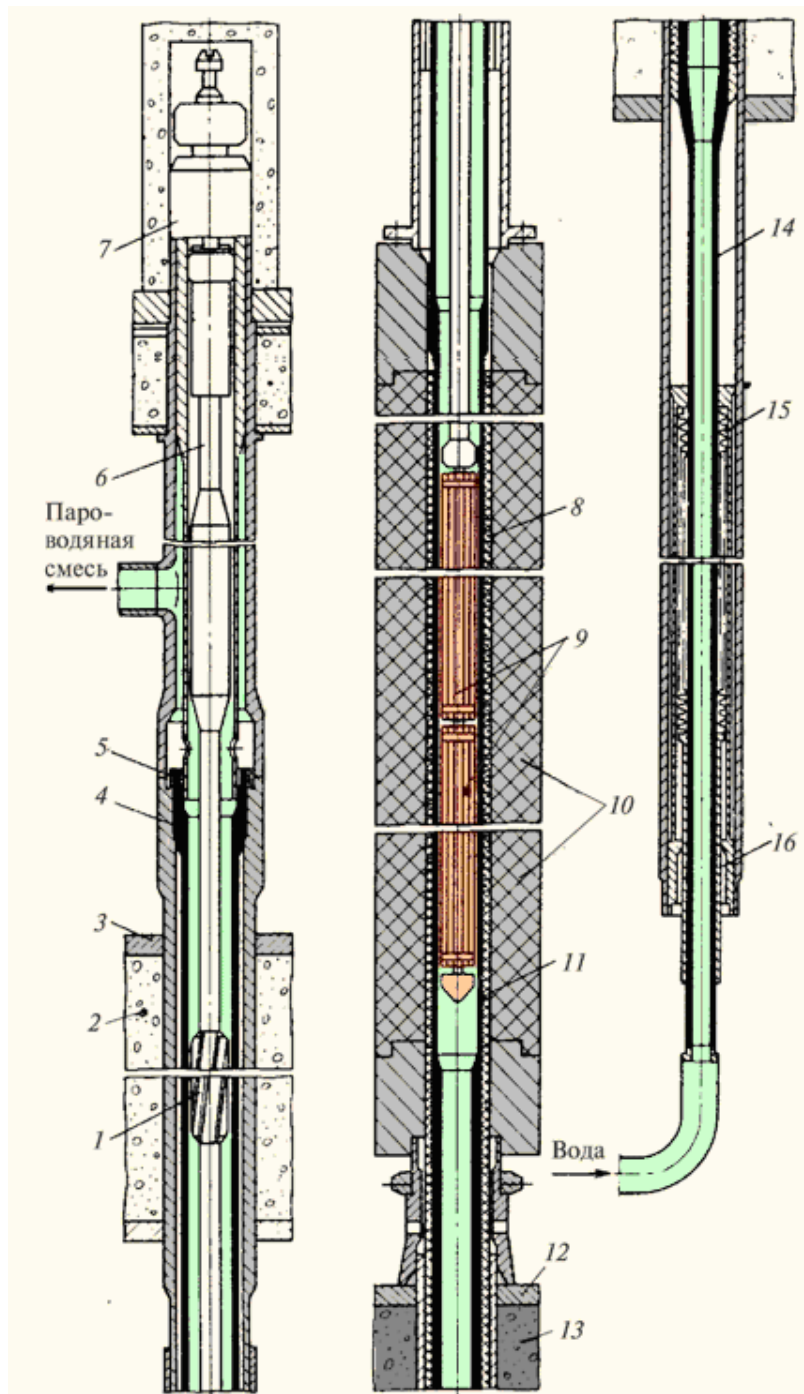
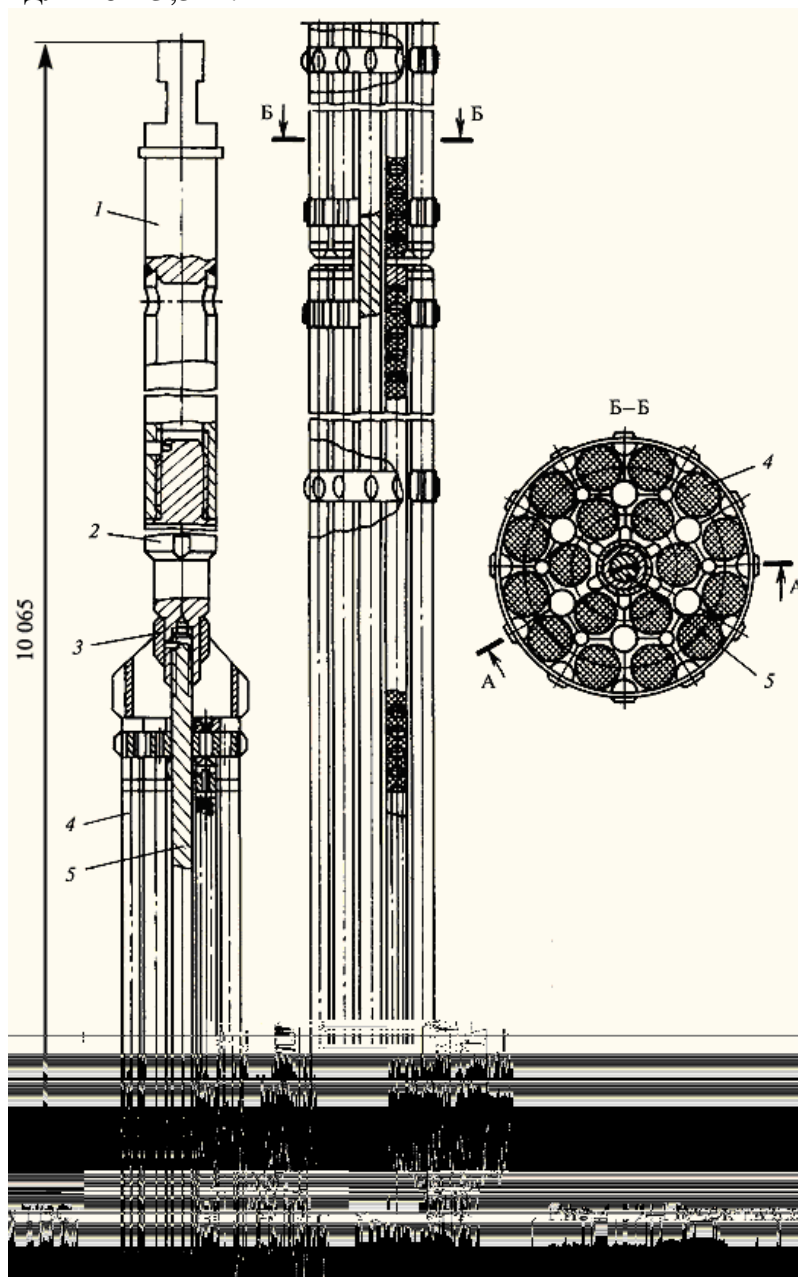


Рис. 4.11. Технологический канал реактора РБМК-1000

Активная зона реактора представляет собой графитовую кладку 10 (рис. 4.11) из блоков сечением 250x250 мм. В центре каждого блока выполнено вертикальное отверстие (канал), в которое помещается парогенерирующее устройство. Совокупность парогенерирующего устройства, кладки и элементов их установки называют *технологическим каналом*. Он включает в себя трубу, состоящую из центральной (циркониевой) части 11, расположенной в области графитовой кладки 10, и двух концевых частей 4 и 14, выполненных из нержавеющей стали. Внутри центральной части трубы подвешивается ТВС, состоящая из двух

последовательно расположенных пучков (рис. 4.12). Каждый пучок состоит из 18 стержневых ТВЭЛов наружным диаметром 13,6 мм, толщиной стенки 0,9 мм и длиной 3,5 м.



В нижнюю концевую часть трубы 14 каждого канала поступает вода от главного циркуляционного насоса (ГЦН) (см. рис. 4.10) и движется вверх, омывая пучки 9 ТВС (см. рис. 4.11). При этом вода нагревается до состояния кипения, частично испаряется и с массовым паросодержанием примерно 15 % направляется в барабан-сепаратор 5 (см. рис. 4.10). Здесь вода и пар разделяются: пар направляется в паровую турбину, а вода с помощью ГНЦ снова возвращается в технологические каналы.

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

4.3. Сравнение реакторов типов ВВЭР и РБМК

В России работает 14 водо-водяных реакторов типа ВВЭР общей мощностью 10640 МВт и 11 канальных графитовых реакторов типа РБМК общей мощностью 11000 МВт. За рубежом реакторов канального типа, аналогичным РБМК, не строят.

Главное преимущество реакторов типа ВВЭР перед РБМК состоит в их большей безопасности. Это определяется тремя причинами:

- *реактор ВВЭР принципиально не имеет так называемых положительных обратных связей, т.е. в случае потери теплоносителя и потери охлаждения активной зоны цепная реакция горения ядерного топлива затухает, а не разгоняется, как в РБМК;*
- *активная зона ВВЭР не содержит горючего вещества (графита), которого в активной зоне РБМК содержится около 2 тыс. т;*
- *реактор ВВЭР имеет защитную оболочку, не допускающую выхода радиоактивности за пределы АЭС даже при разрушении корпуса реактора; выполнить единый защитный колпак для РБМК невозможно из-за большой разветвленности труб реакторного контура.*

Самое главное преимущество ВВЭР — большая безопасность, значение которого полностью осознали, к сожалению, лишь после Чернобыльской катастрофы, хотя это было известно давно. И то, что в энергетике России энергоблоки РБМК получили тем не менее широкое распространение, объясняется тем, что до ввода в конце 70-х годов завода «Атоммаш», производящего реакторы типа ВВЭР, СССР мог производить только по одному корпусу реактора в год (на Ижорском заводе). Сейчас Россия производит только усовершенствованные высоконадежные реакторы типа ВВЭР. Завод «Атоммаш» может изготавливать от 4 до 8 реакторов в год.

Однако в защиту РБМК необходимо сказать еще несколько слов.

Корпус ВВЭР имеет гигантские размеры, а изготовление его весьма трудоемко. Его размеры ограничены достижением предельного состояния прочности, так как механические напряжения, разрывающие корпус, пропорциональны его диаметру и внутреннему давлению в нем (при этом необходимо учитывать охрупчивание металла под действием нейтронного облучения). Кроме того, габариты корпуса ВВЭР ограничены требованиями железнодорожной перевозки. Все это приводит к тому, что для ВВЭР имеется некоторая предельная мощность, обусловленная размерами корпуса. Например, максимальная мощность ВВЭР в США достигла 1300 МВт и длина его корпуса составляет 13,42 м при диаметре 5,6 м. Для РБМК таких проблем нет, так как его мощность может быть

увеличена простым наращиванием числа параллельных технологических каналов в графитовой кладке (при этом, конечно, усложняется система раздачи и сбора пара из технологических каналов). Повышение единичной мощности реакторов очень важно, так как стоимость строительства АЭС весьма высока и превышает 1100 долл/кВт. Повышение единичной мощности всегда приводит к снижению стоимости 1 кВт установленной мощности, так как при этом укрупняются такие элементы как ГЦН, парогенераторы (или барабаны-сепараторы), паровая турбина со всем ее сложным хозяйством, удешевляется удельная стоимость системы автоматики, водоснабжения и т.д. Уже очень давно на Игналинской АЭС (Литва) работает реактор типа РБМК мощностью 1500 МВт (эл).

Важным преимуществом реактора типа РБМК является возможность непрерывной перегрузки топлива (замены ТВС) перегрузочной машиной (см. рис. 4.10), с помощью которой ежедневно заменяют 3—4 ТВС. Реактор типа ВВЭР необходимо останавливать ежегодно (со снятием верхнего блока и крышки — см. рис. 4.3) для того, чтобы извлечь 1/3 топлива из центральной части активной зоны, где выгорание идет быстрее. Затем 1/3 топлива перемещают из средней части активной зоны в центральную часть и из периферийной — в среднюю; в освобожденной периферийной части активной зоны устанавливаются ТВС со свежими твэлами. Правда, перегрузку топлива, совмещают с планово-предупредительными ремонтами (ППР) длительностью 20—40 сут другого оборудования энергоблока. Но в любом случае необходимость ежегодной перезагрузки топлива (сейчас постепенно решается вопрос о продлении топливной компании до 18 мес) приводит к снижению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ).

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

Реакторы типа ВВЭР используют для строительства *двухконтурных АЭС*. Как следует из названия, такая АЭС (рис. 4.13) состоит из двух контуров. Первый контур расположен в *реакторном отделении*. Он включает реактор типа ВВЭР, через который с помощью ГЦН прокачивается вода под давлением 15,7 МПа (160 ат). На входе в реактор вода имеет температуру 289 °С, на выходе — 322 °С. При давлении в 160 ат вода может закипеть, как видно из рис. 1.2, только при температуре 346 °С и, таким образом, в первом контуре двухконтурной АЭС всегда циркулирует только вода без образования пара.

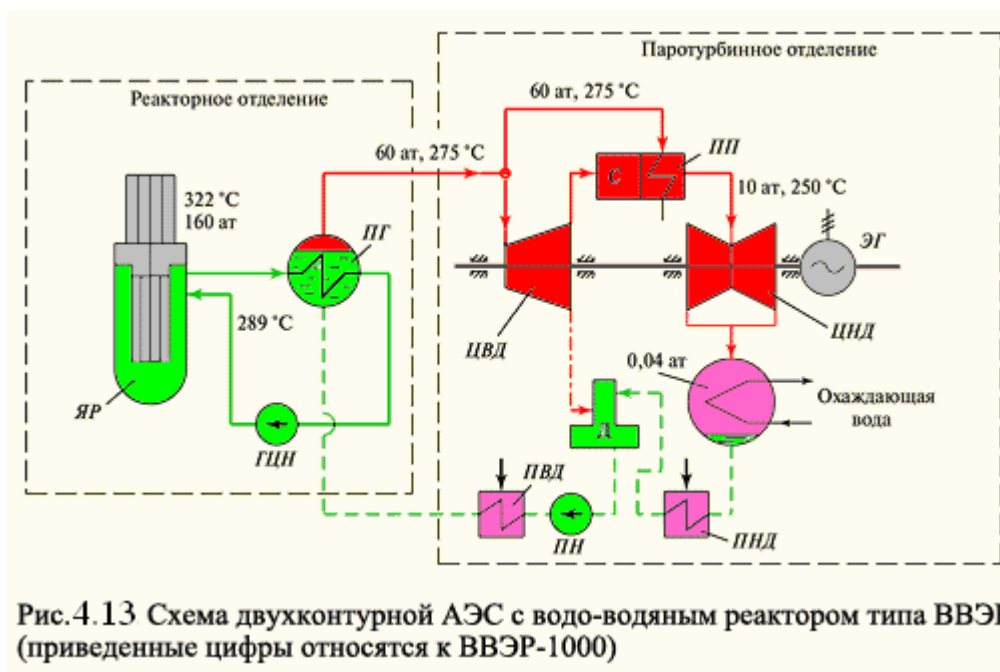


Рис. 4.13 Схема двухконтурной АЭС с водо-водяным реактором типа ВВЭР (приведенные цифры относятся к ВВЭР-1000)

Из ядерного реактора вода с температурой $322\text{ }^{\circ}\text{C}$ поступает в *парогенератор*. Парогенератор — это горизонтальный цилиндрический сосуд (барaban), частично заполненный питательной водой второго контура; над водой имеется паровое пространство. В воду погружены многочисленные трубы парогенератора *ПГ*, в которые поступает вода из ядерного реактора. Можно сказать, что парогенератор — это кипятильник, выпаривающий воду при повышенном давлении. С помощью питательного насоса *ПН* и соответствующего выбора турбины в парогенераторе создается давление существенно меньшее, чем в первом контуре (для реактора ВВЭР-1000 и турбины мощностью 1000 МВт это давление свежего пара $p_0 = 60\text{ ат}$). Поэтому уже при нагреве до $275\text{ }^{\circ}\text{C}$ в соответствии с рис. 1.2 вода в парогенераторе закипает вследствие нагрева ее теплоносителем, имеющим температуру $322\text{ }^{\circ}\text{C}$. Таким образом, в парогенераторе, являющемся связывающим звеном первого и второго контура (но расположенном в реакторном отделении), генерируется сухой насыщенный пар с давлением $p_0 = 60\text{ ат}$ и температурой $t_0 = 275\text{ }^{\circ}\text{C}$ (свежий пар). Если говорить строго, то этот пар — влажный, однако его *влажность* мала (0,5 %). И сейчас мы отмечаем первую особенность АЭС — низкие начальные параметры и влажный пар на входе в турбину.

Этот пар направляется в *ЦВД* паровой турбины. Здесь он расширяется до давления примерно 1 МПа (10 ат). Выбор этого давления обусловлен тем, что уже при этом давлении влажность пара достигает 10—12 %, и капли влаги, движущиеся с большой скоростью, приводят к интенсивной эрозии и размывам деталей проточной части паровой турбины.

Поэтому из *ЦВД* пар направляется в сепаратор-пароперегреватель (СПП). В сепараторе *С* от пара отделяется влага, и он поступает в паро-

перегреватель, где его параметры доводятся до значений 10 ат, 250 °С. Таким образом, пар на выходе из СПП является перегретым, и эти параметры выбраны такими, чтобы получить допустимую влажность в конце турбины, где угроза эрозии еще большая, чем за ЦВД. Пар с указанными параметрами поступает в ЦНД (в энергоблоке 1000 МВт три одинаковых ЦНД, на рис. 4.13 показан только один). Расширившись в ЦНД, пар поступает в конденсатор, а из него в конденсатно-питательный тракт, аналогичный показанному на рис. 2.5 тракту обычной ТЭС.

Важно отметить, что во втором контуре циркулирует нерадиоактивная среда, что существенно упрощает эксплуатацию и повышает безопасность АЭС.

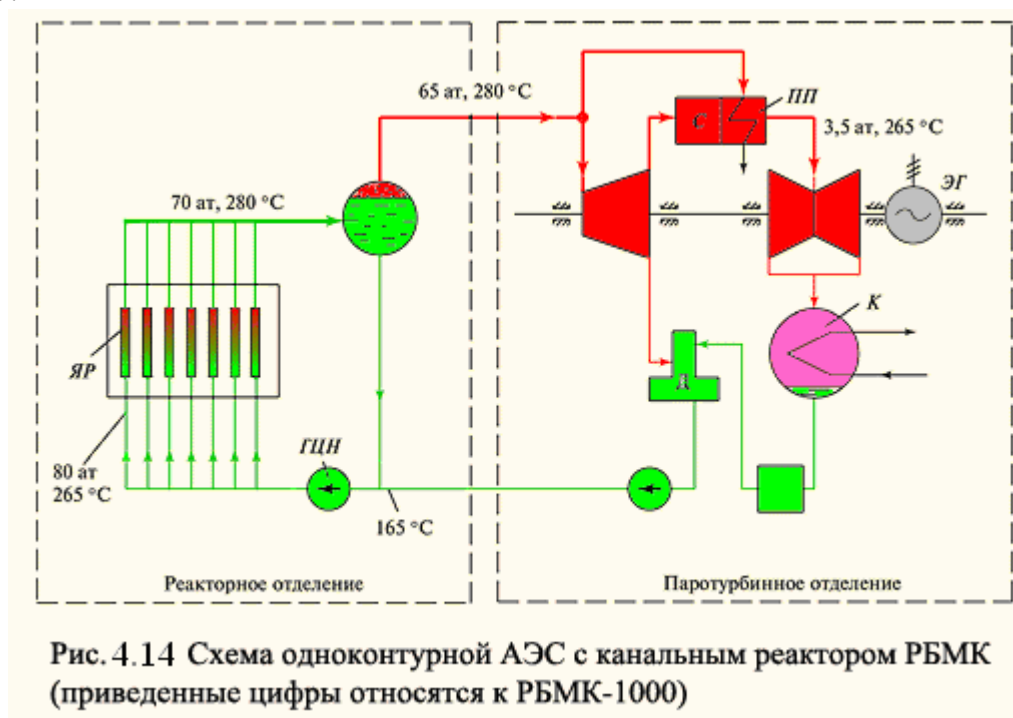


Рис. 4.14 Схема одноконтурной АЭС с каналным реактором РБМК (приведенные цифры относятся к РБМК-1000)

На рис. 4.14 показана схема **одноконтурных АЭС**, построенных в России с реакторами РБМК-1000 на трех АЭС. *Одноконтурной* она называется потому, что и через реактор, и через паротурбинную установку циркулирует одно и то же рабочее тело.

Питательная вода с помощью ГЦН с параметрами 80 ат и 265 °С из раздаточного коллектора подводится к многочисленным (в РБМК-1000 их 1693) параллельным технологическим каналам, размещенным в *активной зоне реактора*. На выходе из каналов пароводяная смесь с паросодержанием 14—17 % собирается в коллекторе и подается в барабан-сепаратор (у РБМК-1000 их четыре). Барабан-сепаратор служит для разделения пара и воды. Образующийся пар с параметрами 6,4 МПа (65 ат) и 280 °С направляется прямо в паровую турбину (реактор РБМК-1000 в номинальном режиме питает две одинаковые паровые турбины мощностью по 500 МВт каждая).

Пар, получаемый в реакторе и в сепараторе, является радиоактивным вследствие наличия растворенных в нем радиоактивных газов, причем именно паропроводы свежего пара обладают наибольшим радиоактивным излучением. Поэтому их прокладывают в специальных бетонных коридорах, служащих биологической защитой. По этой же причине пар к турбине подводится снизу, под отметкой ее обслуживания (пола машинного зала).

Пар, расширившийся в ЦВД до давления 0,35 МПа (3,5 ат), направляется в СПП (на каждой турбине энергоблока с реактором РБМК-1000 их четыре), а из них — в ЦНД (на каждой турбине их также четыре) и в конденсаторы. Конденсатно-питательный тракт такой же, как у обычной ТЭС (см. рис. 2.5). Однако многие его элементы требуют биологической защиты от радиоактивности. Это относится к конденсатоочистке и водяным емкостям конденсатора, где могут накапливаться радиоактивные продукты коррозии, подогревателям регенеративной системы, питаемым радиоактивным паром из турбины, сборникам сепарата СПП. Одним словом, и устройство, и эксплуатация одноконтурных АЭС, особенно в части машинного зала, существенно сложнее, чем двухконтурных.

Конденсат, пройдя систему регенеративного подогрева воды, приобретает температуру 165 °С, смешивается с водой, идущей из барабана-сепаратора (280 °С) и поступает к ГЦН, обеспечивающим питание ядерного реактора.

4.5. Преимущества и недостатки АЭС по сравнению с ТЭС

Главным преимуществом АЭС перед любыми другими электростанциями является их практическая независимость от источников топлива, т.е. удаленности от месторождений урана и радиохимических заводов. Энергетический эквивалент ядерного топлива в миллионы раз больше, чем органического топлива, и поэтому, в отличие, скажем, от угля, расходы на его перевозку ничтожны. Это особенно важно для европейской части России, где доставка угля из Кузбасса и Сибири слишком дорога. Кроме того, замена выработки электроэнергии на газомазутных (фактически — газовых) ТЭС производством электроэнергии на АЭС — важный способ поддержания экспортных поставок газа в Европу.

Это преимущество трансформируется в другое: для большинства стран, в том числе и России, производство электроэнергии на АЭС не дороже, чем на газомазутных и тем более пылеугольных ТЭС. Достаточно сказать, что сейчас тарифы на закупку электроэнергии АЭС

электрическими сетями на 40—50 % ниже, чем для ГРЭС различного типа. Особенно заметно преимущество АЭС в части стоимости производимой электроэнергии стало заметно в начале 70-х годов, когда разразился энергетический кризис и цены на нефть на мировом рынке возросли в несколько раз. Падение цен на нефть, конечно, автоматически снижает конкурентоспособность АЭС.

Затраты на строительство АЭС находятся примерно на таком же уровне, как и на строительство пылеугольных ТЭС или несколько выше.

Наконец, огромным преимуществом АЭС является ее относительная экологическая чистота. Из табл. 4.2 видно, сколь огромны выбросы вредных веществ ТЭС, работающих на различных органических топливах

Таблица 4.2

Годовые выбросы от ТЭС мощностью 1000 МВт, т

Вид выбросов	Тип ТЭС		
	Пылеугольная	Мазутная	Газовая
Сернистые газы	138 000	98000	13
Оксиды азота	20900	21800	12200
Оксид углерода	500	9	—
Углеводороды	210	680	—
Альдегиды	50	120	30
Золовая пыль	4500	730	450
Суммарные выбросы	164 800	121 300	12700

Подобные выбросы на АЭС просто отсутствуют. Если ТЭС мощностью 1000 МВт потребляет в год 8 млн т кислорода для окисления топлива, то АЭС не потребляет кислорода вообще.

Главный недостаток АЭС — тяжелые последствия аварий в реакторном отделении с его разгерметизацией и выбросом радиоактивных веществ в атмосферу с заражением громадных пространств. Это не требует особых пояснений — достаточно вспомнить аварию на Чернобыльской АЭС. Для исключения таких аварий АЭС оборудуется сложнейшими системами безопасности с многократными запасами и резервированием, обеспечивающими даже в случае так называемой *максимальной проектной аварии* (местный полный поперечный разрыв трубопровода циркуляционного контура в реакторном отделении) исключение расплавления активной зоны и ее расхолаживание.

Для обеспечения радиационной безопасности АЭС оборудуют специальной приточно-вытяжной системой вентиляции, сложность которой не идет ни в какое сравнение с вентиляционной системой ТЭС. Если для последней основной задачей является поддержание только санитарно-технических норм, то вентиляционная система АЭС, кроме решения названной задачи должна решать проблему радиационной безопасности. Для этого АЭС оборудуется системой определенного направленного движения воздуха из зон с малым радиоактивным загрязнением в так называемые необслуживаемые помещения с высоким уровнем радиации (вплоть до создания в таких помещениях разрежения). В конечном счете все вентиляционные потоки поступают к дезактивационным фильтрам и затем к вентиляционной трубе высотой не менее 100 м.

Серьезной проблемой для АЭС является их ликвидация после выработки ресурса, которая по оценкам может составлять до 20 % стоимости их строительства.

Отметим также некоторые эксплуатационные особенности АЭС.

АЭС в силу ряда технических причин не могут работать в маневренных режимах, т.е. участвовать в покрытии переменной части графика электрической нагрузки. Конечно, из-за высокой стоимости АЭС должны работать с максимальной нагрузкой, но при их высокой доле в установленной мощности отдельных объединенных энергосистем и при больших неравномерностях графика суточной и недельной нагрузки возникает необходимость быстрых нагружений и разгрузений АЭС, которые для них крайне нежелательны.

Как видно из рис. 4.13 и 4.14, параметры энергоблоков АЭС существенно ниже, чем ТЭС: температура пара перед турбиной почти в 2 раза, а давление более чем в 3 раза меньше. Это означает, что работоспособность 1 кг пара, протекающего через турбину АЭС, оказывается примерно вдвое меньше, чем через турбину ТЭС. Вместе с тем, большие капитальные затраты требуют большой единичной мощности энергоблоков АЭС. Отсюда — огромные расходы пара через турбоагрегаты АЭС по сравнению с турбоагрегатами ТЭС и соответственно огромные расходы охлаждающей воды.

Тем не менее, при всех «недостатках» генерация электроэнергии на АЭС развивается.

СЛОВАРЬ ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ	
Активная зона	зона <i>ядерного реактора</i> , в которой происходит деление ядерного горючего и передача теплоты <i>теплоносителю</i>
Барабан	цилиндрический горизонтальный сосуд, находящийся под давлением, из нижней части которого вода поступает в трубную систему <i>испарителя</i> ; из верхней части пар поступает в <i>пароперегреватель</i>
Барабанный котел	котел, в котором образование пара и его отделение от воды происходит в <i>барабанах</i> , из которого пар поступает в <i>пароперегреватель</i> , а затем в <i>паровую турбину</i> . Барабанные котлы могут использоваться только для <i>докритических параметров пара</i>
Биологическая защита	кладка из тяжелого бетона, предохраняющая персонал реакторного отделения АЭС от воздействия медленных и быстрых нейтронов и ионизирующего излучения
Блочная ТЭС	электростанция, состоящая из отдельных <i>энергоблоков</i> , каждый из которых включает <i>котел, паровую турбину, питательный насос</i> и систему <i>регенеративного подогрева</i> питательной воды
Быстрые нейтроны	нейтроны, образующиеся в результате деления ядерного топлива и имеющие большую скорость
ВВЭР	см. <i>водо-водяной энергетический реактор</i>
Влажный пар	пар, содержащий капли влаги. Предельно допустимая влажность пара в паровой турбине составляет 10—13 %
Водо-водяной энергетический реактор (ВВЭР)	корпусной реактор, в котором теплоносителем и замедлителем нейтронов является вода, циркулирующая через активную зону под высоким давлением
Водогрейный котел	котел для нагрева <i>сетевой воды</i> на <i>районных тепловых станциях</i> (РТС) для последующего направления в <i>тепловую сеть</i> для теплоснабжения жилых домов и предприятий
Водоподогревательная установка	установка для непрерывного подогрева обратной <i>сетевой воды</i> на ТЭЦ паром из отборов теплофикационной <i>паровой турбины</i> типа Т, включающая <i>паропроводы отбора, сетевые подогреватели</i> , систему эвакуации конденсата греющего пара из подогревателей и <i>подпиточную установку теплосети</i>

Воздухоподогреватель	теплообменник котла, служащий для утилизации теплоты уходящих газов и нагрева воздуха, подаваемого в топку
Газовая турбина	турбомашина, преобразующая потенциальную энергию продуктов сгорания, полученных в камере сгорания, в механическую энергию вращения ее ротора, который приводит компрессор и/или электрогенератор
Газотурбинная тепловая электростанция (ГТЭС)	тепловая электростанция, основными энергетическими установками которой являются ГТУ
Газотурбинная установка (ГТУ)	энергетическая установка, неотъемлемыми элементами которой являются <i>воздушный компрессор, камера сгорания и газовая турбина</i>
Газотурбинный агрегат	энергетическая машина, состоящая из <i>ГТУ и электрогенератора</i>
Гигаватт	единица измерения мощности (1 ГВт = 10^9 Вт)
Год	единица времени (1 год = 8760 ч)
ГТУ	<i>см. газотурбинная установка</i>
ГТУ простого термодинамического цикла	газотурбинная установка, состоящая из одного компрессора, одной или нескольких <i>камер сгорания</i> , работающих в одинаковых условиях, и одной <i>газовой турбины</i> , обеспечивающих последовательные однократные процессы сжатия, нагрева и расширения рабочего тела ГТУ
ГТУ сложного цикла	ГТУ, термодинамический цикл которой состоит из нескольких ступеней сжатия, или/и нескольких ступеней подвода теплоты в камерах сгорания, перемежающихся расширением в нескольких газовых турбинах
ГТЭС	<i>см. газотурбинная тепловая электростанция</i>
Давление	результатирующая сила ударов молекул газа или пара, действующих на единицу площади сосуда, в котором они заключены
Деаэратор	основной элемент деаэрационной установки, служащий для удаления газов, растворенных в конденсате, вызывающих коррозию конденсатно-питательного тракта и внутренних поверхностей нагрева <i>котла</i>
Деаэраторное отделение	помещение главного корпуса ТЭС между турбинным и котельным отделением для размещения <i>деаэраторов</i>

Деаэрация	процесс удаления растворимых газов из конденсата при его нагреве до <i>температуры насыщения</i>
Дизельное топливо	<i>жидкое топливо</i> малой вязкости, обычно используемое в качестве резервного топлива <i>ГТУ</i> и <i>ПГУ</i>
Дымовая труба	вертикальный канал, служащий для рассеивания вредных продуктов сгорания и других выбросов, содержащихся в уходящих газах <i>котлов</i> и <i>ГТУ</i> , в атмосфере на возможно большей площади
Дымосос	вытяжной вентилятор, служащий для создания <i>разрежения</i> в топке <i>котла</i>
Жидкое топливо	на ТЭС используют <i>мазут</i> и <i>дизельное топливо</i>
Индивидуальное теплоснабжение	<i>децентрализованная система теплоснабжения</i> , при котором в каждом помещении используется индивидуальные отопительные приборы
Киловатт-час	единица энергии, в частности принятая для измерения выработанной и отпущенной электрической энергии на электростанциях (1 кВт·ч = 860 ккал)
Конденсатный насос	насос, откачивающий конденсат из <i>конденсатора</i> , подавая его через систему <i>регенеративных подогревателей</i> в <i>деаэратор</i>
Конденсатор	теплообменный аппарат, основной элемент <i>конденсационной установки</i> , служащей для конденсации пара, отработавшего в турбине, при низком давлении, составляющем 3—8 кПа
Конденсационная электростанция	промышленное предприятие, служащее для выработки электрической энергии (как правило, КЭС вырабатывают и небольшое количество горячей воды для отопления стационарного поселка)
Конденсационная установка	совокупность конденсатора, системы подачи <i>охлаждающей воды</i> в конденсатор с помощью <i>циркуляционных насосов</i> , системы откачки образующегося из пара конденсата <i>конденсатными насосами</i> и системы удаления воздуха из парового пространства конденсатора, обеспечивающих выполнение конденсатором своих функций
Конденсационное помещение	помещение под паровой турбиной главного корпуса ТЭС, служащее для размещения конденсатора и другого вспомогательного оборудования
Конденсационные турбины	турбины, отработавший пар которых поступает в <i>конденсатор</i>

Котел	совокупность устройств, обеспечивающих образование пара или горячей воды путем подвода к ним тепловой энергии от сжигаемого топлива. Различают <i>котлы энергетические</i> и <i>водогрейные, барабанные и прямоточные</i>
Котел естественной циркуляцией	котел, испаритель которого работает на принципе многократной естественной циркуляции рабочего тела по тракту барабан — опускная труба — испаритель — барабан без использования циркуляционных насосов
Котельная установка	совокупность <i>котла</i> и вспомогательных устройств, обеспечивающих получение пара высоких параметров на ТЭС
Мазут	высококалорийное вязкое <i>жидкое топливо</i> для энергетических котлов, смесь тяжелых углеводородов, остаточный продукт перегонки нефти после отделения бензина, керосина и других легких фракций. В теплоэнергетике в основном используются сернистые мазуты, требующие системы сероочистки или использования специальных технологий сжигания
Машинный зал	— помещение главного корпуса ТЭС для размещения <i>турбоагрегатов</i>
Мегапаскаль	единица давления, используемая для измерения высоких давлений, в частности на ТЭС: перед котлом и за ним, перед турбиной, за питательным насосом (1 МПа = 10^6 Па = 0,098 ат)
Медленные нейтроны	образующиеся в результате деления ядер нейтроны, обладающие небольшой скоростью и имеющие вероятность захвата ядром и его последующего расщепления большую, чем <i>быстрые нейтроны</i> . Быстрые нейтроны замедляются с помощью <i>замедлителя</i> , и поэтому такие энергетические реакторы относятся к реакторам на медленных (тепловых) нейтронах
Одноконтурная АЭС	атомная электростанция, через <i>ядерный реактор</i> и <i>паротурбинную установку</i> которой циркулирует одно и то же рабочее тело — вода и водяной пар
Отражатель	элемент <i>ядерного реактора</i> , уменьшающий утечку нейтронов из активной зоны. Для отражателей используются такие же материалы, как и для <i>замедлителей</i>
Охлаждающая вода	вода, поступающая в <i>трубный пучок конденсатора</i> для обеспечения его низкой температуры и соответственно низкого давления конденсации из реки, <i>пруда-охладителя</i> или <i>градирни</i>

Паровая турбина	энергетическая турбомашина, элемент парового <i>турбоагрегата</i> , преобразующий потенциальную энергию пара высоких параметров в механическую энергию вращения ее ротора, приводящего <i>электрогенератор</i>
Парогазовая тепловая электростанция (ПГЭС)	электростанция, оснащенная <i>парогазовыми установками</i>
Парогазовая установка (ПГУ)	энергетическая установка, в которой электроэнергия вырабатывается <i>ГТУ</i> и <i>паровой турбиной</i> за счет теплоты <i>уходящих газов ГТУ</i>
Парогенератор	элемент двухконтурной АЭС, расположенный в <i>реакторном отделении</i> , в котором за счет теплоты горячего теплоносителя <i>ядерного реактора</i> (первого контура) происходит генерация пара во втором контуре для питания <i>паровой турбины</i>
Пароперегреватель	трубная система <i>энергетического котла</i> или <i>котла-утилизатора ПГУ</i> , в которой пар нагревается сверх <i>температуры насыщения</i> с целью повышения КПД <i>турбоустановки</i> и снижения конечной влажности пара в паровой турбине
Паротурбинная установка (ПТУ)	энергетическая установка, непрерывно преобразующая потенциальную энергию рабочего тела в механическую энергию вращающегося <i>ротора паровой турбины</i> . Неотъемлемыми элементами ПТУ являются источник пара (<i>энергетический котел</i>), <i>паровая турбина</i> , <i>конденсатор</i> и <i>питательный насос</i>
Перегретый пар	пар, перегретый по отношению к <i>температуре насыщения</i>
Питательная вода	вода, поступающая в <i>котел</i>
Принципиальная тепловая схема	схема, на которой приведены только основное оборудование и основные паропроводы
Природный уран	смесь в основном неделящегося изотопа урана ^{238}U (более 99 %) и делящегося изотопа ^{235}U (0,71 %), который и представляет собой ядерное горючее. Природный уран добывают в шахтах, в открытых карьерах или способом подземного выщелачивания
Продукты сгорания топлива	смесь газов, полученных в результате химических реакций горения и избыточного воздуха. Продуктами сгорания в энергетических котлах являются дымовые газы, а в <i>камерах сгорания ГТУ</i> — рабочее тело <i>газовой турбины</i>

Производственный пар	пар, отпускаемый из промежуточной ступени паровой турбины для нужд какого-либо производства
Промежуточный пароперегреватель	элемент котла, служащий для <i>промежуточного перегрева пара</i>
Промежуточный перегрев пара	повышение температуры пара в промежуточном пароперегревателе <i>котла</i> после его расширения в ЦВД турбины. Служит для уменьшения конечной влажности в конце турбины и повышения экономичности <i>турбоустановки</i>
Промышленные электростанции	электростанции, обслуживающие тепловой и электрической энергией конкретные производственные предприятия или их комплекс, входящие в состав тех промышленных предприятий, которые они обслуживают
Прямоточное водоснабжение	система снабжения ТЭС технической водой из реки и сливом отработанной воды в реку
Прямоточный котел	котел, в котором <i>питательная вода</i> не циркулирует, а проходит через его поверхности нагрева только 1 раз, подвергаясь нагреву до <i>температуры насыщения</i> , испарению и перегреву
Рабочая масса топлива	масса твердого топлива, включающая влагу, золу и <i>горючую массу</i>
Рабочие лопатки	профилированные элементы, установленные на <i>диске</i> специальным образом и образующие <i>рабочую решетку</i>
Сетевая вода	непрерывно циркулирующее рабочее тело, подготовленное в специальных подпиточных установках <i>теплосети</i> , обеспечивающее доставку тепловой энергии от ТЭЦ или РТС ее потребителям. Различают сетевую воду <i>прямую</i> и <i>обратную</i>
Сетевой подогреватель	теплообменный аппарат, в котором нагревается <i>сетевая вода</i> , проходящая внутри трубной системы, за счет <i>теплоты конденсации</i> греющего пара, отбираемого из <i>проточной части турбины</i>
Сухой насыщенный пар	пар, не содержащий капель влаги и не перегретый по отношению к состоянию насыщения
Твердое топливо	минеральное топливо (угли, лигниты, торф), используемое для сжигания на паротурбинных ТЭС
Твэлы	см. <i>тепловыделяющие элементы</i>
Температура	мера интенсивности движения молекул. В системе СИ температура измеряется в кельвинах. В теплотехнике принято пользоваться стоградусной шкалой (градусами Цельсия)

Температура кипения	см. <i>температура насыщения</i>
Температура насыщения	температура, при которой начинается кипение воды или конденсация жидкости из пара. Температуры насыщения, конденсации, кипения и испарения — идентичные понятия. Их значение зависит только от давления
Тепловая мощность	количество тепла, произведенного или потребленного в единицу времени. Обычно она измеряется в Гкал/ч и иногда в МВт)
Тепловая сеть	см. <i>теплосеть</i>
Тепловая схема	графическое изображение оборудования и паропроводов ТЭС
Тепловая электрическая станция	промышленное предприятие, вырабатывающее тепло и электрическую энергию, используя энергию, заключенную в сжигаемом топливе
Тепловая энергия	неупорядочная форма энергии, измеряемая в калориях (кал) и кратных ей величинах
Тепловыделяющие элементы	(ТВЭЛы) — герметичные тонкостенные циркониевые трубки длиной до 4 м, в которые помещают цилиндрические таблетки из обогащенного урана. В ТВэле происходит процесс расщепления ядер ^{235}U с выделением теплоты, используемой для нагрева <i>теплоносителя</i>
Теплоноситель	рабочее тело теплообменников, в частности <i>ядерных реакторов</i> , подвергаемое нагреву или охлаждению. Нагреваемый теплоноситель называют горячим, а охлаждаемый — холодным
Теплосеть	система теплопроводов, насосных станций и теплообменных аппаратов, обеспечивающая непрерывную подачу тепловой энергии в виде горячей воды потребителям и ее возврат на <i>ТЭЦ</i> или <i>РТС</i>
Теплота конденсации	теплота, выделяющаяся при превращении <i>сухого насыщенного пара</i> в воду вследствие конденсации. Эффект выделения теплоты конденсации используется для нагрева холодных теплоносителей конденсирующимся паром
Теплота сгорания	количество тепловой энергии, которая выделяется при полном сгорании единицы <i>рабочей массы</i> (1 кг) жидкого или твердого топлива или 1 м^3 газа. Соответственно теплота сгорания измеряется в кДж/кг, кДж/ м^3 или ккал/кг, ккал/ м^3

Теплоэлектроцентр аль (ТЭЦ)	энергетическое предприятие, служащее для выработки <i>тепловой энергии</i> в виде горячей <i>сетевой воды</i> или пара сниженных параметров и электроэнергии. На ТЭЦ осуществляется <i>комбинированная выработка тепла и электрической энергии</i> , обеспечивающей экономию топлива в пределах 15 % по сравнению с <i>раздельной выработкой на КЭС и РТС</i>
Техническая атмосфера	единица измерения давления, обычно используемая эксплуатационным персоналом ТЭС ($1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2 = 9,8 \cdot 10^4 \text{ Па} = 98 \text{ кПа} = 0,098 \text{ МПа}$)
Топка котла	пространство в <i>котле</i> , где происходит горение <i>факела</i> топлива
Турбоагрегат	совокупность <i>паровой турбины, электрогенератора и возбuditеля</i> , объединенных одним <i>валопроводом</i> , обеспечивающая преобразование потенциальной энергии пара в электроэнергию
Турбоустановка	последовательная совокупность <i>паровой турбины, конденсатора, конденсатных насосов, ПНД, деаэратора, питательных насосов и ПВД</i> , обеспечивающих преобразование потенциальной энергии пара, выходящего из <i>котла</i> , в механическую энергию вращения <i>валопровода турбины</i> и возвращение <i>питательной воды</i> в <i>котел</i>
Централизованное теплоснабжение	снабжение потребителей теплом от <i>ТЭЦ</i> или <i>РТС</i> и разветвленной теплосети
Циркуляционный насос	насос, подающий <i>охлаждающую воду</i> в трубный пучок <i>конденсатора</i> турбины
Электрогенератор	электрическая машина, преобразующая механическую энергию вращения ее ротора в электрический ток, подаваемый на <i>трансформатор</i> ТЭС
Энергетический блок	практически автономная энергетическая установка <i>блочной электростанции</i> , состоящая из <i>котельной установки</i> и <i>паротурбинной установки</i> , а также связывающих их <i>паропроводов</i> и <i>трубопроводов питательной воды</i>
Энергетический котел	котел, вырабатывающий пар высоких параметров для последующего использования в <i>паровой турбине</i> . Различают <i>котлы барабанные</i> и <i>прямоточные</i>
Ядерное горючее	обогащенный до 3,3—4,4 % уран, получаемый на обогатительных заводах из <i>природного урана</i>
Ядерный реактор	элемент АЭС, в котором осуществляется генерация пара высокого давления для последующего использования в <i>паровой турбине</i>

ЛИТЕРАТУРА:

1. **Теплоэнергетика** и теплотехника: Общие вопросы: Справочник /Под общей ред. чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина. - М.: Изд-во МЭИ, 1999.
2. **Трухний А.Д.** Стационарные паровые турбины. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. **Веников В.А., Путятин Е.В.** Введение в специальность: Электроэнергетика. - М.: Высшая школа, 1988.
4. **Соколов Е.Я.** Теплофикация и тепловые сети. - М.: Издательство МЭИ, 1999.
5. **Трухний А.Д., Ломакин Б.В.** Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. - М.: Издательство МЭИ, 2002.
6. **Дорощук В.Е.** Ядерные реакторы на электростанциях. - М.: Атомиздат, 1977.
7. **Маргулова Т.Х.** Атомные электрические станции. - М.: ИздАТ, 1994.
8. **Котов Ю.В., Кротов В.В., Филиппов Г.А.** Оборудование атомных электростанций. - М.: Машиностроение, 1982.

СОДЕРЖАНИЕ:

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	3
1. ВВЕДЕНИЕ	4
1.1. О физических величинах, используемых в практике производства и потребления электрической и тепловой энергии	4
1.2. Некоторые свойства водяного пара и воды	9
1.3. Некоторые свойства топлив, сжигаемых на тепловых электростанциях	13
1.4. Энергетика и электрогенерирующие станции	16
2. УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ТЭС, РАБОТАЮЩЕЙ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ	
2.1. Типы тепловых электростанций	19
2.2. Общее представление о тепловой электростанции	21
2.3. Технологический процесс преобразования химической энергии топлива в электроэнергию на ТЭС	24
2.4. Знакомство с основным оборудованием ТЭС	30
2.5. Ближайшие и отдаленные перспективы строительства ТЭС	35
3. УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ТЭЦ	
3.1. Снабжение теплом промышленных предприятий и населения крупных и средних городов	38
3.2. Понятие о теплофикации и представление, о тепловых сетях крупных городов	42
3.3. Раздельная и комбинированная выработка электроэнергии и тепла. Термодинамическое преимущество комбинированной выработки	45
3.4. Устройство ТЭЦ и технологический процесс получения горячей сетевой воды на ТЭЦ.	49
4. УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ АЭС РАЗЛИЧНОГО ТИПА	
4.1. Ресурсы, потребляемые АЭС, ее продукция и отходы производства	51
4.2. Представление о ядерных реакторах различного типа	52
4.3. Сравнение реакторов типов ВВЭР и РБМК	63
4.4. Технологические схемы производства электроэнергии на АЭС с реакторами типов ВВЭР и РБМК	64
4.5. Преимущества и недостатки АХ по сравнению с ТХ	67
СЛОВАРЬ ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ	70
ЛИТЕРАТУРА	78

К.А. Джумабаев

**Курс лекции по предмету
«Тепловые и атомные электрические станции»**

**Тех. редактор: Жакыпова Ч.А.
Компьютерная верстка: Ысманова Н.К.**

**Отпечатано в полиграфическом комплексе
ИГУ им. К.Тыныстановы
Заказ 359 Тираж 25.
Тел.: (03922) 52696**